

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХОЙЛ АКТӨБЕ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «Казахойл Актөбе»

К.М. Касымғалиев

« _____ » 2024г.



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

Договор №937794/2023/1 от 29.12.2023г

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

A large, stylized handwritten signature in blue ink, belonging to A.S. Mardanov.

А.С. Марданов

Атырау, 2024 г.

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	4
АННОТАЦИЯ	9
ВВЕДЕНИЕ	11
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	14
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	14
1.2 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ	15
1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	18
1.4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	23
1.5 СВЕДЕНИЕ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	30
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	36
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	36
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	37
2.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	38
2.4 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	41
2.5 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	42
2.6 ЖИВОТНЫЙ МИР	42
3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	44
3.1 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	44
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	67
4.3 ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ	68
4.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	69
4.5 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	69
4.6 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	77
4.7 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	88
4.8 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ	89
5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	90
5.7 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	91
5.8 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	93
5.9 ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	96
5.10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	98
5.11 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	100
5.13 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	103
5.14 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	103
5.15 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	105
5.16 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ	106
5.17 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	107
5.18 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	107
5.19 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ	108
6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	111
6.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	111
7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	113
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	113
7.2 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	114
7.3 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ	114
7.4 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ	114
7.5 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА	114
7.6 КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	115
8. НЕТЕХНИЧНОЕ РЕЗЮМЕ	116
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	125
ПРИЛОЖЕНИЯ	126
ПРИЛОЖЕНИЕ №1 - РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	127
ПРИЛОЖЕНИЕ №2 – ПЛАН-ГРАФИК	280
ПРИЛОЖЕНИЕ №3 – ДАННЫЕ РГП «КАЗГИДРОМЕТ»	310
ПРИЛОЖЕНИЕ №4 – ЗАКЛЮЧЕНИЕ СЗЗ	313
ПРИЛОЖЕНИЕ №5 - РАЗРЕШЕНИЕ НА СПЕЦИАЛЬНОЕ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ	319
ПРИЛОЖЕНИЕ №6 – 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»	323
ПРИЛОЖЕНИЕ №7 - ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ	325

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Обзорная карта	15
Таблица 1.2 – Адресная программа ГТМ по 1 варианту разработки	18
Таблица 1.3 – Адресная программа ГТМ по 2 и 3 варианту разработки	19
Таблица 1.4 – Выбытие скважин на территории Кокжиде по 3 варианту разработки	20
Таблица 1.5 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 (рекомендуемый)	21
Таблица 1.6 - Характеристика основных показателей разработки Вариант 2 (рекомендуемый)	22
Таблица 1.7 - Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин	23
Таблица 1.8 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-407	24
Таблица 1.9 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-408	24
Таблица 1.10 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-409	24
Таблица 1.11 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-410	25
Таблица 1.12 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-411	25
Таблица 1.13 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-412	25
Таблица 1.14 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-413	26
Таблица 1.15 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-414	26
Таблица 1.16 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-415	26
Таблица 1.17 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-416	27
Таблица 1.18 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-417	27
Таблица 1.19 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-418	28
Таблица 1.20 - Рекомендуемая конструкция скважины № ГС-1	28
Таблица 1.21 - Рекомендуемая конструкция скважины № ГС-13	29
Таблица 1.22 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин проектной глубиной по стволу 3500м.	29
Таблица 1.23 – Расчет продолжительности бурения КУСТ-1 для скважины № 407 проектной глубиной по стволу 3917,38м.	29
Таблица 1.24 – Расчет продолжительности бурения КУСТ-2 для скважины № 412 проектной глубиной 3812,22м (по стволу)	29
Таблица 1.25 – Расчет продолжительности бурения КУСТ-3 для скважины № 414 проектной глубиной 3660,53м (по стволу)	29
Таблица 1.26 – Расчет продолжительности бурения КУСТ-4 для скважины № 417 проектной глубиной 3557,01м (по стволу)	30
Таблица 1.27 – Расчет продолжительности строительства горизонтальной скважины ГС-1 глубиной 5145,20м (по стволу)	30
Таблица 1.28 – Расчет продолжительности строительства горизонтальной скважины ГС-13 глубиной 4384,07м (по стволу)	30
Таблица 1.29 – Баланс добычи и распределение газа по месторождению Кожасай на 2024-2034 г. (рекомендуемый вариант-2)	35
Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика	36
Таблица 2.2 - Среднемесячная температура воздуха, °С	36
Таблица 2.3 – Средняя месячная скорость ветра, м/с	36
Таблица 2.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)	36
Таблица 2.5-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2023г.	37
Таблица 2.6 - Результаты контроля почвы	42
Таблица 4.1 - Проектные решения по 1 варианту разработки	47
Таблица 4.2 - Проектные решения по 2 и 3 варианту разработки	49
Таблица 4.3 – Проектные решения по 3 варианту разработки. Выбытие скважин на территории Кокжиде по 3 варианту разработки	51
Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 65 вертикальных скважин (№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339;	

<i>K354; K357; K355; K358; K629; K401; K318; K322; K328; K316; K353; K333; K327; K626; K627; K611; K641; K646; K645; K637; K624; K606; K615; K622; K346; K342; K618; K617; K633; K616; K314; K607; K612; K628; K638; K605; K613; K608; K625; K634; K609; K602; K610; K620).</i>	54
Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2034гг по 1 варианту разработки	55
Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 16 вертикальных скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353) (2 вариант разработки)	56
Таблица 4.7 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) (2 вариант разработки)	56
Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) (2 вариант разработки)	57
Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) (2 вариант разработки)	57
Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) (2 вариант разработки)	58
Таблица 4.11 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №ГС-1 (2 вариант разработки)	58
Таблица 4.12 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №ГС-13 (2 вариант разработки)	59
Таблица 4.13 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2034гг по 2 рекомендуемому варианту разработки	60
Таблица 4.14 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 16 вертикальных скважин (3 вариант разработки)	61
Таблица 4.15 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) (3 вариант разработки)	61
Таблица 4.16 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) (3 вариант разработки)	62
Таблица 4.17 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) (3 вариант разработки)	62
Таблица 4.18 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) (3 вариант разработки)	63
Таблица 4.19 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №ГС-1 (3 вариант разработки)	63
Таблица 4.20 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №ГС-13 (3 вариант разработки)	64
Таблица 4.21 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при ликвидации скважин (3 вариант разработки)	64
Таблица 4.22 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2034гг по 3 варианту разработки	65
Таблица 4.23 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	67
Таблица 4.24 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 1 варианту разработки	70
Таблица 4.25 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2024-2034гг) месторождения Кожасай	70
Таблица 4.26 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 2 варианту разработки	71

Таблица 4.27 – Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2024-2034гг) месторождения Кожасай.....	72
Таблица 4.28 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 3 варианту разработки.....	73
Таблица 4.29 – Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2024-2034гг) месторождения Кожасай.....	74
Таблица 4.30 – Сведения об утвержденных балансовых эксплуатационных запасах подземных вод на 2001 год.....	76
Таблица 4.31 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины	78
Таблица 4.32 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины куста 1.....	79
Таблица 4.33 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины куста 2.....	79
Таблица 4.34 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины куста 3.....	80
Таблица 4.35 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины куста 4.....	80
Таблица 4.36 - Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины №ГС-1.....	80
Таблица 4.37- Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины №ГС-13.....	81
Таблица 4.38 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины.....	82
Таблица 4.39 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины.....	83
Таблица 4.40 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин.....	84
Таблица 4.41 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 1.....	84
Таблица 4.42 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 2.....	84
Таблица 4.43 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 3.....	85
Таблица 4.44 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 3.....	85
Таблица 4.45 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 4.....	85
Таблица 4.46 – Количественный и качественный состав отходов при ликвидации скважины.....	86
Таблица 4.48 – Количественный и качественный состав отходов по вариантам при бурении.....	86
Таблица 4.49- Образование коммунальных отходов при эксплуатации.....	87
Таблица 4.50 - Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации месторождения.....	87
Таблица 5.1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины.....	90
Таблица 5.2 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха.....	93
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов.....	94
Таблица 5.4 - Анализ воздействия на геологическую среду.....	97
Таблица 5.5 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров.....	99
Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность.....	101
Таблица 5.7 - Анализ воздействия на фауну.....	102
Таблица 5.8 - Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта.....	105

Таблица 5.9 - Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты	106
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров.....	115

АННОТАЦИЯ

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности **KZ83VWF00137762 от 02.02.2024г** на проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Кожасай» необходимость проведения оценки воздействия на окружающую среду **обязательна**.

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

Отчет о возможных воздействиях содержит следующую информацию:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

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

Глава 8. «Заявление о намечаемой деятельности».

Глава 9. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

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

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 «О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года».

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

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

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

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

Рассматриваемый материал включает в себя:

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

Юридические адреса:

Заказчик:

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

Исполнитель:

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

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Общие сведения о месторождении

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

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

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

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

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

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

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

Координаты угловых точек:

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

На рассматриваемой территории ООПТ, земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения на территории и вблизи расположения участка разработки месторождения Кожасай отсутствуют.

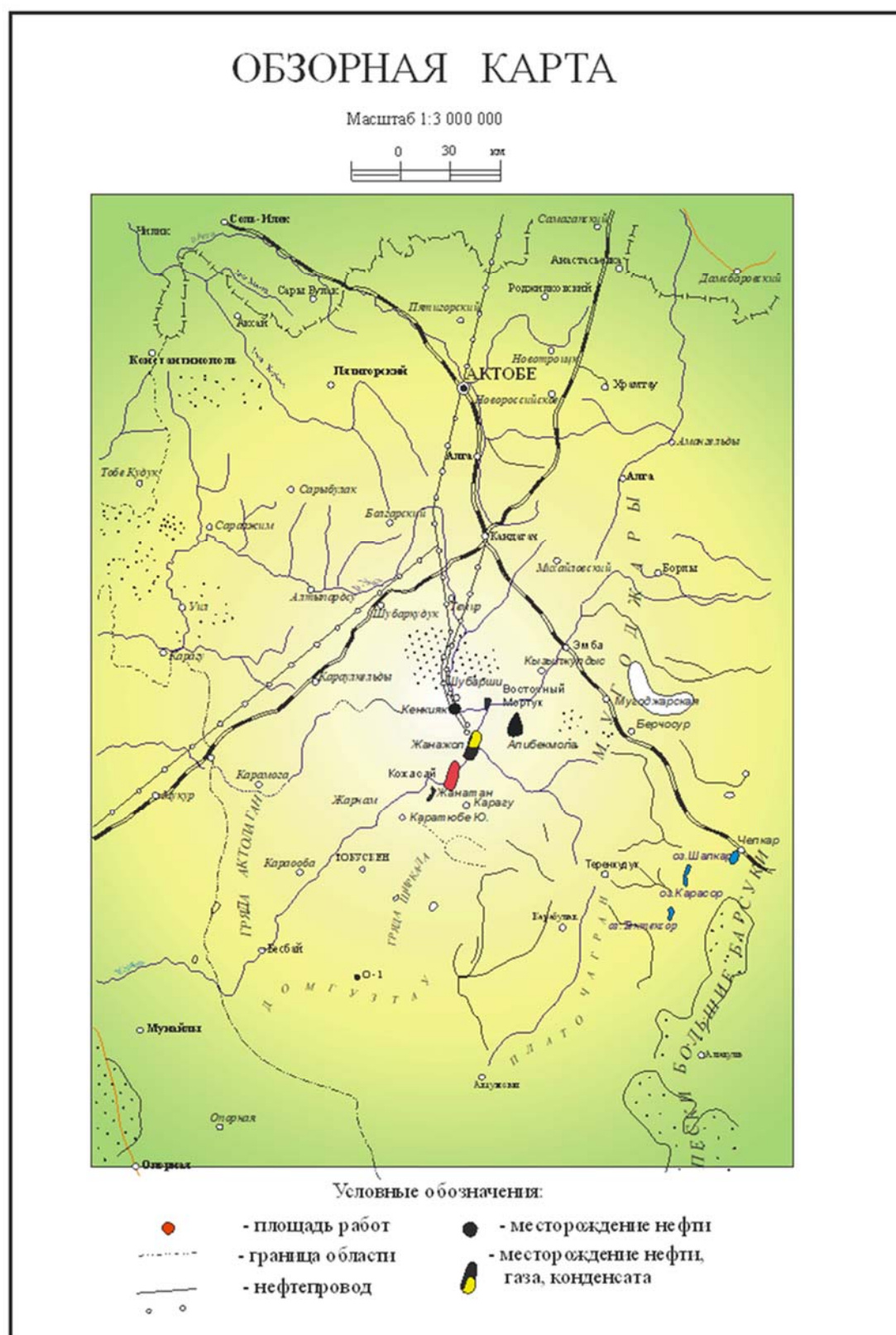


Таблица 1.1 – Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В целом по месторождению:

Нефти – геологические/извлекаемые

В+С₁ -116 460/22 709 тыс.т.,

С₂-13 175/1 925 тыс.т;

Растворенного газа – геологические/извлекаемые

В+С₁-25 887/5 048 млн.м³,

С₂-2 917/428 млн.м³;

Свободный газ - геологические/извлекаемые

С₁ – 5 371/5 109 млн.м³;

Конденсат - геологические/извлекаемые

категории С₂-1978/941 тыс.т.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано:

- Провести работы по уточнению структурно-тектонической и седиментационной моделей месторождения с учетом сейсмики 3Д, ГИС и керна;
- При бурении новых скважин на блоке П-4 провести полный комплекс ГИС, отобрать и исследовать керн;
- Продолжить выполнение специальных исследований керна с целью определения остаточной водонасыщенности продуктивных горизонтов и коэффициента вытеснения нефти водой;
- Провести исследования на гидрофобность;
- Выполнить газоконденсатные исследования;
- Провести раздельное опробование низкопоровых коллекторов;

- Провести отбор и изучение пластовых вод;
- Предусмотреть мероприятия по доизучению залежей, оцененных по категории С₂ с целью перевода в категорию С₁ и мероприятия по увеличению КИН.

По рекомендациям ГКЗ РК на месторождении выполнены следующие работы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Растворенный газ:

В+С₁ – 255 726 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 20 393,1 млн.м³;

С₂ – 2 624 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 2 092,6 млн.м³.

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

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

С учетом результатов анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем отчете произведены расчеты технологических показателей разработки в 3-х вариантах.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 2 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2070г) составит 22460 тыс.т., достигаемый КИН – 0,195.

Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках ПР-2021, включая бурение 65 эксплуатационных скважин. Также предусмотрены работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 24 скважинах.

Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусмотрено бурение 30 добывающих скважин: 16 вертикальных, 12 наклонно-направленных (4 куста по 3 скважины) и 2 горизонтальных скважин. Также запланированы работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 45 скважинах. Без ликвидации переходящих скважин на территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается

Вариант 3. Основан на 2-ом варианте разработки и дополнительно предусматривает поэтапную ликвидацию 33 эксплуатационных скважин (2025-2028гг) на территории Кокжиде (28 добывающих и 5 нагнетательных).

Исходные данные по вариантам представлены в таблицах 1.1-1.3.

Таблица 1.2 – Адресная программа ГТМ по 1 варианту разработки

№№ п/п	Тип скв	Год	Скважина	Вид мероприятия
1	ВС	2024	К344	Бурение
2	ВС	2024	К050	Бурение
3	ВС	2024	К304	Бурение
4	ВС	2025	К060	Бурение
5	ВС	2025	К336	Бурение
6	ВС	2025	К405	Бурение
7	ВС	2026	К403	Бурение
8	ВС	2026	К402	Бурение
9	ВС	2026	К614	Бурение
10	ВС	2027	К343	Бурение
11	ВС	2027	К347	Бурение
12	ВС	2027	К348	Бурение
13	ВС	2028	К351	Бурение
14	ВС	2028	К312	Бурение
15	ВС	2028	К330	Бурение
16	ВС	2029	К356	Бурение
17	ВС	2029	К360	Бурение
18	ВС	2029	К305	Бурение
19	ВС	2029	К321	Бурение
20	ВС	2029	К335	Бурение
21	ВС	2030	К339	Бурение
22	ВС	2030	К354	Бурение
23	ВС	2030	К357	Бурение
24	ВС	2030	К355	Бурение
25	ВС	2030	К358	Бурение
26	ВС	2030	К629	Бурение
27	ВС	2031	К401	Бурение
28	ВС	2031	К318	Бурение

продолжение таблицы 1.2

29	BC	2031	K322	Бурение
30	BC	2031	K328	Бурение
31	BC	2031	K316	Бурение
32	BC	2031	K353	Бурение
33	BC	2032	K333	Бурение
34	BC	2032	K327	Бурение
35	BC	2032	K626	Бурение
36	BC	2032	K627	Бурение
37	BC	2032	K611	Бурение
38	BC	2032	K641	Бурение
39	BC	2033	K646	Бурение
40	BC	2033	K645	Бурение
41	BC	2033	K637	Бурение
42	BC	2033	K624	Бурение
43	BC	2033	K606	Бурение
44	BC	2033	K615	Бурение
45	BC	2034	K622	Бурение
46	BC	2034	K346	Бурение
47	BC	2034	K342	Бурение
48	BC	2034	K618	Бурение
49	BC	2034	K617	Бурение
50	BC	2034	K633	Бурение
51	BC	2035	K616	Бурение
52	BC	2035	K314	Бурение
53	BC	2035	K607	Бурение
54	BC	2035	K612	Бурение
55	BC	2035	K628	Бурение
56	BC	2035	K638	Бурение
57	BC	2036	K605	Бурение
58	BC	2036	K613	Бурение
59	BC	2036	K608	Бурение
60	BC	2036	K625	Бурение
61	BC	2036	K634	Бурение
62	BC	2037	K609	Бурение
63	BC	2037	K602	Бурение
64	BC	2037	K610	Бурение
65	BC	2037	K620	Бурение

Таблица 1.3 – Адресная программа ГТМ по 2 и 3 варианту разработки

№ п/п	Тип скв	Год	Скважина	Вид мероприятия
Бурение				
1	BC	2025	K-343	Бурение
2	BC	2025	K-344	Бурение
3	BC	2025	K-347	Бурение
4	Куст 1	2026	K-407	Бурение
5		2026	K-408	Бурение
6		2026	K-409	Бурение
7	BC	2027	K-348	Бурение
8	BC	2027	K-358	Бурение
9	ГС	2027	ГС1	Бурение
10	Куст 2	2028	K-410	Бурение
11		2028	K-411	Бурение
12		2028	K-412	Бурение
13	BC	2029	K-339	Бурение
14	BC	2029	K-401	Бурение
15	ГС	2029	ГС13	Бурение
16	BC	2030	K-357	Бурение

17	ВС	2030	К-356	Бурение
18	ВС	2030	К-402	Бурение
19	ВС	2031	К-351	Бурение
20	ВС	2031	К-360	Бурение
21	ВС	2031	К-314	Бурение
22	Куст 3	2032	К-413	Бурение
23		2032	К-414	Бурение
24		2032	К-415	Бурение
25	ВС	2033	К-606	Бурение
26	ВС	2033	К-610	Бурение
27	ВС	2033	К-353	Бурение
28	Куст 4	2034	К-416	Бурение
29		2034	К-417	Бурение
30		2034	К-418	Бурение
Геолого-технические мероприятия				
1	нагнетательная	2024	К141	ГРП
2	нагнетательная	2028	К139	ГРП
3	добывающая	2033	К142	перевод под ППД
4	добывающая	2047	К023	перевод под ППД
5	добывающая	2050	К086	перевод под ППД
6	проектная добывающая	2055	К411	перевод под ППД
7	проектная добывающая	2044	К353	перевод под ППД
8	проектная добывающая	2046	К356	перевод под ППД
9	проектная добывающая	2053	К351	перевод под ППД
10	проектная добывающая	2057	К357	перевод под ППД

Таблица 1.4 – Выбытие скважин на территории Кокжиде по 3 варианту разработки

Годы	Кол-во	Примечание
2024	3	122, 91, 024
2025	10	007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058
2026	10	055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097
2027	5	052, 048D, 044, 002, 125
Итого	28	

Также с целью поддержания добычи нефти во 2-3 вариантах запланировано повторное проведение ГРП во всех переходящих добывающих скважинах.

Прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом по 2 рекомендуемому варианту представлены в таблицах 1.4-1.5.

Таблица 1.5 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	70	0,0	0	0	0	0	54	8	14	18,1	18,9	80,4
2025	3	3	0	73	11,4	0	0	0	0	57	9	14	18,4	19,5	82,2
2026	3	3	0	76	22,8	0	2	2	0	58	10	14	19,2	20,7	89,7
2027	3	3	0	79	34,2	0	1	1	0	60	12	14	20,4	22,3	98,3
2028	3	3	0	82	45,6	0	0	0	0	63	13	14	21,2	23,5	107,5
2029	3	3	0	85	57,0	0	0	0	0	66	14	14	21,7	24,3	112,1
2030	3	3	0	88	68,4	0	1	1	0	68	15	14	22,1	25,3	117,8
2031	3	3	0	91	79,8	0	0	0	0	71	17	14	22,0	25,9	119,3
2032	3	3	0	94	91,2	0	0	0	0	74	18	14	22,0	26,4	121,0
2033	3	3	0	97	102,6	1	2	2	0	75	19	15	22,0	26,8	119,2
2034	3	3	0	100	114,0	0	0	0	0	78	20	15	22,0	27,2	117,1
2035	0	0	0	100	114,0	0	1	1	0	77	22	15	21,6	27,2	115,9
2036	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	77	23	15	20,8	26,7	116,6
2037	0	0	0	100	114,0	0	1	1	0	76	24	15	20,1	26,2	117,2
2038	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	76	25	15	19,4	25,7	115,6
2039	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	76	27	15	18,7	25,2	116,4
2040	0	0	0	100	114,0	0	1	1	0	75	28	15	18,0	24,7	114,6
2041	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	75	29	15	17,4	24,3	112,9
2042	0	0	0	100	114,0	0	1	1	0	74	30	15	16,8	23,8	111,2
2043	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	74	32	15	16,2	23,4	107,6
2044	0	0	0	100	114,0	1	1	1	0	73	33	16	15,7	22,9	106,0
2045	0	0	0	100	114,0	0	1	1	0	72	34	16	15,1	22,6	102,0
2046	0	0	0	100	114,0	1	1	1	0	71	35	17	14,7	22,2	99,9
2047	0	0	0	100	114,0	1	1	1	0	70	37	18	14,2	21,9	100,1
2048	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	70	38	18	13,7	21,4	100,4
2049	0	0	0	100	114,0	0	1	1	0	69	39	18	13,2	21,0	97,1
2050	0	0	0	100	114,0	1	1	1	0	68	40	19	12,8	20,7	96,9
2051	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	68	42	19	12,3	20,3	96,6
2052	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	68	43	19	11,9	19,9	93,9
2053	0	0	0	100	114,0	1	1	1	0	67	44	20	11,5	19,5	93,7
2054	0	0	0	100	114,0	0	1	1	0	66	45	20	11,1	19,2	89,7
2055	0	0	0	100	114,0	1	1	1	0	65	47	21	10,7	18,9	87,0
2056	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	65	48	21	10,4	18,6	82,1
2057	0	0	0	100	114,0	1	2	2	0	63	49	22	10,0	18,3	77,4
2058	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	63	50	22	9,7	18,0	72,7
2059	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	63	52	22	9,3	17,6	70,7
2060	0	0	0	100	114,0	0	1	1	0	62	53	22	9,0	17,3	68,5
2061	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	54	22	8,7	16,9	66,2
2062	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	55	22	8,3	16,6	64,4
2063	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	57	22	8,0	16,2	62,7
2064	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	58	22	7,7	15,9	61,0
2065	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	59	22	7,4	15,5	59,3
2066	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	60	22	7,1	15,2	57,7
2067	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	62	22	6,9	14,9	56,2
2068	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	62	22	6,6	14,6	54,7
2069	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	62	22	6,4	14,2	53,2
2070	0	0	0	100	114,0	0	0	0	0	62	62	22	6,1	13,9	51,8

Таблица 1.6 - Характеристика основных показателей разработки Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2024	330,0	1,5	2,2	7 474,7	33,3	0,065	345,0	51,1	7 585,3	431,1	4,3	390,1	5 452,8	60,0	37,6	612,5	6 102,4	1 855,9
2025	334,9	1,5	2,2	7 809,6	34,8	0,068	355,5	56,1	7 940,8	487,2	5,8	398,9	5 851,7	60,0	38,6	640,5	6 742,9	1 912,4
2026	362,6	1,6	2,5	8 172,3	36,4	0,071	391,4	67,5	8 332,2	554,7	7,3	435,6	6 287,4	60,0	39,5	714,6	7 457,5	1 970,6
2027	394,7	1,8	2,8	8 567,0	38,2	0,074	431,8	86,4	8 764,0	641,1	8,6	477,4	6 764,8	60,0	40,5	801,5	8 259,0	2 030,6
2028	428,8	1,9	3,1	8 995,8	40,1	0,078	474,6	97,9	9 238,6	739,0	9,7	521,8	7 286,6	60,0	41,5	835,0	9 094,0	1 947,1
2029	458,9	2,0	3,4	9 454,6	42,1	0,082	515,7	109,4	9 754,3	848,4	11,0	544,1	7 830,7	58,0	42,3	877,5	9 971,5	1 912,4
2030	485,4	2,2	3,7	9 940,0	44,3	0,086	557,4	123,0	10 311,8	971,4	12,9	572,1	8 402,8	57,0	43,1	865,5	10 837,0	1 783,1
2031	502,8	2,2	4,0	10 442,8	46,6	0,091	591,6	141,6	10 903,3	1 113,0	15,0	579,1	8 981,9	55,0	43,7	835,8	11 672,9	1 662,5
2032	524,2	2,3	4,4	10 967,0	48,9	0,095	627,7	152,7	11 531,0	1 265,7	16,5	587,3	9 569,2	53,0	44,2	812,7	12 485,5	1 550,1
2033	539,4	2,4	4,7	11 506,5	51,3	0,100	656,4	166,3	12 187,4	1 432,0	17,8	598,1	10 167,4	52,0	44,6	779,7	13 265,2	1 445,3
2034	554,2	2,5	5,1	12 060,7	53,8	0,105	687,7	176,3	12 875,1	1 608,3	19,4	609,1	10 776,5	51,0	44,9	746,9	14 012,1	1 347,6
2035	554,0	2,5	5,3	12 614,7	56,2	0,110	699,4	199,8	13 574,4	1 808,1	20,8	602,6	11 379,1	50,0	45,1	696,1	14 708,1	1 256,5
2036	531,3	2,4	5,4	13 145,9	58,6	0,114	682,0	203,7	14 256,4	2 011,8	22,1	606,6	11 985,6	52,0	45,4	622,4	15 330,6	1 171,6
2037	509,5	2,3	5,5	13 655,4	60,9	0,119	664,9	210,0	14 921,3	2 221,8	23,4	609,7	12 595,3	54,0	45,8	556,6	15 887,1	1 092,4
2038	488,6	2,2	5,6	14 144,0	63,1	0,123	648,3	213,3	15 569,7	2 435,1	24,6	601,1	13 196,4	55,0	46,1	497,6	16 384,8	1 018,5
2039	470,5	2,1	5,7	14 614,5	65,1	0,127	634,6	225,5	16 204,3	2 660,5	25,9	605,4	13 801,8	57,0	46,5	446,8	16 831,6	949,7
2040	451,2	2,0	5,8	15 065,8	67,2	0,131	618,7	231,0	16 823,0	2 891,5	27,1	596,3	14 398,1	58,0	46,9	399,5	17 231,1	885,5
2041	432,7	1,9	5,9	15 498,5	69,1	0,135	603,2	233,2	17 426,2	3 124,8	28,3	587,2	14 985,3	59,0	47,3	357,2	17 588,4	825,6
2042	414,9	1,8	6,0	15 913,4	70,9	0,138	588,1	238,4	18 014,3	3 363,2	29,4	578,1	15 563,4	60,0	47,7	319,4	17 907,8	769,8
2043	397,9	1,8	6,1	16 311,3	72,7	0,142	573,3	247,9	18 587,6	3 611,1	30,6	559,7	16 123,1	60,0	48,0	285,6	18 193,3	717,7
2044	381,5	1,7	6,2	16 692,8	74,4	0,145	558,9	252,6	19 146,5	3 863,7	31,7	569,0	16 692,1	63,0	48,4	255,3	18 448,7	669,2
2045	364,1	1,6	6,3	17 056,9	76,0	0,148	542,5	256,2	19 689,0	4 119,9	32,9	565,9	17 258,0	65,0	48,8	227,2	18 675,9	624,0
2046	347,5	1,5	6,5	17 404,4	77,6	0,151	526,5	259,5	20 215,5	4 379,5	34,0	570,6	17 828,6	68,0	49,2	202,2	18 878,0	581,8
2047	331,5	1,5	6,6	17 735,9	79,1	0,154	510,9	270,1	20 726,4	4 649,5	35,1	606,6	18 435,2	75,0	49,8	179,8	19 057,9	542,5
2048	317,8	1,4	6,8	18 053,7	80,5	0,157	497,9	270,3	21 224,3	4 919,8	36,2	626,3	19 061,5	80,0	50,4	160,7	19 218,6	505,8
2049	304,6	1,4	7,0	18 358,3	81,8	0,160	485,2	274,2	21 709,5	5 194,0	37,2	606,4	19 667,9	80,0	51,0	143,6	19 362,2	471,6
2050	290,5	1,3	7,1	18 648,7	83,1	0,162	470,6	276,8	22 180,1	5 470,9	38,3	620,8	20 288,7	85,0	51,7	127,7	19 489,9	439,7
2051	278,3	1,2	7,4	18 927,1	84,4	0,165	458,5	283,2	22 638,7	5 754,1	39,3	636,3	20 925,0	90,0	52,3	114,1	19 604,1	410,0
2052	268,1	1,2	7,6	19 195,2	85,6	0,167	448,8	283,8	23 087,4	6 037,9	40,3	618,9	21 543,9	90,0	53,0	102,5	19 706,5	382,3
2053	256,9	1,1	7,9	19 452,1	86,7	0,169	437,2	287,1	23 524,6	6 325,0	41,2	632,5	22 176,4	95,0	53,6	91,6	19 798,1	356,4
2054	244,9	1,1	8,2	19 697,0	87,8	0,171	423,9	289,0	23 948,5	6 614,0	42,2	622,2	22 798,6	97,0	54,3	81,4	19 879,5	332,3
2055	233,3	1,0	8,5	19 930,3	88,8	0,173	411,0	297,2	24 359,5	6 911,1	43,2	617,9	23 416,5	100,0	55,0	72,3	19 951,8	309,9
2056	223,5	1,0	8,9	20 153,8	89,8	0,175	400,2	295,6	24 759,7	7 206,7	44,2	598,1	24 014,6	100,0	55,6	64,6	20 016,4	288,9
2057	212,9	0,9	9,3	20 366,8	90,8	0,177	387,9	301,7	25 147,6	7 508,4	45,1	576,0	24 590,6	100,0	56,2	57,4	20 073,7	269,4
2058	202,7	0,9	9,8	20 569,5	91,7	0,179	375,8	298,3	25 523,4	7 806,7	46,1	554,6	25 145,2	100,0	56,7	50,9	20 124,7	251,2
2059	195,3	0,9	10,5	20 764,8	92,6	0,180	367,8	303,6	25 891,2	8 110,3	46,9	539,7	25 684,8	100,0	57,2	45,7	20 170,4	234,2
2060	187,0	0,8	11,2	20 951,8	93,4	0,182	358,1	306,1	26 249,3	8 416,4	47,8	522,3	26 207,2	100,0	57,7	40,8	20 211,2	218,4
2061	178,7	0,8	12,1	21 130,5	94,2	0,184	348,6	303,6	26 597,9	8 720,0	48,7	505,3	26 712,5	100,0	58,2	36,4	20 247,6	203,6
2062	171,8	0,8	13,2	21 302,3	95,0	0,185	341,1	302,6	26 939,0	9 022,6	49,6	491,4	27 203,9	100,0	58,6	32,6	20 280,2	189,8
2063	165,2	0,7	14,6	21 467,6	95,7	0,187	333,8	306,9	27 272,8	9 329,4	50,5	478,0	27 681,9	100,0	59,1	29,2	20 309,5	177,0
2064	158,9	0,7	16,5	21 626,4	96,4	0,188	326,6	305,6	27 599,4	9 635,0	51,4	465,0	28 146,9	100,0	59,5	26,2	20 335,7	165,0
2065	152,8	0,7	18,9	21 779,2	97,1	0,189	319,6	304,2	27 919,1	9 939,2	52,2	452,4	28 599,4	100,0	59,9	23,5	20 359,2	153,9
2066	146,9	0,7	22,5	21 926,2	97,7	0,191	312,8	302,7	28 231,9	10 241,9	53,0	440,2	29 039,6	100,0	60,2	21,1	20 380,3	143,5
2067	141,3	0,6	27,9	22 067,5	98,4	0,192	306,1	306,1	28 538,0	10 548,0	53,8	428,4	29 468,0	100,0	60,6	18,9	20 399,2	133,8
2068	135,9	0,6	37,2	22 203,4	99,0	0,193	299,6	299,6	28 837,6	10 847,6	54,6	416,9	29 884,9	100,0	60,9	17,0	20 416,1	124,7
2069	130,8	0,6	57,0	22 334,2	99,6	0,194	293,2	293,2	29 130,8	11 140,8	55,4	405,8	30 290,8	100,0	61,2	15,2	20 431,3	116,3
2070	125,8	0,6	100,0	22 460,0	100,1	0,195	286,9	286,9	29 417,7	11 427,7	56,2	395,0	30 685,8	100,0	61,5	13,6	20 445,0	108,4

1.4 Конструкция скважин

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

Рекомендуемая конструкция вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин на месторождении Кожасай:

Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин месторождения Кожасай.

- **Направление Ø508,0мм** спускается для перекрытие верхних неустойчивых и водоносных отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Кондуктор Ø339,7мм** спускается и цементируется до устья с целью перекрытие отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Техническая колонна Ø244,5мм** спускается в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с перекрытие отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

Таблица 1.7 - Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3200	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3500*	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I

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

Рекомендуемая конструкция для скважин КУСТ-1 месторождения Кожасай.

- **Направление Ø508,0мм** спускается для перекрытие верхних неустойчивых и водоносных отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Кондуктор Ø339,7мм** спускается и цементируется до устья с целью перекрытие отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Техническая колонна Ø244,5мм** спускается в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с перекрытие отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.
- **Эксплуатационный хвостовик Ø127мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

В таблицах представлены рекомендуемая проектная конструкция для скважин **К-407, К-408, К-409** с учетом геологического разреза.

Таблица 1.8 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-407

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3300,0/2986,73	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3720,0/3313,69*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	127,0	3917,38/3467,35	Не цементируется	-

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

Таблица 1.9 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-408

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3420,0/2998,54	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3870,0/3320,51*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	127,0	3950,96/3378,44	Не цементируется	-

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

Таблица 1.10 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-409

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3600,0/2996,93	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	4050,0/3307,11*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	127,0	4272,62/3460,56	Не цементируется	-

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

Рекомендуемая конструкция для скважин КУСТ-2 месторождения Кожасай.

- **Направление Ø508,0мм** спускается для перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Оборудование устья скважины ПВО.

- **Кондуктор Ø339,7мм** спускается и цементируется до устья с целью перекрытия отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.

- **Техническая колонна Ø244,5мм** спускается в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с целью перекрытия отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

- **Эксплуатационный хвостовик Ø127мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

В таблицах представлены рекомендуемая проектная конструкция для скважин **K410, K411, K-412** с учетом геологического разреза.

Таблица 1.11 - Рекомендуемая конструкция скважины № K-410

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3180,0/2996,94	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3540,0/3309,29*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	127,0	3673,01/3424,70	Не цементируется	-

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

Таблица 1.12 - Рекомендуемая конструкция скважины № K-411

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3210,0/2999,57	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3570,0/3305,16	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	127,0	3768,04/3473,28	Не цементируется	-

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

Таблица 1.13 - Рекомендуемая конструкция скважины № K-412

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3210,0/2983,08	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3600,0/3308,88*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	127,0	3812,22/3486,17	Не цементируется	-

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

Рекомендуемая конструкция для скважин КУСТ-3 месторождения Кожасай.

- **Направление Ø508,0мм** спускается для перекрытие верхних неустойчивых и водоносных отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Оборудование устья скважины ПВО.

• **Кондуктор Ø339,7мм** спускается и цементируется до устья с целью перекрытия отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.

• **Техническая колонна Ø244,5мм** спускается в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с целью перекрытия отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

• **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

• **Эксплуатационный хвостовик Ø127мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

В таблицах представлены рекомендуемая проектная конструкция для скважин **K413, K414, K-415** с учетом геологического разреза.

Таблица 1.14 - Рекомендуемая конструкция скважины № K-413

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3180,0/2993,57	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3540,0/3304,45*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	127,0	3747,52/3484,42	Не цементируется	-

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

Таблица 1.15 - Рекомендуемая конструкция скважины № K-414

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3120,0/2981,31	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3480,0/3304,59*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	127,0	3660,53/3466,71	Не цементируется	-

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

Таблица 1.16 - Рекомендуемая конструкция скважины № K-415

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3090,0/2984,13	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3450,0/3316,17*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	127,0	3648,71/3499,45	Не цементируется	-

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

Рекомендуемая конструкция для кустовой скважины КУСТ-4 месторождения Кожасай.

- **Направление Ø508,0мм** спускается для перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Кондуктор Ø339,7мм** спускается и цементируется до устья с целью перекрытия отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Техническая колонна Ø244,5мм** спускается в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с целью перекрытия отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.
- **Эксплуатационный хвостовик Ø127мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

В таблицах представлены рекомендуемая проектная конструкция для скважин **K416, K417, K-418** с учетом геологического разреза.

Таблица 1.17 - Рекомендуемая конструкция скважины № K-416

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3000,0/2971,87	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3360,0/3324,55*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	127,0	3496,68/3458,46	Не цементируется	-

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

Таблица 1.18 - Рекомендуемая конструкция скважины № K-417

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3030,0/2977,97	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3390,0/3324,32*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Хвостовик	152,4	127,0	3557,01/3484,99	Не цементируется	-

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

Таблица 1.19 - Рекомендуемая конструкция скважины № К-418

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3000,0/2981,08	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3330,0/3306,64*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	127,0	3488,75/3463,25	Не цементируется	-

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

Рекомендуемая конструкция для горизонтальных скважин месторождения Кожасай.

- **Направление Ø508,0мм** спускается для перекрытие верхних неустойчивых и водоносных отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Кондуктор Ø339,7мм** спускается и цементируется до устья с целью перекрытие отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Техническая колонна Ø244,5мм** спускается в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с перекрытие отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.
- **Эксплуатационный хвостовик Ø127мм** спускается с целью освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

В таблицах представлены рекомендуемая проектные конструкции горизонтальных скважин №№ ГС-1, ГС-13 с учетом геологического разреза.

Таблица 1.20 - Рекомендуемая конструкция скважины № ГС-1

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Техническая колонна	311,15	250,8	3070,40	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3452,37/3324,87*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	127,0	5145,20/3449,69	Не цементируется	-

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

Таблица 1.21 - Рекомендуемая конструкция скважины № ГС-13

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м) (ствол/вертикал)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	400	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Техническая колонна	311,15	250,8	2859,10	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3455,67/3285,0*	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Хвостовик	152,4	127,0	4384,07/3466,95	Не цементируется	-

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

Таблица 1.22 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин проектной глубиной по стволу 3500м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	54,72
Освоение объектов в колонне	14,1
Всего цикл строительства скважины	88,82

Таблица 1.23 – Расчет продолжительности бурения КУСТ-1 для скважины № 407 проектной глубиной по стволу 3917,38м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	99,73
Освоение объектов в колонне	44,1
Всего цикл строительства скважины	163,83

Таблица 1.24 – Расчет продолжительности бурения КУСТ-2 для скважины № 412 проектной глубиной 3812,22м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	77,47
Освоение объектов в колонне	39,1
Всего цикл строительства скважины	156,57

Таблица 1.25 – Расчет продолжительности бурения КУСТ-3 для скважины № 414 проектной глубиной 3660,53м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	70,5
Освоение объектов в колонне	39,1
Всего цикл строительства скважины	129,6

Таблица 1.26 – Расчет продолжительности бурения КУСТ-4 для скважины № 417 проектной глубиной 3557,01м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	65,14
Освоение объектов в колонне	39,1
Всего цикл строительства скважины	124,24

Таблица 1.27 – Расчет продолжительности строительства горизонтальной скважины ГС-1 глубиной 5145,20м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	10
Подготовительные работы к бурению	4
Бурение	66,39
Крепление	12,81
Освоение объектов в эксплуатационной колонне с МГРП	48,0
Всего цикл строительства скважины	141,2

Таблица 1.28 – Расчет продолжительности строительства горизонтальной скважины ГС-13 глубиной 4384,07м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	10
Подготовительные работы к бурению	4
Бурение	65,73
Крепление	12,7
Освоение объектов в эксплуатационной колонне с МГРП	39,1
Всего цикл строительства скважины	131,53

Буровая установка должна обеспечить бурение кустовых скважин и спуск обсадных колонн по стволу до глубины 3400 (± 100) м и до 5200 м для горизонтальных скважин. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении более полно отвечает буровая установка ZJ-50 или ZJ-70 для горизонтальных скважин, или аналоги. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

1.5 Сведение о производственном процессе

С АГЗУ газожидкостная смесь через блок манифольда поступает на УПН (Установка подготовки нефти) месторождения Кожасай.

УПН предназначен для первичной подготовки добываемого нефтегазового сырья, поступающего от скважин нефтепромысла.

Подготовка сырья на УПН предусматривает разделение нефтегазовой смеси на газовую и жидкую фазы, с последующей откачкой разгазированной нефти с резервуарного парка УПН «Кожасай» в цех подготовки нефти и газа (ЦПНГ) месторождения «Алибекмола», на котором совместно с нефтью месторождения «Алибекмола» проходит процесс доведения нефти до качества товарной продукции и сдачи ее потребителю (АО «КазТрансОйл»), а отделившийся попутный газ на установку подготовки газа УПГ и УКПГ-40 ТОО «GasProcessingCompany».

Описание действующего технологического процесса

Продукция добывающих скважин под рабочим давлением, по выкидным трубопроводам с добывающих скважин по трубопроводам поступает на АГЗУ № 1–6, где производится оперативный учет продукции замерными установками «ОЗНА-Импульс40-1-

750», «ОЗНА-Импульс40-14-750» и «ОЗНА-Импульс40-1-1500», замер дебита жидкости и газа осуществляется по каждой скважине в отдельности.

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

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

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

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

Уловленный нефтяной конденсат направляется в трубопровод нефти через клапан регулятор КР-4 на конечную сепарационную установку (КСУ).

После II-й ступени сепарации нефть направляется на КСУ марки «НГС I-1,6-2000-1-И» ($V=25 \text{ м}^3$), где отсепарированный газ направляется в вертикальный сетчатый газовый сепаратор ГС-2 марки «ГС1-1,6-800» для более глубокой очистки газа от капельного уноса нефти.

Разгазированная нефть после сепаратора «НГС I-1,6-2000-1-И» направляется по нефтяному коллектору в резервуарный парк в резервуары хранения нефти РВС-400 (2-ед) или РВС-5000 м^3 (2-ед). Нефть из резервуарного парка при помощи подпорных насосов типа ЦНСАн 60/66 производительностью $60 \text{ м}^3/\text{ч}$ и магистральных насосов типа ЦНС-105/294 производительностью $105 \text{ м}^3/\text{ч}$ транспортируется по нефтепроводу на ЦПНГ Алибекмола. Для сбора нефти с нефтепроводов, аппаратов, автоцистерн с последующей откачкой в нефтяной коллектор подачи нефти на резервуарный парк служит дренажная (погружная) емкость ДЕ-2 V-16 м^3 с погружным насосом. Существующая система сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла.

Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти месторождения Кожасай представлен на рисунке 1.2.

Производительность УПН Кожасай по жидкости составляет 1150,0 тыс тонн/год. В период 2024-2034 годы максимальная добыча жидкости ожидается в 2034 году объеме 687,7 тыс тонн/год.

Следовательно, производительность УПН позволяет достичь прогнозных показателей по жидкости с большим запасом.

Технологическая схема внутрипромысловой системы сбора и транспорта нефти и газа ЦДНГ на месторождении Кожасай

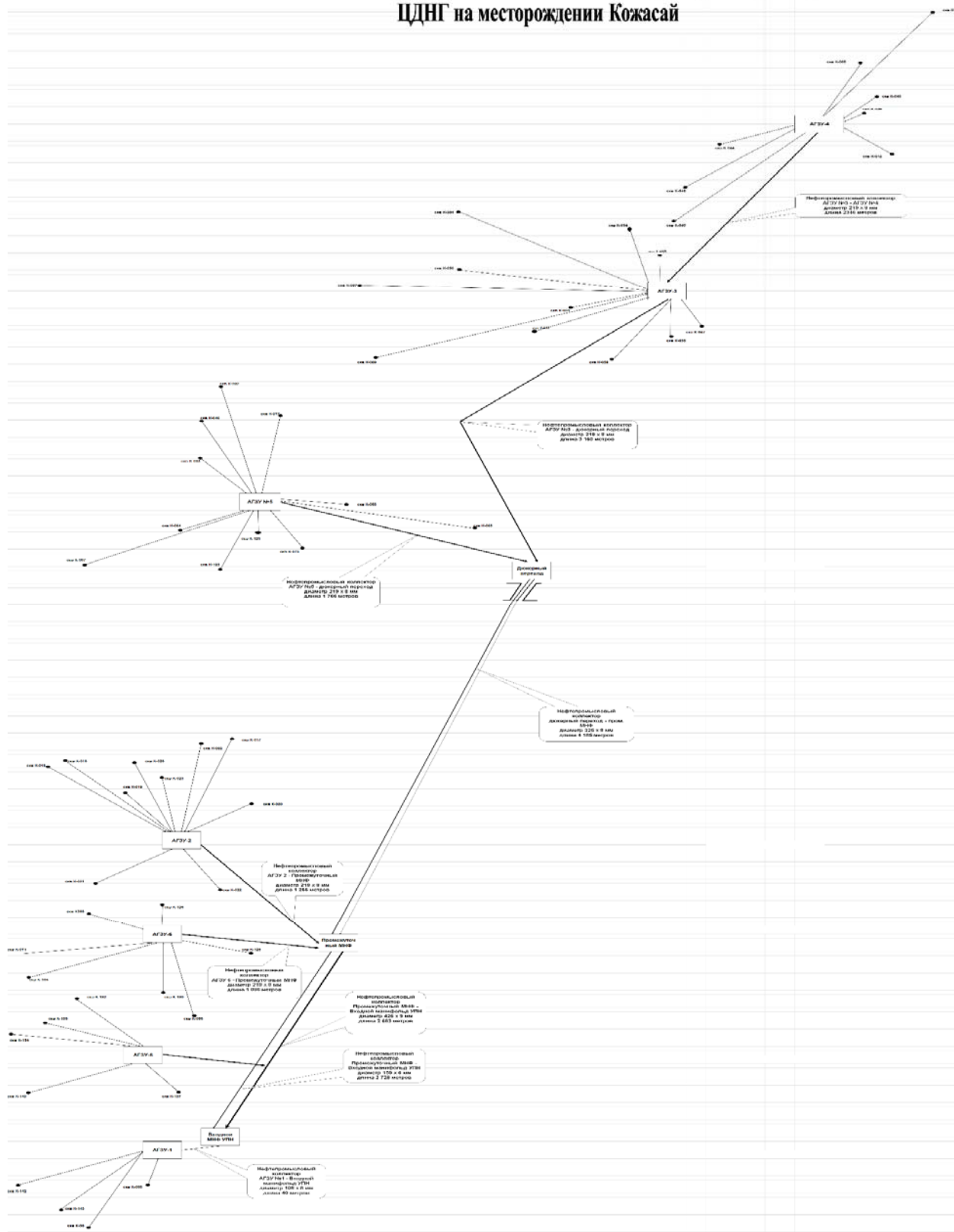


Рисунок 1.2 – Технологическая схема сбора скважинной продукции по месторождению Кожасай

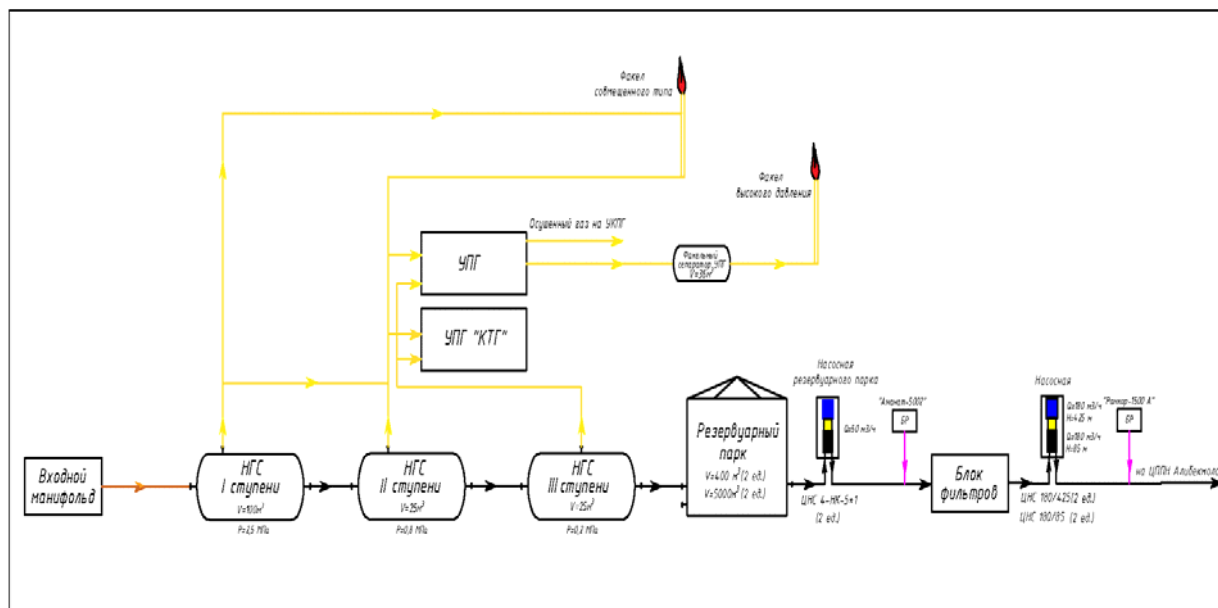


Рисунок 1.3 – Принципиальная схема технологического процесса подготовки нефти на УПН м/р Кожасай

Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Добываемая часть попутного газа месторождения Кожасай проходит предварительную подготовку к транспорту на УПГ месторождения Кожасай, и далее транспортируется по газопроводу до УКПГ месторождения Алибекмола для доведения газа до товарного качества.

Часть газа доводится до кондиции топливного газа для собственных нужд месторождения Кожасай. А остальная часть с УПН передается в АО «КазТрансГаз» для дальнейшей переработки на УКПГ «Кожасай» ТОО «Gas Processing Company».

Блок-схема существующих объектов газопереработки ТОО «Казахойл Актобе» представлена на рисунке 1.4.

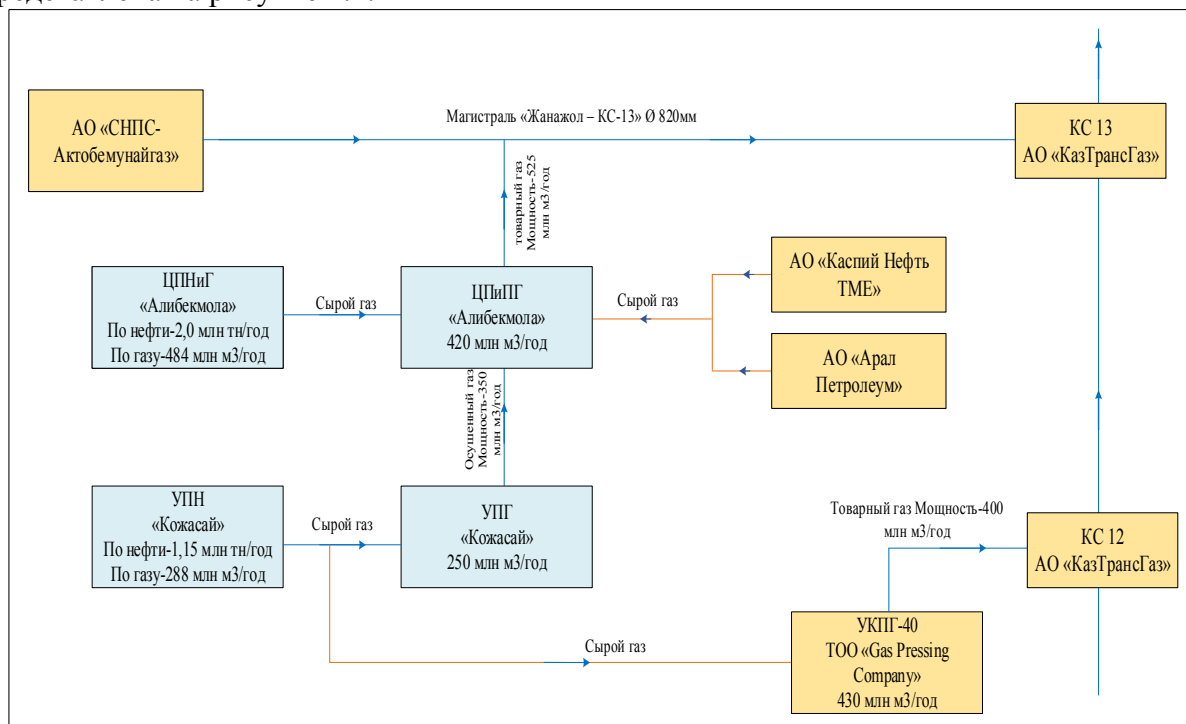


Рисунок 1.4 – Блок-схема существующих объектов газопереработки ТОО «Казахойл Актобе»

Принципиальная схема технологического процесса УПГ месторождения Кожасай приведена на рисунке 1.5.

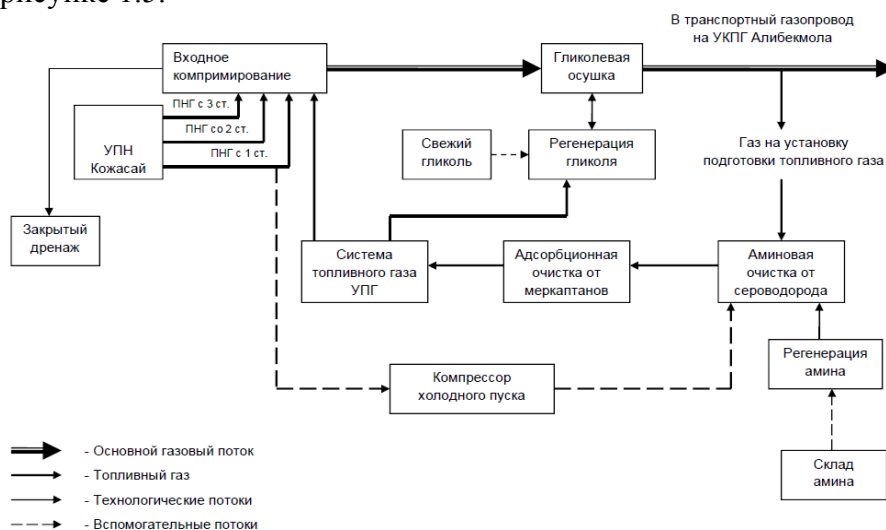


Рисунок 1.4 - Принципиальная схема технологического процесса на УПГ Кожасай

Согласно действующей Программе развития переработки сырого газа, утилизация газа в 2024г. осуществляется на существующих объектах газового комплекса ТОО «Казахойл Актобе» и избытки попутного газа передается в АО «КазТрансГаз» для дальнейшей переработки на УКПГ Кожасай» ТОО «Gas Processing Company».

ТОО «Казахойл Актобе» обязан осуществлять поставку и передачу в собственность АО «КазТрансГаз» сырой газ с месторождения Кожасай в объеме от 380,0-435,0 млн м³ в год.

Установка комплексной подготовки газа обеспечивает переработку попутного нефтяного газа и позволяет получать товарный газ, пропан-бутановую смесь, газовый конденсат, гранулированную серу.

Продукции газоперерабатывающего комплекса экспортируется за рубеж через магистральный трубопровод «Бухара-Урал».

Ниже в таблице 1.28 представлена таблица добычи и распределения газа на 2024-2034г.

Таблица 1.29 – Баланс добычи и распределение газа по месторождению Кожасай на 2024-2034 г. (рекомендуемый вариант-2)

№ пп	Месторождение, объект	Общее кол-во	Кол-во в работе	Расход газа. м3/час	Кол-во часов	Кол-во часов	Эксплуатация (кол-во дней за отчетн период)	Годы											Примечание
					в работе в сутки	в год		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	Добыча газа, тыс.м3							612,5	640,5	714,6	801,5	835,0	877,5	865,5	835,8	812,7	779,7	746,9	
2	сжигание на факеле, тыс м3							21,437	22,417	25,010	28,050	29,223	30,712	30,292	29,254	28,442	27,287	26,141	
3	На собственные нужды, топливный газ, тыс м3							5,526	5,778	6,447	7,230	7,533	7,917	7,808	7,541	7,331	7,034	6,738	
3.1	Газ - Компрессора сырьевые на входе G – 3520В, тыс м3	4	4	840	24	25632	357	5,383	5,635	6,304	7,087	7,390	7,774	7,665	7,398	7,188	6,891	6,595	
3.2	Газ на ребойлер гликоля Е-2261 заводской номер UK100176, тыс м3	1	1	13,3	24		357	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	
3.3	Газ на котельную, водогрейный котел тип «ТТ-100», тыс м3	2	1/2 (при необходимости в зимний период)	6,66	24		182	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	
4	свободные объемы газа для передачи в АО "КазТрансГаз", тыс м3							398,8	425,6	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	
5	тех.потери, тыс м3							0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	
6	Сырой газ на УКПГ Алибекмола, тыс м3							186,4	186,4	237,8	238,4	238,4	238,4	238,4	238,4	238,4	238,4	238,4	
7	излишек газа, тыс.м3							-	-	15,0	97,4	129,5	170,2	158,7	130,3	108,1	76,582677	45,3	необходимость разработки стратегии утилизации газа в виде расширения комплексов по утилизации газа

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

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

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

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

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

Таблица 2.1- Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	12,7 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	32,4 градуса тепла
Среднегодовая температура воздуха	9,6 ⁰ С
Среднегодовая скорость ветра за год	3,9 м/с
Количество выпавших осадков	316,4 мм

Таблица 2.2 - Среднемесячная температура воздуха, ⁰С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-9,2	-8,4	5,2	12,6	19,2	23,6	26,1	24,2	16,3	8,3	3,6	-5,2

Таблица 2.3 – Средняя месячная скорость ветра, м/с

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

Таблица 2.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	9	15	18	9	11	15	13	61

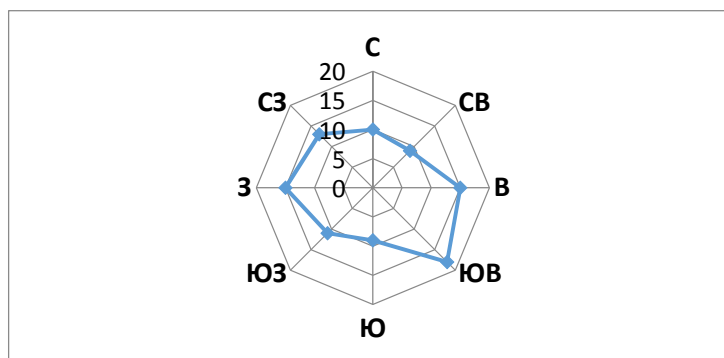


Рис. 2.1 - Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Для ТОО «Казахойл Актобе» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами ТОО «Алия и Ко» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности ТОО «Казахойл Актобе».

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

Результаты анализов отобранных проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5-Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2023г

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

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

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Кожасай показал, что за 2023г. максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

2.3 Поверхностные и подземные воды

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

Реки маловодные с резко выраженным преобладанием стока в весенний период.

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

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

Программой ПЭК предусмотрен ежеквартальный мониторинг состояния поверхностных и подземных вод.

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

Результаты химического анализа проб подземных и поверхностных вод за 2023г приведены в таблице 2.6.

Таблица 12.5.1 - Результаты мониторинга поверхностных и подземных вод

Наименование загрязняющих веществ	Точки отбора проб*			Норма ПДК мг/л	Точки отбора проб*			Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
	Фактическая концентрация				Фактическая концентрация				
	Река Эмба, СВ граница Точка 1	Река Эмба, западная граница Точка 2	р. Ащисай, место впадения ручья Ащисай в р.Жем		Набл.скв.№1	Набл.скв.№3	Набл.скв.№5		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 квартал 2023г									
рН	7,78	7,70	7,98	6-9	7,30	7,68	7,52	Не превышает	--
Нефтепродукты суммарно, мг/л	-	-	-	0,1	0,0040	0,033	0,035		
Фенолы, мг/л	-	-	-	0,001	-	-	-		
Сульфаты, мг/л	114,0	110,0	103,0	500	178,0	162,5	170,0		
Ион аммония, мг/л	0,42	0,55	0,75	2,0	<0,1	<0,1	<0,1		
Нитриты, мг/л	7,85	7,96	8,50	45,0	<0,0033	<0,0033	<0,0033		
Нитраты, мг/л	<0,0033	<0,0033	<0,0033	3,0	3,68	5,95	5,95		
Хлориды, мг/л	90,0	85,0	93,5	350,0	-	-	-		
Жесткость общая, мг-экв/л	-	-	-		6,6	7,0	7,0		
2 квартал 2023г									
рН	7,8	7,7	6,9	6-9	7,5	7,7	7,6	Не превышает	--
Нефтепродукты суммарно, мг/л	-	-	-	0,1	0,033	0,025	0,027		
Фенолы, мг/л	-	-	-	0,001	-	-	-		
Сульфаты, мг/л	107,0	116,0	111,0	500	163,0	155,0	162,0		
Ион аммония, мг/л	0,32	0,44	0,82	2,0	<0,1	<0,1	<0,1		
Нитриты, мг/л	7,12	7,11	8,13	45,0	<0,0033	<0,0033	<0,0033		
Нитраты, мг/л	<0,0033	<0,0033	<0,0033	3,0	3,47	4,62	4,08		
Хлориды, мг/л	84,0	77,0	87,2	350,0	-	-	-		
Жесткость общая, мг-экв/л	-	-	-		7,5	8,2	7,0		

Продолжение таблицы 12.5.1

3 квартал 2023г									
рН	7,5	7,8	7,1	6-9	7,1	7,5	7,4	Не превышает	--
Нефтепродукты суммарно, мг/л	-	-	-	0,1	0,028	0,021	0,033		
Фенолы, мг/л	-	-	-	0,001	-	-	-		
Сульфаты, мг/л	111,0	113,0	109,0	500	154,0	162,0	158,0		
Ион аммония, мг/л	0,28	0,41	0,78	2,0	<0,1	<0,1	<0,1		
Нитриты, мг/л	7,09	7,14	8,05	45,0	<0,0033	<0,0033	<0,0033		
Нитраты, мг/л	<0,0033	<0,0033	<0,0033	3,0	3,21	4,28	3,98		
Хлориды, мг/л	87,5	70,0	77,0	350,0	-	-	-		
Жесткость общая, мг-экв/л	-	-	-		7,2	7,8	8,2		
4 квартал 2023г									
рН	-	-	-	6-9	7,2	7,4	7,3	Не превышает	--
Нефтепродукты суммарно, мг/л	-	-	-	0,1	0,031	0,024	0,030		
Фенолы, мг/л	-	-	-	0,001	-	-	-		
Сульфаты, мг/л	-	-	-	500	163,0	158,0	162,7		
Ион аммония, мг/л	-	-	-	2,0	<0,1	<0,1	<0,1		
Нитриты, мг/л	-	-	-	45,0	<0,0033	<0,0033	<0,0033		
Нитраты, мг/л	-	-	-	3,0	3,12	4,33	3,71		
Хлориды, мг/л	-	-	-	350,0	-	-	-		
Жесткость общая, мг-экв/л	-	-	-		7,2	7,4	8,0		

Вывод: По результатам проб, отобранных с наблюдательных скважин нельзя говорить о превышениях ПДК, так как подземные воды не нормируются. Результаты анализов поверхностных вод предварительно сравнивались с СанПиН №26 от 20.02.2023г. Поверхностной воды превышение по нормам ПДК не выявлено.

2.4 Почвенный покров

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Результаты химического анализа проб почвы представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Результаты контроля почвы

Наименование точки отбора	pH	Сульфаты, %	Хлориды, %	Карбонаты, %	Гидрокарбонаты, %	Азот нитратный, мг/кг	Азот аммонийный, мг/кг	Гумус, %	Нефтепродукты, мг/кг
2 квартал 2022г									
Север	7,8	18,5	19,13	-	0,037	0,053	0,55	4,12	35,2
Восток 1	7,9	19,3	17,24	-	0,028	0,046	0,72	4,23	32,3
Восток 2	7,6	6,3	20,32	-	0,035	0,037	0,64	4,11	37,2
Юг	7,7	22,1	21,13	-	0,042	0,036	0,65	3,42	31,2
Запад 1	7,8	18,3	19,22	-	0,034	0,042	0,63	2,78	43,5
Запад 2	7,7	23,2	21,11	-	0,035	0,043	0,57	4,14	38,2

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

2.5 Растительный покров

На рассматриваемой территории, в основном, формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F.beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron flagile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A.austriaca*). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*).

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

2.6 Животный мир

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен. Он представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны, это бедность территории поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и, с другой стороны, это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

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

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

Исторически исследуемый район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонок, домовый воробей. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав пролетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая, наиболее интенсивно в конце апреля. Причем основная масса мигрантов этой группы придерживается узкой полосы русла реки. Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграции в полосе пойменного леса в заметном количестве отмечены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, вьюрковые).

3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА

3.1 Социально-экономические условия района

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

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

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

Численность и миграция населения

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

Численность населения Актюбинской области на 1 марта 2024 года составила **940,9** тыс. человек, в том числе **705,4** тыс. человек (**75%**) – городских жителей и **235,5** тыс. человек (**25%**) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-феврале 2024 года составил **2045** человек (в соответствующем периоде предыдущего года – **2123** человека).

За январь-февраль 2024 года число родившихся составило **3038** человек (на **0,7%** меньше, чем в январе-феврале 2023 года), число умерших составило **993** человека (на **5,9%** больше, чем в январе-феврале 2023 года).

Сальдо миграции отрицательное и составило **-565** человек (в январе-феврале 2023 года – **-62** человека), в том числе во внешней миграции положительное сальдо **64** человека (**154**), во внутренней – **-629** человек (**-216**).

Численность населения Байганинского района на 1 января 2023 года составляет 22812 человек, число родившихся 531 человек.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-марте 2024 года составил **626034,5** млн. тенге в действующих ценах, что на **13,4%** больше, чем в январе-марте 2023 года.

В горнодобывающей промышленности объемы производства снизились на **0,3%**, в обрабатывающей промышленности выросли - на **27,1%**, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечен рост на **31,8%**, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - на **33,5%**.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-марте 2024 года составил **60665,4** млн. тенге, или **100,1%** к январю-марту 2023 года.

Объем грузооборота в январе-марте 2024 года составил **10311,9** млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или **92,3%** к январю-марту 2023 года.

Объем пассажирооборота – **792,6** млн. пкм, или **94,3%** к январю-марту 2023 года.

Объем строительных работ (услуг) составил **38190,1** млн. тенге, или **126,6%** к январю-марту 2023 года.

В январе-марте 2024 года общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на **0,8%** и составила **195** тыс. кв. м, из них в многоквартирных домах -

на **26,9%** (**100,5** тыс. кв. м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась – на **20,4%** (**90,5** тыс. кв. м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2024 года составил **130667** млн. тенге, или **89,5%** к январю-марту 2023 года.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 апреля 2024 года составило **19652** единицы и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на **0,1%**, в том числе **19263** единицы с численностью работников менее **100** человек. Количество действующих юридических лиц составило **14928** единиц, среди которых **14540** единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило **16791** единицу и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на **0,1%**.

Экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2023 года составил в текущих ценах **3157112,7** млн. тенге. По сравнению с январем-сентябрем 2022 года реальный ВРП уменьшился на **0,8%**. В структуре ВРП доля производства товаров составила **48%**, услуг – **52%**.

Индекс потребительских цен в марте 2024 года по сравнению с декабрем 2023 года составил **103,4%**.

Цены на продовольственные товары выросли на **2,3%**, непродовольственные товары – на **1,5%**, платные услуги для населения – на **6,8%**.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в марте 2024 года по сравнению с декабрем 2023 года снизились на **2,1%**.

Объем розничной торговли в январе-марте 2024 года составил **166100,7** млн. тенге, или на **104,4%** больше соответствующего периода 2023 года.

Объем оптовой торговли в январе-марте 2024 года составил **287901,1** млн. тенге, или **126,8%** к соответствующему периоду 2023 года.

По предварительным данным в январе-феврале 2024 года взаимная торговля со странами ЕАЭС составила **251,1** млн. долларов США и по сравнению с январем-февралем 2023 года увеличилась на **28,3%**, в том числе экспорт – **88,2** млн. долларов США (на **14,3%** больше), импорт – **162,9** млн. долларов США (на **37,3%** больше).

Труд и доходы

Численность безработных в IV квартале 2023 года составила **21,4** тыс. человек.

Уровень безработицы составил **4,7%** к численности рабочей силы. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 апреля 2024 года составила **17110** человек, или **3,7%** к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в IV квартале 2023 года составила **361064** тенге, прирост к IV кварталу 2022 года составил **19,2%**.

Индекс реальной заработной платы в IV квартале 2023 года составил **108,3%**.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2023 года составили **178929** тенге, что на **21%** выше, чем в IV квартале 2022 года, темп роста реальных денежных доходов за указанный период – **9,9%**.

4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

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

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

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

Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов

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

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

В рамках «Проекта разработки...» для регулирования дальнейшей разработки месторождения рассмотрены 3 варианта разработки, рассматривающие бурение новых скважин с проведением программой геолого-технических мероприятий на фонде пробуренных скважин и оптимизации существующей системы ППД.

Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках ПР-2021, включая бурение 65 эксплуатационных скважин (*№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618; К617; К633; К616; К314; К607; К612; К628; К638; К605; К613; К608; К625; К634; К609; К602; К610; К620*). Также предусмотрены работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 24 скважинах.

Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусмотрено бурение 30 добывающих скважин: 16 вертикальных (*№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353*), 12 наклонно-направленных (*4 куста по 3 скважины; куст 1 – №№К-407; К-408; К-409. Куст 2 – №№К-410; К-411; К-412. Куст 3 - №№К-413; К-414; К-415. Куст 4 - К-416; К-417; К-418*) и 2 горизонтальных скважин (*№№ГС-1, ГС-13*). Также запланированы работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 45 скважинах. Без ликвидации переходящих скважин на территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается.

Вариант 3. Основан на 2-ом варианте разработки и дополнительно предусматривает поэтапную ликвидацию 33 эксплуатационных скважин (2025-2028гг) на территории Кокжиде (*28 добывающих №№122, 91, 024, 007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058, 055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097, 052, 048D, 044, 002, 125 и 5 нагнетательных*).

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРВОМУ ВАРИАНТУ:

При реализации данного проекта *по первому варианту* предусматривается бурения 65 вертикальных скважин (№№ К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618; К617; К633; К616; К314; К607; К612; К628; К638; К605; К613; К608; К625; К634; К609; К602; К610; К620).

Таблица 4.1 - Проектные решения по 1 варианту разработки

№№ п/п	Тип скв	Год	Скважина	Вид мероприятия
1	ВС	2024	К344	Бурение
2	ВС	2024	К050	Бурение
3	ВС	2024	К304	Бурение
4	ВС	2025	К060	Бурение
5	ВС	2025	К336	Бурение
6	ВС	2025	К405	Бурение
7	ВС	2026	К403	Бурение
8	ВС	2026	К402	Бурение
9	ВС	2026	К614	Бурение
10	ВС	2027	К343	Бурение
11	ВС	2027	К347	Бурение
12	ВС	2027	К348	Бурение
13	ВС	2028	К351	Бурение
14	ВС	2028	К312	Бурение
15	ВС	2028	К330	Бурение
16	ВС	2029	К356	Бурение
17	ВС	2029	К360	Бурение
18	ВС	2029	К305	Бурение
19	ВС	2029	К321	Бурение
20	ВС	2029	К335	Бурение
21	ВС	2030	К339	Бурение
22	ВС	2030	К354	Бурение
23	ВС	2030	К357	Бурение
24	ВС	2030	К355	Бурение
25	ВС	2030	К358	Бурение
26	ВС	2030	К629	Бурение
27	ВС	2031	К401	Бурение
28	ВС	2031	К318	Бурение
29	ВС	2031	К322	Бурение
30	ВС	2031	К328	Бурение
31	ВС	2031	К316	Бурение
32	ВС	2031	К353	Бурение
33	ВС	2032	К333	Бурение
34	ВС	2032	К327	Бурение
35	ВС	2032	К626	Бурение
36	ВС	2032	К627	Бурение
37	ВС	2032	К611	Бурение
38	ВС	2032	К641	Бурение
39	ВС	2033	К646	Бурение
40	ВС	2033	К645	Бурение
41	ВС	2033	К637	Бурение
42	ВС	2033	К624	Бурение
43	ВС	2033	К606	Бурение
44	ВС	2033	К615	Бурение
45	ВС	2034	К622	Бурение

46	ВС	2034	K346	Бурение
47	ВС	2034	K342	Бурение
48	ВС	2034	K618	Бурение
49	ВС	2034	K617	Бурение
50	ВС	2034	K633	Бурение
51	ВС	2035	K616	Бурение
52	ВС	2035	K314	Бурение
53	ВС	2035	K607	Бурение
54	ВС	2035	K612	Бурение
55	ВС	2035	K628	Бурение
56	ВС	2035	K638	Бурение
57	ВС	2036	K605	Бурение
58	ВС	2036	K613	Бурение
59	ВС	2036	K608	Бурение
60	ВС	2036	K625	Бурение
61	ВС	2036	K634	Бурение
62	ВС	2037	K609	Бурение
63	ВС	2037	K602	Бурение
64	ВС	2037	K610	Бурение
65	ВС	2037	K620	Бурение

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

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

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

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

Неорганизованные источники:

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

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

- Источник №0003, буровая установка;

Неорганизованные источники:

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

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, Котельная – 2 ед. (1 ед. в резерве);
- Источник №0006, Ребойлер глюколя;

- Источник №0007-0010, Компрессор – 4 ед.;
- Источники №0011-0012, Резервуары для нефти – 2 ед.;
- Источник №0013, Факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6010-6015, АГЗУ – 6 ед.;
- Источник №6016-6018, Замерная установка – 3 ед.;
- Источник №6019-6021, Нефтегазосепаратор – 3 ед.;
- Источники №6022, Газосепаратор;
- Источники №6023-6024, Насосная установка – 2 ед.;
- Источники №6025, Дренажная емкость;
- Источники №6026, КСУ;
- Источники №6027-6123 добывающие скважины
2024г – по 57 скважин (ежегодно);
2025г – по 60 скважин (ежегодно);
2026г – по 61 скважин (ежегодно);
2027г – по 63 скважин (ежегодно);
2028г – по 66 скважин (ежегодно);
2029г – по 71 скважин (ежегодно);
2030г – по 76 скважин (ежегодно);
2031г – по 82 скважин (ежегодно);
2032г – по 88 скважин (ежегодно);
2033г – по 92 скважин (ежегодно);
2034г – по 97 скважин (ежегодно).

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 124 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 10, неорганизованных - 114.

ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ.

При реализации данного проекта *по второму рекомендуемому варианту* предусматривается бурения 30 добывающих скважин: 16 вертикальных (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353), 12 наклонно-направленных (4 куста по 3 скважины; куст 1 – №№К-407; К-408; К-409. Куст 2 – №№К-410; К-411; К-412. Куст 3 - №№К-413; К-414; К-415. Куст 4 - К-416; К-417; К-418) и 2 горизонтальных скважин (№№ГС-1, ГС-13).

Таблица 4.2 - Проектные решения по 2 и 3 варианту разработки

№ п/п	Тип скв	Год	Скважина	Вид мероприятия
Бурение				
1	ВС	2025	К-343	Бурение
2	ВС	2025	К-344	Бурение
3	ВС	2025	К-347	Бурение
4	Куст 1	2026	К-407	Бурение
5		2026	К-408	Бурение
6		2026	К-409	Бурение
7	ВС	2027	К-348	Бурение
8	ВС	2027	К-358	Бурение
9	ГС	2027	ГС1	Бурение
10	Куст 2	2028	К-410	Бурение
11		2028	К-411	Бурение
12		2028	К-412	Бурение
13	ВС	2029	К-339	Бурение
14	ВС	2029	К-401	Бурение
15	ГС	2029	ГС13	Бурение
16	ВС	2030	К-357	Бурение

17	BC	2030	K-356	Бурение
18	BC	2030	K-402	Бурение
19	BC	2031	K-351	Бурение
20	BC	2031	K-360	Бурение
21	BC	2031	K-314	Бурение
22	Куст 3	2032	K-413	Бурение
23		2032	K-414	Бурение
24		2032	K-415	Бурение
25	BC	2033	K-606	Бурение
26	BC	2033	K-610	Бурение
27	BC	2033	K-353	Бурение
28	Куст 4	2034	K-416	Бурение
29		2034	K-417	Бурение
30		2034	K-418	Бурение
Геолого-технические мероприятия				
1	нагнетательная	2024	K141	ГРП
2	нагнетательная	2028	K139	ГРП
3	добывающая	2033	K142	перевод под ППД
4	добывающая	2047	K023	перевод под ППД
5	добывающая	2050	K086	перевод под ППД
6	проектная добывающая	2055	K411	перевод под ППД
7	проектная добывающая	2044	K353	перевод под ППД
8	проектная добывающая	2046	K356	перевод под ППД
9	проектная добывающая	2053	K351	перевод под ППД
10	проектная добывающая	2057	K357	перевод под ППД

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

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

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

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

Неорганизованные источники:

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

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

- Источник №0003, буровая установка;

Неорганизованные источники:

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

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, Котельная – 2 ед. (1 ед. в резерве);
- Источник №0006, Ребойлер глюколя;
- Источник №0007-0010, Компрессор – 4 ед.;
- Источники №0011-0012, Резервуары для нефти – 2 ед.;
- Источник №0013, Факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6010-6015, АГЗУ – 6 ед.;
- Источник №6016-6018, Замерная установка – 3 ед.;
- Источник №6019-6021, Нефтегазосепаратор – 3 ед.;
- Источники №6022, Газосепаратор;
- Источники №6023-6024, Насосная установка – 2 ед.;
- Источники №6025, Дренажная емкость;
- Источники №6026, КСУ;
- Источники №6027 – 6104 добывающие скважины
2024г – по 54 скважин (ежегодно);
2025г – по 57 скважин (ежегодно);
2026г – по 58 скважин (ежегодно);
2027г – по 60 скважин (ежегодно);
2028г – по 63 скважин (ежегодно);
2029г – по 66 скважин (ежегодно);
2030г – по 68 скважин (ежегодно);
2031г – по 71 скважин (ежегодно);
2032г – по 74 скважин (ежегодно);
2033г – по 75 скважин (ежегодно);
2034г – по 78 скважин (ежегодно).

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 105 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 10, неорганизованных - 95.

ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ТРЕТЬЕМУ ВАРИАНТУ.

3 варианта разработки основан на 2-ом варианте разработки и дополнительно предусматривает поэтапную ликвидацию 33 эксплуатационных скважин (2025-2028гг) на территории Кокжиде (28 добывающих №№122, 91, 024, 007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058, 055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097, 052, 048D, 044, 002, 125 и 5 нагнетательных).

Таблица 4.3 – Проектные решения по 3 варианту разработки. Выбытие скважин на территории Кокжиде по 3 варианту разработки

Годы	Кол-во	Примечание
2024	3	122, 91, 024
2025	10	007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058
2026	10	055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097
2027	5	052, 048D, 044, 002, 125
Итого	28	

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

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

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

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

Организованные источники:

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

Неорганизованные источники:

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

Источниками воздействия на атмосферный воздух при испытании скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0003, буровая установка;

Неорганизованные источники:

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

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 ликвидации скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0004 буровая установка УПА60/80;
- Источник №0005 цементируочный агрегат;

Неорганизованные источники:

- Источник №6010 емкость для дизельного топлива;
- Источник №6011 сварочный пост;
- Источник №6012 СМН-20;
- Источник №6013 емкость для бурового раствора;
- Источник №6014 блок приготовления буровых растворов;
- Источник № 6015 склад цемента;
- Источник № 6016 блок приготовление цементных растворов.

В целом ориентировочно при ликвидации скважин выявлено - 9 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 2, неорганизованных – 7.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0006-0007, Котельная – 2 ед. (1 ед. в резерве);
- Источник №0008, Ребойлер глюколя;
- Источник №0009-0012, Компрессор – 4 ед.;
- Источники №0013-0014, Резервуары для нефти – 2 ед.;
- Источник №0015, Факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6017-6022, АГЗУ – 6 ед.;
- Источник №6023-6025, Замерная установка – 3 ед.;

- Источник №6026-6028, Нефтегазосепаратор – 3 ед.;
- Источники №6029, Газосепаратор;
- Источники №6030-6031, Насосная установка – 2 ед;
- Источники №6032, Дренажная емкость;
- Источники №6033, КСУ;
- Источники №6034 - 6087 добывающие скважины
2024г – по 54 скважин (ежегодно);
2025г – по 49 скважин (ежегодно);
2026г – по 42 скважин (ежегодно);
2027г – по 35 скважин (ежегодно);
2028г – по 33 скважин (ежегодно);
2029г – по 36 скважин (ежегодно);
2030г – по 38 скважин (ежегодно);
2031г – по 41 скважин (ежегодно);
2032г – по 44 скважин (ежегодно);
2033г – по 45 скважин (ежегодно);
2034г – по 48 скважин (ежегодно).

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 81 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 10, неорганизованных - 71.

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

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

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

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

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

4.1.1 Стационарные источники загрязнения

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

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

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

Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 65 вертикальных скважин (№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618; К617; К633; К616; К314; К607; К612; К628; К638; К605; К613; К608; К625; К634; К609; К602; К610; К620).

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	65 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,102245
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,01079
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	21,381	1389,765
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	27,7953	1806,695
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	3,5635	231,6275
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28884633333	7,12741	463,2817
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,00001	0,00065
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	17,8175	1158,138
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014127	0,024055	1,563575
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	0,85524	55,5906
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	0,85524	55,5906
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	8,5559	556,1335
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	10,14715
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,002665
	В С Е Г О :				16,35469033	88,133045	5728,64792

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

Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2034гг 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
0301	Азота (IV) диоксид	0,005218	0,1188	0,005407	0,1259	0,005666	0,1342	0,005955	0,1433	0,006023	0,1454
0304	Азот (II) оксид	0,00056	0,0092	0,00057	0,0094	0,00058	0,0096	0,00059	0,0099	0,00059	0,0099
0328	Углерод (Сажа)	0,001319	0,0416	0,001445	0,0456	0,001591	0,0502	0,00175	0,0552	0,001789	0,0564
0330	Сера диоксид	0,01949376	0,59854347	0,02107296	0,64746197	0,02288226	0,70420157	0,02486826	0,76628057	0,02537416	0,78129917
0333	Сероводород	0,0018329	0,068934	0,0018339	0,069905	0,0018359	0,071034	0,0018369	0,072226	0,0018379	0,073419
0337	Углерод оксид	0,027088	0,6567	0,028546	0,7007	0,030107	0,7518	0,031903	0,8076	0,032389	0,821
0410	Метан (727*)	0,0407935	1,2864582	0,0408245	1,2874582	0,0408615	1,2885582	0,0409015	1,2898582	0,0409105	1,2901582
0415	Смесь углевод. пред.С1-С5	0,2668921	23,017856	0,2670379	24,1415113	0,2670864	25,4429964	0,2671836	26,8172666	0,2673293	28,2431219
0416	Смесь углевод. пред. С6-С10	0,047177	6,761947	0,047177	7,177327	0,047177	7,658607	0,047177	8,166787	0,047177	8,693917
0602	Бензол (64)	0,00063	0,08829	0,00063	0,09372	0,00063	0,1	0,00063	0,10664	0,00063	0,11352
0616	Диметилбензол	0,0004096	0,05519	0,0004096	0,0586	0,0004096	0,06255	0,0004096	0,06673	0,0004096	0,07105
0621	Метилбензол (349)	0,000219	0,028047	0,000219	0,029752	0,000219	0,031727	0,000219	0,033813	0,000219	0,035976
1715	Метантиол	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033
	В С Е Г О :	0,4116339	32,731599	0,4151739	34,387368	0,4190467	36,305507	0,4234249	38,335634	0,4246795	40,335194

продолжение таблицы 4.5.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ											
		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0301	Азота (IV) диоксид	0,006175	0,1501	0,003891	0,1218	0,003863	0,1208	0,00377	0,1181	0,003635	0,1137	0,003492	0,1094
0304	Азот (II) оксид	0,00059	0,01	0,00018	0,0056	0,00018	0,0056	0,00018	0,0055	0,00017	0,0054	0,00017	0,0053
0328	Углерод (Сажа)	0,00187	0,059	0,00184	0,058	0,001829	0,0577	0,00178	0,0561	0,00174	0,0537	0,001628	0,0513
0330	Сера диоксид	0,02642706	0,81309677	0,02611286	0,80179437	0,02603316	0,79753147	0,02549636	0,77886867	0,02459386	0,74922677	0,02371376	0,72012437
0333	Сероводород	0,0018389	0,074676	0,0018379	0,075786	0,0018379	0,077202	0,0018379	0,078186	0,0018369	0,078161	0,0018359	0,079376
0337	Углерод оксид	0,033202	0,8495	0,022405	0,7052	0,022289	0,7002	0,021703	0,6832	0,020936	0,6563	0,020079	0,6299
0410	Метан (727*)	0,0409315	1,2907582	0,0409235	1,2905582	0,0409205	1,2904582	0,0409085	1,2900582	0,0408895	1,2894582	0,0408705	1,2888582
0415	Смесь углевод.пред.С1-С5	0,2675723	29,7304475	0,2678152	31,092473	0,2681066	32,7974836	0,2683981	34,0131943	0,2685925	34,7718347	0,2688354	35,5086602
0416	Смесь углевод.пред.С6-С10	0,047177	9,243697	0,047177	9,747097	0,047177	10,377317	0,047177	10,826537	0,047177	11,106857	0,047177	11,379047
0602	Бензол (64)	0,00063	0,1207	0,00063	0,12728	0,00063	0,13551	0,00063	0,14137	0,00063	0,14503	0,00063	0,14859
0616	Диметилбензол	0,0004096	0,07557	0,0004096	0,0797	0,0004096	0,08487	0,0004096	0,08856	0,0004096	0,09086	0,0004096	0,09309
0621	Метилбензол (349)	0,000219	0,038233	0,000219	0,040299	0,000219	0,042886	0,000219	0,04473	0,000219	0,04588	0,000219	0,046997
1715	Метантиол	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033
	В С Е Г О :	0,4270434	42,455811	0,4134421	44,145621	0,4134958	46,487591	0,4125105	48,124437	0,4108304	49,106441	0,4090612	50,060676

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РАЕЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ:**Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 16 вертикальных скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353) (2 вариант разработки)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	16 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,025168
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,002656
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	21,381	342,096
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	27,7953	444,7248
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	3,5635	57,016
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28884633333	7,12741	114,0386
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,00001	0,00016
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	17,8175	285,08
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014127	0,024055	0,38488
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	0,85524	13,68384
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	0,85524	13,68384
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	8,5559	136,8944
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	2,49776
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000656
В С Е Г О :					16,35469033	88,133045	1410,12872

Таблица 4.7 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	3 скв.
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соедин.	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	44,2872	132,8616
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	57,57336	172,7201
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	7,3812	22,1436
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28883383333	14,762402	44,28721
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000015	0,000045
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	36,906	110,718
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014265	0,05429	0,16287
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	1,771488	5,314464
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	1,771488	5,314464
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	17,72048	53,16144
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	0,46833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000123
В С Е Г О :					16,35481583	182,38581	547,157439

Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	3 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соед.	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	35,37765	106,133
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	45,990945	137,9728
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	5,896275	17,68883
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28883403333	11,7925523	35,37766
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000013	0,000039
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	29,481375	88,44413
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014386	0,048543	0,145629
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	1,415106	4,245318
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	1,415106	4,245318
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/	1		4	1,5596	14,15586	42,46758
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	0,46833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000123
	В С Е Г О :				16,35493703	145,73132	437,1939459

Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	3 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соед.	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	33,17955	99,53865
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	43,133415	129,4002
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	5,529925	16,58978
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28883403333	11,0598523	33,17956
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000013	0,000039
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	27,649625	82,94888
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014386	0,048543	0,145629
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	1,327182	3,981546
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	1,327182	3,981546
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/	1		4	1,5596	13,27642	39,82926
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	0,46833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000123
	В С Е Г О :				16,35493703	136,6896	410,06879

Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	3 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соед.	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	31,48875	94,46625
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	40,935375	122,8061
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	5,248125	15,74438
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28883403333	10,4962523	31,48876
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000012	0,000036
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	26,240625	78,72188
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014386	0,048543	0,145629
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	1,25955	3,77865
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	1,25955	3,77865
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	12,6	37,8
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	0,46833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000123
	В С Е Г О :				16,35493703	129,73467	389,2040169

Таблица 4.11 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №ГС-1 (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
						1 скв.
1	2	3	4	5	6	7
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,0039	0,001573
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00041	0,000166
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	6,42166666666	49,8372
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	8,34816666666	64,78836
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	1,07027777779	8,3062
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	2,14056555555	16,61281
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000017
0337	Углерод оксид	5	3	4	5,35138888889	41,531
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,01413	0,06476
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,25686666666	1,993488
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,25686666666	1,993488
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	2,58166666666	19,94098
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,425721	0,1373
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,0001	0,000041
	В С Е Г О :				26,87176	205,20738

Таблица 4.12 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №ГС-13 (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
						1 скв.
1	2	3	4	5	6	7
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,0039	0,001573
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00041	0,000166
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	6,42166666666	52,0389
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	8,34816666666	67,65057
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	1,07027777779	8,67315
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	2,14056855555	17,34671
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000018
0337	Углерод оксид	5	3	4	5,35138888889	43,36575
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014127	0,054055
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,25686666666	2,081556
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,25686666666	2,081556
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	2,58166666666	20,82186
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,425721	0,1373
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,0001	0,00004
	В С Е Г О :				26,87176256	214,2532

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

Таблица 4.13 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2034гг 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
0301	Азота (IV) диоксид	0,005178	0,1188	0,005289	0,1221	0,005578	0,1313	0,005908	0,1418	0,006047	0,1459
0304	Азот (II) оксид	0,00056	0,0092	0,00057	0,0093	0,00058	0,0095	0,00059	0,0098	0,00059	0,0099
0328	Углерод (Сажа)	0,001319	0,0416	0,001379	0,0435	0,001539	0,0485	0,001726	0,0544	0,001798	0,0567
0330	Сера диоксид	0,01946266	0,59842487	0,02023676	0,62194347	0,02221016	0,68388297	0,02453296	0,75656197	0,02545206	0,78468057
0333	Сероводород	0,0018329	0,067934	0,0018329	0,068164	0,0018349	0,071017	0,0018369	0,070768	0,0018379	0,072212
0337	Углерод оксид	0,027088	0,6567	0,027791	0,6778	0,029586	0,7336	0,031656	0,799	0,032478	0,8242
0410	Метан (727*)	0,0407935	1,2864582	0,0408085	1,2869582	0,0408485	1,2881582	0,0408945	1,2896582	0,0409125	1,2902582
0415	Смесь углевод. пред.С1-С5	0,2667464	21,8098007	0,2668921	22,056856	0,2669407	25,4424411	0,2670379	25,0677113	0,2671836	26,7880666
0416	Смесь углевод. пред. С6-С10	0,047177	6,315347	0,047177	6,406487	0,047177	7,658607	0,047177	7,519897	0,047177	8,155987
0602	Бензол (64)	0,00063	0,08246	0,00063	0,08365	0,00063	0,1	0,00063	0,09819	0,00063	0,1065
0616	Диметилбензол	0,0004096	0,05153	0,0004096	0,05228	0,0004096	0,06255	0,0004096	0,06142	0,0004096	0,06664
0621	Метилбензол (349)	0,000219	0,026214	0,000219	0,026588	0,000219	0,031727	0,000219	0,031158	0,000219	0,033769
1715	Метантиол	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033
	В С Е Г О :	0,4114171	31,064502	0,4132359	31,45566	0,4175539	36,261316	0,4226189	35,900397	0,4247357	38,334846

продолжение таблицы 4.13

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ											
		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0301	Азота (IV) диоксид	0,006204	0,1512	0,003925	0,1229	0,00381	0,1191	0,003715	0,1164	0,003588	0,1123	0,003462	0,1083
0304	Азот (II) оксид	0,00059	0,01	0,00018	0,0056	0,00018	0,0055	0,00018	0,0055	0,00017	0,0054	0,00017	0,0052
0328	Углерод (Сажа)	0,001889	0,0596	0,001864	0,0588	0,0018	0,0568	0,00175	0,0552	0,001679	0,0529	0,001608	0,0507
0330	Сера диоксид	0,02661116	0,82039917	0,02631856	0,81038067	0,02555906	0,78569677	0,02497516	0,76651537	0,02411256	0,73895067	0,02327366	0,71167347
0333	Сероводород	0,0018389	0,073502	0,0018389	0,074594	0,0018379	0,075303	0,0018369	0,076176	0,0018369	0,076793	0,0018359	0,079369
0337	Углерод оксид	0,033394	0,8555	0,022636	0,7123	0,021997	0,6899	0,021398	0,6725	0,020587	0,6477	0,019782	0,6231
0410	Метан (727*)	0,0409355	1,2909582	0,0409295	1,2907582	0,0409135	1,2902582	0,0409005	1,2898582	0,0408835	1,2892582	0,0408655	1,2887582
0415	Смесь углевод. пред.С1-С5	0,2673293	28,3025219	0,267423	29,639595	0,2675723	30,5145475	0,267718	31,5981028	0,267763	32,362785	0,2679123	33,1097432
0416	Смесь углевод. пред. С6-С10	0,047177	8,715907	0,047177	9,210307	0,047177	9,533697	0,047177	9,934237	0,047177	10,217007	0,047177	10,493057
0602	Бензол (64)	0,00063	0,11381	0,00063	0,12027	0,00063	0,12449	0,00063	0,12972	0,00063	0,13341	0,00063	0,13702
0616	Диметилбензол	0,0004096	0,07123	0,0004096	0,07529	0,0004096	0,07795	0,0004096	0,08123	0,0004096	0,08356	0,0004096	0,08582
0621	Метилбензол (349)	0,000219	0,036067	0,000219	0,038096	0,000219	0,039423	0,000219	0,041067	0,000219	0,042228	0,000219	0,043361
1715	Метантиол	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033
	В С Е Г О :	0,4272285	40,500728	0,4135516	42,158924	0,4121064	43,312698	0,4109102	44,766539	0,4090566	45,762325	0,407346	46,736135

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РАЕЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ТРЕТЬЕМУ ВАРИАНТУ:**Таблица 4.14 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 16 вертикальных скважин (3 вариант разработки)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	16 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,025168
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,002656
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	21,381	342,096
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	27,7953	444,7248
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	3,5635	57,016
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28884633333	7,12741	114,0386
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,00001	0,00016
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	17,8175	285,08
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014127	0,024055	0,38488
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	0,85524	13,68384
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	0,85524	13,68384
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	8,5559	136,8944
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	2,49776
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000656
В С Е Г О :					16,35469033	88,133045	1410,12872

Таблица 4.15 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	3 скв.
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соедин.	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	44,2872	132,8616
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	57,57336	172,7201
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	7,3812	22,1436
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28883383333	14,762402	44,28721
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000015	0,000045
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	36,906	110,718
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014265	0,05429	0,16287
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	1,771488	5,314464
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	1,771488	5,314464
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	17,72048	53,16144
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	0,46833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000123
В С Е Г О :					16,35481583	182,38581	547,157439

Таблица 4.16 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	3 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соед.	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	35,37765	106,133
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	45,990945	137,9728
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	5,896275	17,68883
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28883403333	11,7925523	35,37766
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000013	0,000039
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	29,481375	88,44413
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014386	0,048543	0,145629
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	1,415106	4,245318
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	1,415106	4,245318
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	14,15586	42,46758
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	0,46833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000123
	В С Е Г О :				16,35493703	145,73132	437,1939459

Таблица 4.17 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	3 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соед.	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	33,17955	99,53865
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	43,133415	129,4002
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	5,529925	16,58978
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28883403333	11,0598523	33,17956
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000013	0,000039
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	27,649625	82,94888
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014386	0,048543	0,145629
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	1,327182	3,981546
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	1,327182	3,981546
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	13,27642	39,82926
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	0,46833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000123
	В С Е Г О :				16,35493703	136,6896	410,06879

Таблица 4.18 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	3 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00273	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соед.	0,01	0,001	2	0,00029	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	3,8665	31,48875	94,46625
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	5,02645	40,935375	122,8061
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,64441666665	5,248125	15,74438
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	1,28883403333	10,4962523	31,48876
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000012	0,000036
0337	Углерод оксид	5	3	4	3,22208333333	26,240625	78,72188
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014386	0,048543	0,145629
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,15466	1,25955	3,77865
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,15466	1,25955	3,77865
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	1,5596	12,6	37,8
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,420221	0,15611	0,46833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,00007	0,000041	0,000123
	В С Е Г О :				16,35493703	129,73467	389,2040169

Таблица 4.19 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №ГС-1 (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
						1 скв.
1	2	3	4	5	6	7
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,0039	0,001573
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00041	0,000166
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	6,42166666666	49,8372
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	8,34816666666	64,78836
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	1,07027777779	8,3062
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	2,14056555555	16,61281
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000017
0337	Углерод оксид	5	3	4	5,35138888889	41,531
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,01413	0,06476
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,25686666666	1,993488
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,25686666666	1,993488
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	2,58166666666	19,94098
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,425721	0,1373
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,0001	0,000041
	В С Е Г О :				26,87176	205,20738

Таблица 4.20 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной скважины №ГС-13 (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
						1 скв.
1	2	3	4	5	6	7
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,0039	0,001573
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00041	0,000166
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	6,421666666666	52,0389
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	8,348166666666	67,65057
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	1,07027777779	8,67315
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	2,14056855555	17,34671
0333	Сероводород	0,008		2	0,000036	0,000018
0337	Углерод оксид	5	3	4	5,35138888889	43,36575
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,014127	0,054055
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,256866666666	2,081556
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,256866666666	2,081556
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	2,581666666666	20,82186
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05	3	0,425721	0,1373
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,0001	0,00004
	В С Е Г О :				26,87176256	214,2532

Таблица 4.21 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при ликвидации скважин (3 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	
						1 скв.	33 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04	3	0,00248	0,001573	0,0519
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001	2	0,00026	0,000166	0,0055
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	2	0,44083333333	0,5937	19,5921
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	3	0,57308333333	0,77181	25,4697
0328	Углерод (Сажа)	0,15	0,05	3	0,07347222223	0,09895	3,2654
0330	Сера диоксид	0,5	0,05	3	0,14694444444	0,1979	6,5307
0333	Сероводород	0,008		2	0,0000317	0,00000454	0,0001
0337	Углерод оксид	5	3	4	0,36736111111	0,49475	16,3268
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0,08925	0,16942	5,5909
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,03	0,01	2	0,01763333333	0,023748	0,7837
1325	Формальдегид	0,05	0,01	2	0,01763333333	0,023748	0,7837
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1		4	0,18762603333	0,239096	7,8902
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1	3	0,0203157	0,000308	0,0102
	В С Е Г О :				1,936924544	2,6151735	86,3007

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

Таблица 4.22 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2024-2034гг 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
0301	Азота (IV) диоксид	0,005178	0,1188	0,005116	0,1167	0,005058	0,1149	0,005023	0,114	0,004936	0,1111
0304	Азот (II) оксид	0,00056	0,0092	0,00056	0,0091	0,00056	0,0091	0,00056	0,0091	0,00056	0,009
0328	Углерод (Сажа)	0,001319	0,0416	0,001284	0,0405	0,001252	0,0395	0,001235	0,0389	0,001184	0,0373
0330	Сера диоксид	0,01946256	0,59842067	0,01898086	0,58462727	0,01851826	0,57205057	0,01823456	0,56507397	0,01758386	0,54519487
0333	Сероводород	0,0018329	0,067934	0,0018319	0,067162	0,0018319	0,066452	0,0018319	0,065926	0,0018309	0,065899
0337	Углерод оксид	0,027088	0,6567	0,026739	0,6445	0,026422	0,6335	0,02615	0,6275	0,025638	0,60956
0410	Метан (727*)	0,0407935	1,2864582	0,0407845	1,2861582	0,0407765	1,2859582	0,0407725	1,2857582	0,0407595	1,2853582
0415	Смесь углевод. пред.С1-С5	0,266743	21,809805	0,2665035	20,8898752	0,2661634	20,0479794	0,2658233	19,4096837	0,2657262	19,4044135
0416	Смесь углевод. пред. С6-С10	0,047177	6,315347	0,047177	5,975427	0,047177	5,664517	0,047177	5,428937	0,047177	5,427117
0602	Бензол (64)	0,00063	0,08246	0,00063	0,07802	0,00063	0,07396	0,00063	0,07088	0,00063	0,07086
0616	Диметилбензол	0,0004096	0,05153	0,0004096	0,04874	0,0004096	0,04618	0,0004096	0,04425	0,0004096	0,04424
0621	Метилбензол (349)	0,000219	0,026214	0,000219	0,024818	0,000219	0,023542	0,000219	0,022575	0,000219	0,022568
1715	Метантиол	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033
	В С Е Г О :	0,4114136	31,064502	0,4102364	29,765661	0,4090187	28,577672	0,4080669	27,682617	0,4066551	27,632644

продолжение таблицы 4.22

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ											
		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0301	Азота (IV) диоксид	0,005054	0,1148	0,002875	0,0898	0,00364	0,1141	0,003565	0,1118	0,003448	0,1082	0,003342	0,1046
0304	Азот (II) оксид	0,00056	0,0091	0,00015	0,0047	0,00015	0,0047	0,00015	0,0047	0,00015	0,0047	0,00015	0,0046
0328	Углерод (Сажа)	0,001249	0,0394	0,001283	0,0405	0,0018	0,0568	0,00175	0,0552	0,001679	0,0529	0,001608	0,0507
0330	Сера диоксид	0,01842296	0,57071347	0,01885676	0,58389257	0,02524786	0,78451107	0,02466396	0,76532967	0,02379936	0,73776917	0,02296246	0,71048777
0333	Сероводород	0,0018319	0,066801	0,0018319	0,068092	0,0018379	0,069163	0,0018369	0,070206	0,0018369	0,070983	0,0018359	0,071729
0337	Углерод оксид	0,026395	0,6325	0,01623	0,5093	0,021397	0,6719	0,020898	0,6561	0,020087	0,6328	0,019382	0,6096
0410	Метан (727*)	0,0407755	1,2859582	0,0407845	1,2861582	0,0409135	1,2902582	0,0409005	1,2898582	0,0408835	1,2892582	0,0408655	1,2887582
0415	Смесь углевод. пред.С1-С5	0,2658719	20,4664688	0,2659691	22,015939	0,2661148	23,5536943	0,2662606	24,3820496	0,2663091	25,3423347	0,2664549	26,2795901
0416	Смесь углевод. пред. С6-С10	0,047177	5,819707	0,047177	6,392677	0,047177	6,792487	0,047177	7,267387	0,047177	7,622487	0,047177	7,968917
0602	Бензол (64)	0,00063	0,07599	0,00063	0,08347	0,00063	0,08869	0,00063	0,09489	0,00063	0,09953	0,00063	0,1040513
0616	Диметилбензол	0,0004096	0,04746	0,0004096	0,05216	0,0004096	0,05544	0,0004096	0,05934	0,0004096	0,06226	0,0004096	0,0651
0621	Метилбензол (349)	0,000219	0,024179	0,000219	0,026531	0,000219	0,028172	0,000219	0,030121	0,000219	0,031579	0,000219	0,033001
1715	Метантиол	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033	0,000001	0,000033
	В С Е Г О :	0,4085969	29,15311	0,3964169	31,153253	0,4095377	33,509949	0,4084616	34,787014	0,4066295	36,054834	0,4050374	37,291167

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

по 1 варианту разработки:

- при бурении 65 вертикальных добывающих скважин (№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618; К617; К633; К616; К314; К607; К612; К628; К638; К605; К613; К608; К625; К634; К609; К602; К610; К620) - **5728,64792 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **32,731599 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **34,387368 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **36,305507 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **38,335634 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,335194 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **42,455811 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **44,145621 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **46,487591 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **48,124437 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **49,106441 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **50,060676 m/zod.**

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при бурении 16 вертикальных добывающих скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353) - **1410,12872 m/zod;**
- при бурении скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) - **547,157439 m/zod;**
- при бурении скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) - **437,1939459 m/zod;**
- при бурении скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) - **410,06879 m/zod;**
- при бурении скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) - **389,2040169 m/zod;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-1 - **205,20738 m/zod;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-13 - **214,2532 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **31,064502 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **31,45566 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **36,261316 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **35,900397 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **38,334846 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **40,500728 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **42,158924 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **43,312698 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **44,766539 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **45,762325 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **46,736135 m/zod.**

по 3 варианту разработки:

- при бурении 16 вертикальных добывающих скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353) - **1410,12872 m/zod;**
- при бурении скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) - **547,157439 m/zod;**
- при бурении скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) - **437,1939459 m/zod;**
- при бурении скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) - **410,06879 m/zod;**
- при бурении скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) - **389,2040169 m/zod;**

- при бурении горизонтальной скважины №ГС-1- **205,20738 m/год;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-13 - **214,2532 m/год;**
- при ликвидации 28 добывающих (№№122, 91 ,024, 007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058, 055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097, 052, 048D ,044, 002, 125) и 5 нагнетательных скважин - **86,3007 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **31,064502 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **29,765661 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **28,577672 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **27,682617 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **27,632644 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **29,15311 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **31,153253 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **33,509949 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **34,787014 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **36,054834 m/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **37,291167 m/год.**

4.2 Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу

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

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

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

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 4.20 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 4.23 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-12,3
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	+32,7
С	10
СВ	9
В	15
ЮВ	18
Ю	9
ЮЗ	11
З	15

СЗ	13
Среднегодовая температура воздуха	9,6°C
Среднегодовая скорость ветра за год	3,9 м/с

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

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

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

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК приняты на основании действующих санитарно-гигиенических нормативов (СанПиН) «Об утверждении гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» №ҚР ДСМ-70 от 02.08.2022 г.

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

Оценка воздействия проектируемых работ

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

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

4.3 Обоснование размера санитарно-защитной зоны

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

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

Установленный размер СЗЗ соответствует СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом МЗ РК №ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022г согласно которому размер санитарно-защитной зоны объекта по добыче и разведке нефти составляет не менее 1000 м.

4.4 Характеристика источников физического воздействия

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

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

Источниками шумового воздействия на проектируемом объекте будут являться:

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

Шумовой эффект возникает непосредственно на производственной площадке объекта.

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

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

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

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

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

Проектом предусматриваются:

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

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

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

4.5 Водоснабжение и водоотведение

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 Кожасай вода 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. Водоснабжение для технических нужд при строительстве скважины будет осуществляться из существующего технического водозабора Кожасай (разрешение на специальное водопользование приложено в приложении 5).

Расчет норм водопотребления и водоотведения

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

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 1 варианту разработки

Таблица 4.24 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 1 варианту разработки

Потребитель	Продолжи- тельность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
При бурении 1 вертикальной скважины							
Хоз-питьевые нужды	88,82	40	0,15	6	532,92	6	532,92
Итого:				532,92		532,92	
При бурении 65 вертикальных скважин							
Хоз-питьевые нужды	5773,3	40	0,15	6	34639,8	6	34639,8
Итого:				34639,8		34639,8	

Таблица 4.25 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2024-2034гг) месторождения Кожасай

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	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
Итого:				12045,00		12045,00	

Согласно первому варианту разработки планируется:

- Бурения 65 вертикальных скважин (№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618;

K617; K633; K616; K314; K607; K612; K628; K638; K605; K613; K608; K625; K634; K609; K602; K610; K620);

- Эксплуатация месторождения 2024-2034гг.

Объем водопотребления и водоотведения согласно первому варианту составляет – 46684,8 м³.

Баланс водопотребления и водоотведения согласно рекомендуемому 2 варианту разработки

Таблица 4.26 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 2 варианту разработки

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во. чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При бурении 1 вертикальной скважины							
Хоз-питьевые нужды	88,82	40	0,15	6	532,92	6	532,92
Итого:					532,92		532,92
При бурении 16 вертикальных скважин							
Хоз-питьевые нужды	1421,12	40	0,15	6	8526,7	6,0	8526,7
Итого:					8526,7		8526,7
При бурении 1 скважины куста 1							
Хоз-питьевые нужды	163,83	40	0,15	6	983,0	6,0	983,0
Итого:					983,0		983,0
При бурении 3 скважин куста 1							
Хоз-питьевые нужды	491,49	40	0,15	6	2948,9	6,0	2948,9
Итого:					2948,9		2948,9
При бурении 1 скважины куста 2							
Хоз-питьевые нужды	136,57	40	0,15	6	819,4	6,0	819,4
Итого:					819,4		819,4
При бурении 3 скважин куста 2							
Хоз-питьевые нужды	409,71	40	0,15	6	2458,3	6,0	2458,3
Итого:					2458,3		2458,3
При бурении 1 скважины куста 3							
Хоз-питьевые нужды	129,6	40	0,15	6	777,6	6,0	777,6
Итого:					777,6		777,6
При бурении 3 скважин куста 3							
Хоз-питьевые нужды	388,8	40	0,15	6	2332,8	6,0	2332,8
Итого:					2332,8		2332,8
При бурении 1 скважины куста 4							
Хоз-питьевые нужды	124,24	40	0,15	6	745,4	6,0	745,4
Итого:					745,4		745,4
При бурении 3 скважин куста 4							

Хоз-питьевые нужды	372,72	40	0,15	6	2236,3	6,0	2236,3
Итого:					2236,3		2236,3
При бурении горизонтальной скважины №ГС-1							
Хоз-питьевые нужды	141,2	40	0,15	6	847,2	6	847,2
Итого:					847,2		847,2
При бурении горизонтальной скважины ГС-13							
Хоз-питьевые нужды	131,53	40	0,15	6	789,18	6	789,18
Итого:					789,18		789,18
Итого по 2 варианту разработки:					20139,4		20139,4

Таблица 4.27 – Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2024-2034гг) месторождения Кожасай

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	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
Итого:				12045,00			12045,00

Согласно второму рекомендуемому варианту разработки планируется:

- Бурения 16 вертикальных скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353);
- Бурение 12 наклонно-направленных скважин куста 1-4 горизонтальных скважин (№№К-407; К-408; К-409; К-410; К-411; К-412; К-413; К-414; К-415; К-416; К-417; К-418)
- Эксплуатация месторождения (2024-2034гг).

Объем водопотребления и водоотведения согласно второму варианту составляет – 32184,4 м³.

Баланс водопотребления и водоотведения согласно 3 варианту разработки**Таблица 4.28 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин согласно 3 варианту разработки**

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во чел	Расход воды л/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/скв/цикл	м³/сут.	м³/скв/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При бурении 1 вертикальной скважины							
Хоз-питьевые нужды	88,82	40	0,15	6	532,92	6	532,92
Итого:					532,92		532,92
При бурении 16 вертикальных скважин							
Хоз-питьевые нужды	1421,12	40	0,15	6	8526,7	6,0	8526,7
Итого:					8526,7		8526,7
При бурении 1 скважины куста 1							
Хоз-питьевые нужды	163,83	40	0,15	6	983,0	6,0	983,0
Итого:					983,0		983,0
При бурении 3 скважин куста 1							
Хоз-питьевые нужды	491,49	40	0,15	6	2948,9	6,0	2948,9
Итого:					2948,9		2948,9
При бурении 1 скважины куста 2							
Хоз-питьевые нужды	136,57	40	0,15	6	819,4	6,0	819,4
Итого:					819,4		819,4
При бурении 3 скважин куста 2							
Хоз-питьевые нужды	409,71	40	0,15	6	2458,3	6,0	2458,3
Итого:					2458,3		2458,3
При бурении 1 скважины куста 3							
Хоз-питьевые нужды	129,6	40	0,15	6	777,6	6,0	777,6
Итого:					777,6		777,6
При бурении 3 скважин куста 3							
Хоз-питьевые нужды	388,8	40	0,15	6	2332,8	6,0	2332,8
Итого:					2332,8		2332,8
При бурении 1 скважины куста 4							
Хоз-питьевые нужды	124,24	40	0,15	6	745,4	6,0	745,4
Итого:					745,4		745,4
При бурении 3 скважин куста 4							
Хоз-питьевые нужды	372,72	40	0,15	6	2236,3	6,0	2236,3
Итого:					2236,3		2236,3
При бурении горизонтальной скважины №ГС-1							
Хоз-питьевые нужды	141,2	40	0,15	6	847,2	6	847,2
Итого:					847,2		847,2
При бурении горизонтальной скважины ГС-13							

Хоз-питьевые нужды	131,53	40	0,15	6	789,18	6	789,18
Итого:					789,18		789,18
При ликвидации 1 скважины							
Хоз-питьевые нужды	22,04	25	0,15	3,75	82,7	3,8	82,7
Итого:					82,7		82,7
При ликвидации 33 скважин							
Хоз-питьевые нужды	727,32	25	0,15	3,75	2727,5	3,8	2727,5
Итого:					2727,5		2727,5
Итого по 3 варианту разработки:					22866,9		22866,9

Таблица 4.29 – Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2024-2034гг) месторождения Кожасай

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	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
Итого:				12045,00			12045,00

Согласно третьему варианту разработки планируется:

- Бурения 16 вертикальных скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353);
- Бурение 12 наклонно-направленных скважин куста 1-4 горизонтальных скважин (№№К-407; К-408; К-409; К-410; К-411; К-412; К-413; К-414; К-415; К-416; К-417; К-418);
- Ликвидация 28 добывающих (№№122, 91, 024, 007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058, 055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097, 052, 048D, 044, 002, 125) и 5 нагнетательных скважин.
- Эксплуатация месторождения (2024-2034гг).

Объем водопотребления и водоотведения согласно второму варианту составляет – 32184,4 м³.

Водоснабжение для технических нужд осуществляется из существующего технического водозабора. Для хранения воды технического качества предусмотрена одна емкость объемом 100м³.

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

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

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

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

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 вертикальной скважины составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 164,398 = 328,795 \text{ м}^3;$$

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

$$V_{БСВ} = 2 \times 169,93 = 339,859 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 наклонно-направленной скважины куста 2 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 167,319 = 334,638 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 наклонно-направленной скважины куста 3 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 166,274 = 332,548 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении 1 наклонно-направленной скважины куста 4 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 163,198 = 326,396 \text{ м}^3$$

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

$$V_{БСВ} = 2 \times 172,37 = 344,734 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении горизонтальной скважины №ГС-13 составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 101,46 = 202,923 \text{ м}^3$$

Объем буровых сточных вод при бурении скважин согласно:

первому варианту разработки – 21371,63 м³;

второму варианту разработки – 9808,704 м³;

третьему варианту разработки – 9808,704 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 противофльтрационным экраном. Собственником отходов будет являться компания, занимающаяся буровыми работами.

Характеристика источника водоснабжения для технических нужд, его хозяйственное использование, местоположение, его характеристика

По результатам выполненных разведочных работ для технического водоснабжения объектов нефтяного месторождения Кожасай компанией ОАО «Актобегидрогеология» (ныне ТОО «Акпан»), ТОО «Казахойл Актобе» имеет право на эксплуатацию балансовых эксплуатационных запасов подземных вод на 27-летний срок согласно протоколу ГКЗ РК № 140-02-У от 06.02.2002 г. утвержденному по состоянию на 01.10.2001 г. (таблица 4.30).

Таблица 4.30 – Сведения об утвержденных балансовых эксплуатационных запасах подземных вод на 2001 год

Месторождение, участок	Водоносный горизонт	Единица измерения	Категория запасов – В	Целевое назначение
Участок Кожасай	альбский	м ³ /сутки	3000	техническое
Всего:		м ³ /сутки	3000	
в том числе:				
техническое		м ³ /сутки	3000	

Водозабор Кожасай располагается на площади Урало-Эмбенского плато расположенного в северо-восточной и восточной частях Прикаспийской низменности на левобережной части долины р.Эмба с южной стороны ручья Ащысай. Солоноватые воды альбского водоносного комплекса на водозаборе Кожасай используются в технических целях, для закачки в нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления.

Водозабор Кожасай эксплуатируется с марта 2011 года. С момента ввода в эксплуатацию водозабора Кожасай в 2011 г. происходит неравномерное увеличение величины водоотбора. За период 2011-2019 г.г. величина водоотбора изменялась от 487 (март 2011 г.) до 1391 м³/сутки (июль-сентябрь 2015 г.) при среднемноголетней величине водоотбора 788 м³/сутки. Фонд водозаборных скважин состоит из 7 наблюдательных и 3 эксплуатационных скважин.

На участке водозабора Кожасай вскрыты сульфатно-хлоридные кальциево-натриево-магниевые воды с минерализацией 1-2,8 г/дм³. По органолептическим показателям они соответствуют санитарным требованиям, а именно: запах - 0 баллов; привкус – 0 балл; цветность – 00; мутность – 0 градусов. Величина общей жесткости изменяется от 4,8 до 46,75 мг-экв./дм³. Значения величины водородного показателя рН изменяется от 6,2 до 8,56, т.е. воды участка, в целом, нейтральные, слабощелочные, реже слабокислые и щелочные. Среди анионов преобладают хлориды содержание их в водах колеблется от 315 до 854 мг/дм³. Содержание сульфатов изменяется от 30 до 879 мг/дм³. В катионном составе преобладает натрий, который колеблется в пределах от 24 до 710,7 мг/дм³. Содержание магния варьирует в пределах от 25,7 до 289 мг/дм³, кальция от 32 до 265 мг/дм³. Аммиак в подземных водах практически отсутствует или отмечается в отдельных пробах в количестве в основном в пределах 0-0,9 мг/дм³. Содержание нитритов составляет не превышает 0,9 мг/дм³. Нитраты (по азоту) содержатся в незначительных количествах от 6,2 до 29,6 мг/дм³, при норме 45 мг/дм³, что свидетельствует об отсутствии органического загрязнения подземных вод. Железо двух и трехвалентное не превышает значений 0,42-1,24 мг/дм³. Западнее водозабора Кожасай на расстоянии 625 м в период проведения разведочных гидрогеологических работ была выявлена граница пресных и слабосолоноватых вод альбского комплекса. Анализ результатов режимных наблюдений по изменению химического состава подземных вод на участке водозабора Кожасай осуществляемый с 2010 г. указывает на его стабильность в течении рассматриваемого периода. Более подробная информация изложена в «Отчете по авторскому надзору за промышленной разработкой подземных вод на участке технического водозабора Кожасай для производственно-технического водоснабжения объектов нефтегазоконденсатного месторождения «Кожасай» ТОО «Казахойл Актобе» в Актюбинской области».

4.6 Программа управления отходами

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

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

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

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

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

Отходы образуются:

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

Основными отходами при бурении скважины являются:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчет количества образования отходов

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

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблицах:

Таблица 4.31 - Объем выбуренной породы при строительстве вертикальной скважины

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R2</i>	<i>L</i>	<i>V_{скв} = (K1*π* R2*L), м3</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	5	6	7	9
0-400	1,2	3,14	0,33020	0,1090	400	164,3331	-
400-900	1,15	3,14	0,22225	0,0494	500	89,1828	-
900-3200	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2300	192,2781	-
3200-3500	1,1	3,14	0,08890	0,0079	300	8,1893	-
				V_{скв} =	453,98		

V_{шлам}

$$V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$$

544,78 м3

953,365 тонна

V_{циркуляция}

90 м3

ОБР

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

164,398

207,141 тонна

Таблица 4.32 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины куста 1

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R2</i>	<i>L</i>	<i>V_{скв} = (K1*π* R2*L), м3</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	5	6	7	9
0-400	1,2	3,14	0,33020	0,1090	400	164,3331	-
400-900	1,15	3,14	0,22225	0,0494	500	89,1828	-
900-3300	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2400	200,6380	-
3300-3720	1,1	3,14	0,10795	0,0117	420	16,9051	-
3720-3917,38	1,1	3,14	0,07620	0,0058	197,38	3,9585	-
				V_{скв} =	475,02		

V_{шлам} **V_ш = V_{скв} x 1,2**
570,021 м3 997,537 тонна

V_{циркуляция} **90 м3**

ОБР **V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_ц,**
169,93 214,111 тонна

Таблица 4.33 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины куста 2

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R2</i>	<i>L</i>	<i>V_{скв} = (K1*π* R2*L), м3</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	5	6	7	9
0-400	1,2	3,14	0,33020	0,1090	400	164,3331	-
400-900	1,15	3,14	0,22225	0,0494	500	89,1828	-
900-3210	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2310	193,1141	-
3210-3570	1,1	3,14	0,10795	0,0117	360	14,4901	-
3570-3768,04	1,1	3,14	0,07620	0,0058	198,04	3,9718	-
				V_{скв} =	465,09		

V_{шлам} **V_ш = V_{скв} x 1,2**
558,11 м3 976,693 тонна

V_{циркуляция} **90 м3**

ОБР **V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_ц,**
167,319 210,822 тонна

Таблица 4.34 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины куста 3

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1*\pi*R2*L), м3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-400	1,2	3,14	0,33020	0,1090	400	164,3331	-
400-900	1,15	3,14	0,22225	0,0494	500	89,1828	-
900-3120	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2310	193,1141	-
3120-3480	1,1	3,14	0,10795	0,0117	270	10,8675	-
3480-3660,53	1,1	3,14	0,07620	0,0058	180,53	3,6206	-
				V _{скв} =	461,12		

Вшлам $V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$
553,342 м3 **968,348** тонна

Вциркуляция 90 м3

ОБР $V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_{ц},$
166,274 **209,505** тонна

Таблица 4.35 - Объем выбуренной породы при строительстве наклонно-направленной скважины куста 4

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1*\pi*R2*L), м3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-400	1,2	3,14	0,33020	0,1090	400	164,3331	-
400-900	1,15	3,14	0,22225	0,0494	500	89,1828	-
900-3030	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2130	178,0662	-
3030-3390	1,1	3,14	0,10795	0,0117	360	14,4901	-
3390-3557,01	1,1	3,14	0,07620	0,0058	167,01	3,3495	-
				V _{скв} =	449,42		

Вшлам $V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$
539,306 м3 **943,785** тонна

Вциркуляция 90 м3

ОБР $V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K1 + 0,5 * V_{ц},$
163,198 **205,629** тонна

Таблица 4.36 - Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины №ГС-1

Интервал	k	π	R, м	R2	L	$V_{скв} = (K1*\pi*R2*L), м3$	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7	9
0-400	1,2	3,14	0,33020	0,1090	400	164,3331	-

400-900	1,15	3,14	0,22225	0,0494	500	89,1828	-
900-3070,40	1,1	3,14	0,15558	0,0242	2170,4	181,4436	-
3070,40-3452,37	1,1	3,14	0,10795	0,0117	381,97	15,3744	-
3452,37-5145,20	1,1	3,14	0,07620	0,0058	1692,83	33,9505	-
				V_{скв} =	484,2843		

V_{шлам} **V_ш = V_{скв} × 1,2**
581,141 м³ **1017 тонна**

V_{циркуляция} **90 м³**

ОБР **V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K₁ + 0,5 * V_ц,**
172,37 **217,182 тонна**

Таблица 4.37- Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины №ГС-13

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R₂</i>	<i>L</i>	<i>V_{скв} = (K₁*π*R₂*L), м³</i>	<i>L, отб. керна</i>
1	2	3	4	5	6	7	9
0-400	1,2	3,14	0,19685	0,0387	400	58,4039	-
400-900	1,15	3,14	0,14765	0,0218	500	39,3608	-
900-2859,10	1,1	3,14	0,10795	0,0117	1959,1	78,8541	-
2859,10-3455,67	1,1	3,14	0,07780	0,0061	596,57	12,4722	-
3455,67-4384,07	1,1	4,14	0,07780	0,0061	928,4	25,5910	-
				V_{скв} =	214,6820		

V_{шлам} **V_ш = V_{скв} × 1,2**
257,618 м³ **450,832 тонна**

V_{циркуляция} **90 м³**

ОБР **V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K₁ + 0,5 * V_ц,**
101,46 **127,841 тонна**

Металлолом

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов:

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

где: M_{ост} – расход электродов, 0,01 т/год;

Q – остаток электрода, 0,015.

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

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

$$N_{\text{л}} = n * \alpha * M,$$

где: N_л – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 2 ед:

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,0016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

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

Коммунальные отходы

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

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

Расчет образования отходов производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.38 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины

Вид скважина	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/пер.
при бурения вертикальной скважины	40	0,3	88,82	0,25	0,730
при бурении наклонно-направленной скважины куста 1	40	0,3	163,83	0,25	1,347
при бурении наклонно-направленной скважины куста 2	40	0,3	136,57	0,25	1,122
при бурении наклонно-направленной скважины куста 3	40	0,3	129,6	0,25	1,065
при бурении наклонно-направленной скважины куста 4	40	0,3	124,24	0,25	1,021
при бурении горизонтальной скважины №ГС-1	40	0,3	141,2	0,25	1,161
при бурении горизонтальной скважины №ГС-13	40	0,3	131,53	0,25	1,081
при ликвидации скважины	25	0,3	22,04	0,25	0,113

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

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

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

$$M = 0,12 * M_o$$

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

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

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

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

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

α – остаток электрода, 0,015.

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

Отработанные аккумуляторы

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

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

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

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

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

Отработанные масла

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

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

$$N_b = Y_b * H_b * p$$

$$N_d = Y_d * H_d * p$$

где:

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

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

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

Y_b – расход бензина за год, m^3

Y_d – расход дизельного топлива за год, m^3

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

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

p – Плотность моторного масла, 0,930 т/ m^3

Таблица 4.39 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины

вид скважина	Расход. $Y \text{ м}^3$	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/ m^3	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработанное масло
					$M_{отр.мол.}$
					т/пер.
					1 скв.
при бурении вертикальной скважины	761,20	0,024	0,93	16,9901	4,2475
при бурении куст 1	1582,20	0,024	0,93	35,3148	8,8287
при бурении куст 2	1262,88	0,024	0,93	28,1875	7,0469
при бурении куст 3	1184,09	0,024	0,93	26,4288	6,6072
при бурении куст 4	1123,49	0,024	0,93	25,0764	6,2691
при лив	21,28	0,024	0,93	0,4750	0,1187
при бурении горизонтальной скважины №202	1786,29	0,024	0,93	39,8700	9,9675
при бурении горизонтальной скважины №221	1865,19	0,024	0,93	41,6311	10,4078

Таблица 4.40 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант	2 вариант	3 вариант
		1 скв	65 скв	16 скв	16 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	953,365	61968,716	15253,838	15253,838
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	207,141	13464,163	3314,256	3314,256
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	7,319	1,802	1,802
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	0,008	0,002	0,002
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,013	0,003	0,003
Отработанные масла	Не опасные отходы	4,2475	276,089	67,960	67,960
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,098	0,024	0,024
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,7300	47,452	11,680	11,680
Всего:		1165,60	75763,86	18649,565	18649,565

Таблица 4.41 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 1

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант скв	2 вариант	3 вариант
		1 скв	-	3 скв	3 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	997,537	-	2992,610	2992,610
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	169,930	-	509,789	509,789
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	-	0,338	0,338
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	-	0,0004	0,0004
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	-	0,001	0,001
Отработанные масла	Не опасные отходы	8,8287	-	26,486	26,486
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	-	0,005	0,005
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,3465	-	4,040	4,040
Всего		1177,756	-	3533,268	3533,268

Таблица 4.42 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 2

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант скв	2 вариант	3 вариант
		1 скв	-	3 скв	3 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	976,693	-	2930,078	2930,078
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	210,822	-	632,466	632,466
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	-	0,338	0,338
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	-	0,0004	0,0004
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	-	0,001	0,001
Отработанные масла	Не опасные отходы	7,0469	-	21,141	21,141
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	-	0,005	0,005
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,1225	-	3,367	3,367

Всего	1195,799	-	3587,396	3587,396
--------------	-----------------	----------	-----------------	-----------------

Таблица 4.43 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 3

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант скв	2 вариант	3 вариант
				3 скв	3 скв
		1 скв		3	3
Буровой шлам	Опасные отходы	968,348	-	2905,044	2905,044
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	209,505	-	628,516	628,516
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	-	0,338	0,338
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	-	0,0004	0,0004
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	-	0,001	0,001
Отработанные масла	Не опасные отходы	6,6072	-	19,822	19,822
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	-	0,005	0,005
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,0652	-	3,196	3,196
Всего		1185,640	-	3556,921	3556,921

Таблица 4.44 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 3

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант скв	2 вариант	3 вариант
				3 скв	3 скв
		1 скв		3	3
Буровой шлам	Опасные отходы	997,537	-	2992,610	2992,610
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	169,930	-	509,789	509,789
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	-	0,338	0,338
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	-	0,0004	0,0004
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	-	0,001	0,001
Отработанные масла	Не опасные отходы	8,8287	-	26,486	26,486
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	-	0,005	0,005
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,3465	-	4,040	4,040
Всего		1177,756	-	3533,268	3533,268

Таблица 4.45 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве наклонно-направленной скважины куста 4

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант скв	2 вариант	3 вариант
				3 скв	3 скв
		1 скв		3	3
Буровой шлам	Опасные отходы	943,785	-	2831,356	2831,356
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	205,629	-	616,888	616,888
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	-	0,338	0,338
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	-	0,0004	0,0004
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	-	0,001	0,001
Отработанные масла	Не опасные отходы	6,2691	-	18,807	18,807

Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	-	0,005	0,005
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,0212	-	3,063	3,063
Всего		1156,819	-	3470,458	3470,458

Таблица 4.46 – Количественный и качественный состав отходов при ликвидации скважины

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	1 вариант скв	2 вариант	3 вариант
				3 скв	3 скв
		1 скв	-	3	3
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	-		3,716
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00013	-		0,004
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	-		0,007
Отработанные масла	Не опасные отходы	0,1187	-		3,918
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	-		0,050
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,1132	-		3,736
Всего		0,346	-		11,431

Таблица 4.47 – Количественный и качественный состав отходов по вариантам при бурении

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год		
		1 вариант	2 вариант	3 вариант
Буровой шлам	Опасные отходы	61968,716	28380,756	28380,756
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	13464,163	6046,938	6046,938
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	7,319	3,378	7,094
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,008	0,004	0,008
Отработанные масла	Опасные отходы	0,013	0,006	0,013
Металлолом	Не опасные отходы	276,089	174,591	178,510
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,098	0,045	0,095
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	47,452	27,588	31,324
Всего		75763,9	34633,3	34644,7

Расчет количества образования отходов при эксплуатации**Металлолом**

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

$$N_{\text{л}} = n * \alpha * M,$$

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

n – количество автотранспортных средств грузовые – 1 ед:

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,001.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 0,2.

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

Коммунальные отходы

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

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

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4.48- Образование коммунальных отходов при эксплуатации

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут/год	Плотность ТБО, т/м3	Количество ТБО, т/год
1	Вахтовый поселок при бурении	30	0,3	365	0,25	2,25
Итого:						2,25

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

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

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

$$M = 0,12 * M_o$$

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

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

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

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

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

α - остаток электрода, 0,0015.

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

Отработанные аккумуляторы

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

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

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

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

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

Таблица 4.49 - Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации месторождения

Вид отхода	Уровень опасности	На 1 год т/год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,000025
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0002
Металлолом	Не опасные отходы	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,25
Всего:		2,3643
Итого за 2024-2034гг:		26,0073

4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

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

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

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

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

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

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

Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Перед началом полевых работ будет произведен технический осмотр состояния и оборудования транспортных средств. До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов. Будет обеспечена двусторонняя связь с офисом, полевыми базами и бригадами. Проектом предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

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

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 исключаящую развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

5 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Планируемая реализация проекта желательна с точки зрения социально-экономической.

5.7 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

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

Организованными источниками выбросов являются:

- буровая установка;
- цементирувочный агрегат;
- котельная.

Неорганизованными источниками выбросов являются:

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

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

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

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

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

по 1 варианту разработки:

- при бурении 65 вертикальных добывающих скважин (№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618; К617; К633; К616; К314; К607; К612; К628; К638; К605; К613; К608; К625; К634; К609; К602; К610; К620) - **5728,64792 т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2024г - **32,731599 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **34,387368 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **36,305507 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **38,335634 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,335194 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **42,455811 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **44,145621 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **46,487591 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **48,124437 т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2033г - **49,106441 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **50,060676 m/zod.**

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при бурении 16 вертикальных добывающих скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353) - **1410,12872 m/zod;**
- при бурении скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) - **547,157439 m/zod;**
- при бурении скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) - **437,1939459 m/zod;**
- при бурении скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) - **410,06879 m/zod;**
- при бурении скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) - **389,2040169 m/zod;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-1 - **205,20738 m/zod;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-13 - **214,2532 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **31,064502 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **31,45566 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **36,261316 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **35,900397 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **38,334846 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **40,500728 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **42,158924 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **43,312698 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **44,766539 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **45,762325 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **46,736135 m/zod.**

по 3 варианту разработки:

- при бурении 16 вертикальных добывающих скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353) - **1410,12872 m/zod;**
- при бурении скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) - **547,157439 m/zod;**
- при бурении скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) - **437,1939459 m/zod;**
- при бурении скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) - **410,06879 m/zod;**
- при бурении скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) - **389,2040169 m/zod;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-1 - **205,20738 m/zod;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-13 - **214,2532 m/zod;**
- при ликвидации 28 добывающих (№№122, 91, 024, 007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058, 055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097, 052, 048D, 044, 002, 125) и 5 нагнетательных скважин - **86,3007 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **31,064502 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **29,765661 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **28,577672 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **27,682617 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **27,632644 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **29,15311 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **31,153253 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **33,509949 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **34,787014 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **36,054834 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **37,291167 m/zod.**

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;
- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;
- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;
- применение закрытой системы подготовки 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.

Таблица 5.2 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

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

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

5.8 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Источниками загрязнения подземных вод при разработке нефтяных месторождений могут быть: пластовые воды, извлекаемые из скважин вместе с нефтью; отработанные технические и бытовые воды, химические реагенты. Крупные очаги загрязнения могут возникнуть при аварийных ситуациях, ведущих к большим разливам нефти и пластовых вод

на поверхность, при плохой изоляции нефтесодержащих пластов, при устройстве неэкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

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

Конструкция всех скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод.

Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

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

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

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

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

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

Однако при проходке скважин возможно поглощение бурового раствора в глубокие водоносные горизонты. Это воздействие будет носить локальный кратковременный характер. С целью исключения этого воздействия необходимо строгое выполнение регламентированных проектом решений.

Освоение скважин

При освоении скважин основными факторами загрязнения подземных вод являются:

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

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

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

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

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении Кожасай предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

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

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

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

- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;

- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;

- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;

- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

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

- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.

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

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

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***.

5.9 Факторы негативного воздействия на геологическую среду

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

- строительство скважин;
- движение транспорта;

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 5.4 - Анализ воздействия на геологическую среду

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

Воздействие на геологическую среду при строительстве скважин возможно в результате:

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

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

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

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

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

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

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

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

Природоохранные мероприятия:

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

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

5.10 Оценка воздействия на почвенный покров

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

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.5 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров

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

Природоохранные мероприятия

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

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

- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения.

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

5.11 Оценка воздействия на растительность

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

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.6 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

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

Природоохранные мероприятия

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

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;

- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд;
- провести мониторинг орнитофауны;
- озеленение территории (посадка саженцев, полив зеленых насаждений).

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

5.12 Факторы воздействия на животный мир

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.7 - Анализ воздействия на фауну

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

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

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

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

5.13 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.

5.14 Физическое воздействие

Акустическое воздействие

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

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

Парциальные дозы определяют отдельно для каждого восьмичасового периода с учетом соответствующих им допустимых уровней шума. Расчет парциальных доз шума для 3

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.15 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

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

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

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы сведены в таблицу 5.8.

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

Тип воздействия при реализации проекта	Компонент социально-экономической среды
Стимуляция экономической активности, развитие конкуренции, создание новых видов производств	Экономика
Сохранение старых и создание новых рабочих мест	Трудовая занятость
Улучшение медицинского обслуживания, повышение уровня жизни	Здоровье населения
Стимуляция научно-прикладных разработок и исследований, рост потребности в квалифицированных кадрах	Образование и научная сфера
Улучшение демографической ситуации в связи с ростом уровня жизни	Демографическая ситуация
Повышение доходов населения в связи со стабильной высокооплачиваемой работой	Доходы населения

Материальная поддержка культурных мероприятий, сохранение исторических памятников	Культурная среда
Повышение уровня инфляции за счет удорожания земли, жилья, услуг	Инфляция

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

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

Компонент социально-экономической среды	Тип воздействия	Уровень воздействия	Интегральная оценка воздействия
Трудовая занятость	Создание новых рабочих мест	Средний (+)	Положительное
	Обеспечение заказами местные предприятия	Сильный (+)	
Здоровье населения	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие твердых и жидких отходов	Незначительный (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Сильный (+)	
Демографическая ситуация	Усиление внутренней миграции	Слабый (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Средний (+)	
Доходы населения	Рост доходов в связи с созданием рабочих мест и увеличением уровня заработной платы	Средний (+)	Положительное
Инфляция	Рост цен на землю, жилье, услуги	Слабый (-)	Низкое
Транспортная инфраструктура	Строительство новых дорог, увеличение грузооборота	Сильный (+)	Положительное
Экономика	Строительство вахтового лагеря и объектов инфраструктуры	Региональный (+)	Положительное
Культурная среда	Реставрация памятников истории и культуры	Сильный (+)	Положительное
	Поддержка культурных мероприятий	Сильный (+)	
Образование и наука	Увеличение числа студентов, развитие научных исследований	Сильный (+)	Положительное

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

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

Вывод: 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.

5.16 Состояние здоровья населения

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствует.

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

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

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

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

5.17 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.

5.18 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

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

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН.

После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель. Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи.

Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

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

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного

оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления – контроля и учета.

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

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

5.19 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.

6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

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

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

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

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

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

Источниками воздействия являются:

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

Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

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

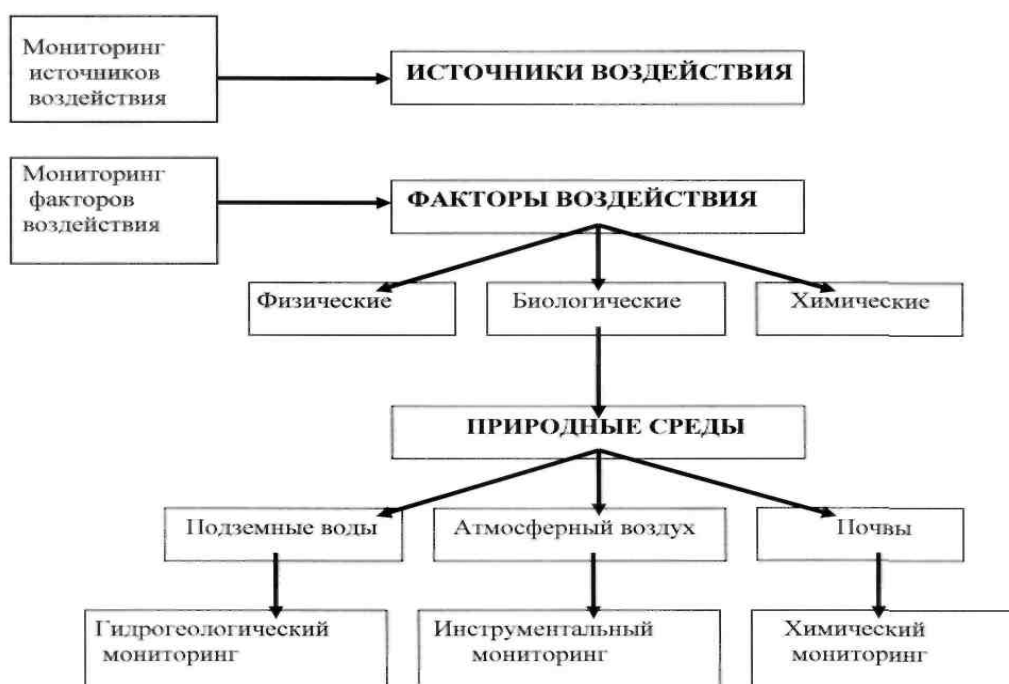


Рисунок 7.1 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин

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

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными

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

7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования

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

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

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

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

7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов

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

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

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

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

7.4 Мониторинг состояния биосферы

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

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

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

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

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

7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга

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

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

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

Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров

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

7.6 Контроль в области охраны окружающей среды

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

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

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

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

8 НЕТЕХНИЧНОЕ РЕЗЮМЕ

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

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

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности **KZ83VWF00137762 от 02.02.2024г** на проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Кожасай» 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Согласно «Проекту разработки месторождения Кожасай» добыча нефти в 2021г – 394,6 тыс.т, в 2022г – 392,4 тыс.т, в 2023г – 376,8 тыс.т, в 2024г – 375,6 тыс.т; годовая добыча газа в 2021г – 499,4 млн.м³, в 2022г – 560,5 млн.м³, в 2023г – 587,4 млн.м³, в 2024г – 620,7 млн.м³.

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

Растворенный газ:

В+С₁ – 255 726 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 20 393,1 млн.м³;

С₂ – 2 624 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 2 092,6 млн.м³.

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

Намечаемая деятельность - Дополнение к проекту разработки составлено на основе отчета по пересчету запасов нефти в 2020г и растворенного газа в 2022г, с уточнением геологического строения и характеристики продуктивных горизонтов. В дополнении проекта разработки проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех эксплуатационных скважин, выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения по состоянию на 01.01.2024г, проведено сравнение фактических технологических показателей разработки с проектными и, на этой основе, рассмотрены расчетные варианты разработки месторождения, проведено обоснование основных расчётных вариантов разработки с выполнением запланированных мероприятий, в соответствии с программой буровых работ.

Численность населения Актюбинской области на 1 марта 2024 года составила 940,9 тыс. человек, в том числе 705,4 тыс. человек (75%) – городских жителей и 235,5 тыс. человек (25%) – сельских жителей.

В рамках «Проекта разработки...» для регулирования дальнейшей разработки месторождения рассмотрены 3 варианта разработки, рассматривающие бурение новых скважин с проведением программой геолого-технических мероприятий на фонде пробуренных скважин и оптимизации существующей системы ППД.

Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках ПР-2021, включая бурение 65 эксплуатационных скважин (№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618; К617; К633; К616; К314; К607; К612; К628; К638; К605; К613; К608; К625; К634; К609; К602; К610; К620). Также предусмотрены работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 24 скважинах.

Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусмотрено бурение 30 добывающих скважин: 16 вертикальных (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-

401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353), 12 наклонно-направленных (4 куста по 3 скважины; куст 1 – №№К-407; К-408; К-409. Куст 2 – №№К-410; К-411; К-412. Куст 3 - №№К-413; К-414; К-415. Куст 4 - К-416; К-417; К-418) и 2 горизонтальных скважин (№№ГС-1, ГС-13). Также запланированы работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 45 скважинах. Без ликвидации переходящих скважин на территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается.

Вариант 3. Основан на 2-ом варианте разработки и дополнительно предусматривает поэтапную ликвидацию 33 эксплуатационных скважин (2025-2028гг) на территории Кокжиде (28 добывающих №№122, 91, 024, 007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058, 055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097, 052, 048D, 044, 002, 125 и 5 нагнетательных).

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 бурении 65 вертикальных добывающих скважин (№№К344; К050; К304; К060; К336; К405; К403; К402; К614; К343; К347; К348; К351; К312; К330; К356; К360; К305; К321; К335; К339; К354; К357; К355; К358; К629; К401; К318; К322; К328; К316; К353; К333; К327; К626; К627; К611; К641; К646; К645; К637; К624; К606; К615; К622; К346; К342; К618; К617; К633; К616; К314; К607; К612; К628; К638; К605; К613; К608; К625; К634; К609; К602; К610; К620) - **5728,64792 т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2024г - **32,731599 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **34,387368 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **36,305507 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **38,335634 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **40,335194 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **42,455811 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **44,145621 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **46,487591 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **48,124437 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **49,106441 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **50,060676 т/год.**

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при бурении 16 вертикальных добывающих скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353) - **1410,12872 т/год;**

- при бурении скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) - **547,157439 т/год;**
- при бурении скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) - **437,1939459 т/год;**
- при бурении скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) - **410,06879 т/год;**
- при бурении скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) - **389,2040169 т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-1 - **205,20738 т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-13 - **214,2532 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **31,064502 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **31,45566 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **36,261316 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **35,900397 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **38,334846 т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2029г - **40,500728 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **42,158924 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **43,312698 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **44,766539 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **45,762325 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **46,736135 m/zod.**

по 3 варианту разработки:

- при бурении 16 вертикальных добывающих скважин (№№К-343; К-344; К-347; К-348; К-358; К-339; К-401; К-357; К-356; К-402; К-351; К-360; К-314; К-606; К-610; К-353) - **1410,12872 m/zod;**
- при бурении скважин куста 1 (№№К-407; К-408; К-409) - **547,157439 m/zod;**
- при бурении скважин куста 2 (№№К-410; К-411; К-412) - **437,1939459 m/zod;**
- при бурении скважин куста 3 (№№К-413; К-414; К-415) - **410,06879 m/zod;**
- при бурении скважин куста 4 (№№К-416; К-417; К-418) - **389,2040169 m/zod;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-1- **205,20738 m/zod;**
- при бурении горизонтальной скважины №ГС-13 - **214,2532 m/zod;**
- при ликвидации 28 добывающих (№№122, 91, 024, 007, 054, 018, 016, 073, 006, 056, 040, 017, 058, 055, 003, 039, 123, 049, 005, 045, 204, 202, 097, 052, 048D, 044, 002, 125) и 5 нагнетательных скважин - **86,3007 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **31,064502 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **29,765661 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **28,577672 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **27,682617 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **27,632644 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **29,15311 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **31,153253 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **33,509949 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **34,787014 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **36,054834 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **37,291167 m/zod.**

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

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

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

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении Кожасай предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

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

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

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

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохранных зон;

- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;

- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.

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

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

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:

2. 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 Кожасай на состояние здоровья населения может быть оценено, как минимальное, и продолжительное.

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

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

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

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

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

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

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

Мероприятия по минимизации воздействия в окружающую среду

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

- разработка технологического регламента на период НМУ;
 - обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
 - соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах;
- ежегодно провести производственный мониторинг по атмосферному воздуху.

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

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

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

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Промышленная экология. Т.А. Хван. г. Ростов-на-Дону 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Классификатор отходов. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года №360-VI ЗРК.
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Приказ Министра здравоохранения РК №ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №26 от 20.02.2023г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» 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 при бурении 1 вертикальной скважины**

Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	10,71
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot B \cdot G \cdot 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,01285
	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*			
	$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$	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

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot G \cdot 10^6}{3600}$	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*			
	$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$	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 пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначен	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	160
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	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	0,0624

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

Источник №6004, 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	160
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	0,00036

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

Источник №0001-001, силовой привод БУ ZJ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		445,73 т/г;	
Время работы		1313,28 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359066265
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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	11,1432
Оксид азота	39	1,8384	17,3834
Диоксид азота	30	1,4142	13,3718
Сернистый ангидрид	10	1,23813	4,4573
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	1,4858	5,3487
Акролеин	1,2	0,1486	0,5349
Формальдегид	1,2	0,1486	0,5349
Сажа С	5	0,619066	2,2286
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 №0001-002 Насосный блок				
Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	165,1	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		51,95	т/г;	
Время работы		1313,28	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_o \cdot P_o$,				0,166
b_o - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;				
P_o – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_o$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
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_o – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_o , 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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	1,1430
Диоксид азота	8,4	35	2,240	1,8184
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,5195
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,0779
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,3117
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0208
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000003
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	1,4547
Оксид азота	0,13		0,2912	0,2364
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0001-003 Дизельная электростанция				
Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °C;		
Номинальный расход топлива		59,1 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		77,61 т/г;		
Время работы		1313,28 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,192
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,534
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	2,0180
Диоксид азота	9,6	40	0,992	3,1046
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,300	0,9314
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,1552
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,3881
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0388
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000012	0,0000043
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,7936	2,4837	
Оксид азота	0,13	0,1290	0,4036	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0002 Цементиловочный агрегат				
Марка, мощность, Ve	ЯМЗ-238	176,5	кВт;	
	n	1	шт.;	
	h	1	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		15,6	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		4,79	т/г;	
Время работы		307,2	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,024
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном)				88,3853
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,067
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м³;				1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.				723
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,304	0,1246
Диоксид азота	9,6	40	0,471	0,1917
Углеводороды C12-C19	2,9	12	0,142	0,0575
Сажа С	0,5	2,0	0,025	0,0096
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,059	0,0240
Формальдегид	0,12	0,5	0,006	0,0024
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000006	0,0000003
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3765	0,1534
Оксид азота	0,13		0,0612	0,0249
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

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:		575,30	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;				
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /ч				
· 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)	0,0024 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} - 287,6		B _{вл} - 287,6
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				3,92
G _{хр} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
K _{нп} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
N _p - количество резервуаров, шт.				
				1
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводорода приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс: M = C _i * M / 100, г/с (5.2.4)				
Среднегодовые выбросы: G = C _i * G / 100, т/г (5.2.5)				
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0065	-	- ^{*)}	0,000018
G _i , т/г	0,0024	-	- ^{*)}	0,000007
^{*)} 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;	160
Расход электрода, кг/год;	100
Максимальный расход, кг/ч;	0,625
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:	
$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_{\text{м}}^x}{10^6} \times (1 - \eta)$	(5.1)
где:	
$B_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;	
$K_{\text{м}}^x$ - 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
$M_{\text{сек}} = \frac{K_{\text{м}}^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta)$	(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 в том числе
АНО-4, г/кг	аэрозоль железо оксид марган пыль неорганич.
$M_{\text{год}}$, т/г	17,8 15,73 1,66 0,41
$M_{\text{сек}}$, г/с	0,00178 0,00157 0,00017 0,00004
	0,00309 0,00273 0,00029 0,00007
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных (по величинам удельных выбросов). Астана-2004г.	

Источник №0003-001, силовой привод БУ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		114,85 т/г;	
Время работы		338,4 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359066265
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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	2,8713
Оксид азота	39	1,8384	4,4793
Диоксид азота	30	1,4142	3,4456
Сернистый ангидрид	10	0,31904	1,1485
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	0,3828	1,3782
Акролеин	1,2	0,0383	0,1378
Формальдегид	1,2	0,0383	0,1378
Сажа С	5	0,159518	0,5743
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 №0004-001, насосная установка БУ

Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		13,39	т/г;	
Время работы		338,4	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,166
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	0,2945
Диоксид азота	8,4	35	2,240	0,4685
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,1339
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,0201
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,0803
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0054
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000001
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	0,3748
Оксид азота	0,13		0,2912	0,0609
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0004-002, ДЭС БУ

Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °С;		
Номинальный расход топлива		10,32 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		4,38 т/г;		
Время работы		338,4 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,033	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,093	
где: $g_{ог}$ – удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359	
где: $g_{ог0}$ – удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;			1,31	
$T_{ог}$ – температура отработавших газов, К.			723	
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	0,1139
Диоксид азота	9,6	40	0,992	0,1752
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,300	0,0525
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,0088
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,0219
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0022
Бенз/а/пирен	1,2*10 ⁻⁵	5,5*10 ⁻⁵	0,0000012	0,0000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,7936	0,1401	
Оксид азота	0,13	0,1290	0,0228	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

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:		132,62	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:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

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:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0011 \text{ т/год}$$

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; $B_{\text{оз}} - 66,3$ $B_{\text{вл}} - 66,3$

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: $M = C_i * M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i * G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i , т/г	0,0011	-	-*)	0,000003

*) 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,

Источник №6008, насос для перекачки нефти

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:

$n = 1$;

$h = 1,5 \text{ м}$;

$d = 0,01 \text{ м}$;

$T = 20^\circ\text{C}$;

Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{раз}} = \frac{Q}{3,6}, \text{ г/с}$$

Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);

Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{Q * T}{10^{-3}}, \text{ т/г}$$

T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T

$T = 338,4$ час при испытании 1 скважины;

Максимальный выброс:

$M_{\text{УВ}} = 0,05/3,6 \text{ г/с}$; 0,0139 г/с

Годовой выброс от 1 скважин:

$M_{\text{УВ}} = 0,05 * 338,4/1000 \text{ т/г}$; 0,0169 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	338,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171			
углеводород C1-C5, сji	0,9259			доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0013			доли/ед.
Фланцы, шт, nj	8			шт.
ЗРА, шт, nj	4			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{m=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Yny 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.;				
gnyj – 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);				
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 – 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	0,08			мг/с
утечки от ЗРА, gnyj	1,83			мг/с
доля утечки ФС, xnyj	0,02			мг/с
доля утечки ЗРА, xnyj	0,07			мг/с
выбросы вредного вещества, YnyC1-C5	0,2269			мг/с
сернистый ангидрид, сji	0,0130			мг/с
валовые выбросы, YnyC1-C5	0,000227	г/с	0,007155	т/г
сернистый ангидрид, сji	0,0000130	г/с	0,000410	т/г

Расчеты выбросов вредных веществ при бурении 1 наклонно-направленной скважины
Куст 1

Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	10,71
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,01285
	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-н от 18.04.2008г

Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,29844
	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-н от 18.04.2008г

Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначен	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	160
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C_1	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорост	C_2	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние доро	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	0,0624

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

Источник №6004, 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	160
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	0,00036

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

Источник №0001-001, силовой привод БУ ZJ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		812,36 т/г;	
Время работы		2393,52 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359066265
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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	20,3090
Оксид азота	39	1,8384	31,6821
Диоксид азота	30	1,4142	24,3708
Сернистый ангидрид	10	2,25656	8,1236
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	2,7079	9,7483
Акролеин	1,2	0,2708	0,9748
Формальдегид	1,2	0,2708	0,9748
Сажа С	5	1,128279	4,0618
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 №0001-002 Насосный блок				
Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	165,1	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		94,69	т/г;	
Время работы		2393,52	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,166
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot B_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{1000}$, 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;				
$B_{год}$ – 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	2,0831
Диоксид азота	8,4	35	2,240	3,3141
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,9469
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,1420
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,5681
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0379
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000005
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	2,6513
Оксид азота	0,13		0,2912	0,4308
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0001-003 Дизельная электростанция				
Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °С;		
Номинальный расход топлива		59,1 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		141,46 т/г;		
Время работы		2393,52 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
Gог =8.72·10 ⁻⁶ ·b ₃ ·P ₃ ,				0,192
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:				
Qог = Gог/gог,				0,534
где: gог - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
gог = g0ог/(1+Tог/273),				0,359
где: g0ог - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				1,31
Tог - температура отработавших газов, К.				723
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
e _i * P ₃				
Mсек = ----- , г/с				
3600				
где: e _i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P ₃ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P ₃ , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
q _i * Вгод				
Mгод = -----, т/год				
1000				
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	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	3,6779
Диоксид азота	9,6	40	0,992	5,6583
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,300	1,6975
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,2829
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,7073
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0707
Бенз/а/пирен	1,2*10 ⁻⁵	5,5*10 ⁻⁵	0,0000012	0,0000078
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,7936	4,5266	
Оксид азота	0,13	0,1290	0,7356	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0002 Цементиловочный агрегат				
Марка, мощность, Ve	ЯМЗ-238	176,5	кВт;	
	n	1	шт.;	
	h	1	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		15,6	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		4,79	т/г;	
Время работы		307,2	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,024
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном)				88,3853
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,067
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,304	0,1246
Диоксид азота	9,6	40	0,471	0,1917
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,142	0,0575
Сажа С	0,5	2,0	0,025	0,0096
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,059	0,0240
Формальдегид	0,12	0,5	0,006	0,0024
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000006	0,0000003
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,3765	0,1534	
Оксид азота	0,13	0,0612	0,0249	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №6005, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.
источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход:	1048,51	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:

$$M = \frac{C_l \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

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; 6

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}}^{\max} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}^{\max}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0037 \text{ т/год}$$

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; $B_{\text{оз}}$ - 524,3 $B_{\text{вл}}$ - 524,3

C_l - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12 3,92

$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год,

принимается 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: $M = C_i \times M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \times G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i т/г	0,0037	-	-*)	0,000010

*) 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 №6006, сварочный пост

Исходные данные:

Марка электрода; АНО-4

Время работы, ч/год; 160

Расход электрода, кг/год; 100

Максимальный расход, кг/ч; 0,625

Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$B_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

K_m^x - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов; 0

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

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 в том числе			
	аэрозоль	селезо оксид	марган	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}, \text{ т/г}$	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}, \text{ г/с}$	0,00309	0,00273	0,00029	0,00007

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.

Источник №0003-001, силовой привод БУ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		359,22 т/г;	
Время работы		1058,4 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359066265
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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	8,9805
Оксид азота	39	1,8384	14,0096
Диоксид азота	30	1,4142	10,7766
Сернистый ангидрид	10	0,99784	3,5922
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	1,1974	4,3107
Акролеин	1,2	0,1197	0,4311
Формальдегид	1,2	0,1197	0,4311
Сажа С	5	0,498918	1,7961
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 №0004-001, насосная установка БУ

Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		41,87	т/г;	
Время работы		1058,4	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э$,				0,166
$b_э$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;				
$P_э$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.				723
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_э}{3600}$,				
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;				
$P_э$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве $P_э$, 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:				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$,				
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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	0,9211
Диоксид азота	8,4	35	2,240	1,4655
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,4187
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,0628
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,2512
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0167
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	1,1724
Оксид азота	0,13		0,2912	0,1905
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0004-002, ДЭС БУ

Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °C;		
Номинальный расход топлива		10,32 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		21,85 т/г;		
Время работы		1058,4 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,033	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,093	
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359	
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	0,5680
Диоксид азота	9,6	40	0,992	0,8738
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,300	0,2621
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,0437
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,1092
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0109
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000012	0,0000012
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,7936	0,6991
Оксид азота	0,13		0,1290	0,1136
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

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:	422,94	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:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его зачакк 6

годовые выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0019 \text{ т/год}$$

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;

$B_{\text{оз}}$ - 211,5

$B_{\text{вл}}$ - 211,5

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: $M = C_i \times M / 100, \text{ г/с}$

(5.2.4)

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \times G / 100, \text{ т/г}$

(5.2.5)

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i , т/г	0,0019	-	-*)	0,000005

*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана,

Источник №6008, насос для перекачки нефти

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:

$n = 1$;

$h = 1,5 \text{ м}$;

$d = 0,01 \text{ м}$;

$T = 20^\circ\text{C}$;

Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{раз}} = \frac{Q}{3,6}, \text{ г/с}$$

Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);

Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{Q \times T}{10^3}, \text{ т/г}$$

T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T

$T = 1058,4$ час при испытании 1 скважины;

Максимальный выброс:

$M_{\text{УВ}} = 0,05/3,6 \text{ г/с}$;

0,0139 г/с

Годовой выброс от 1 скважин:

$M_{\text{УВ}} = 0,05 \times 1058,4/1000 \text{ т/г}$;

0,0529 т/г

Источник №6009 добывающие скважины

Источник №6008 Скважина			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	1058,4		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,26245		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9259		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0013		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{m=1} g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ny 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 _{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);			
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}	0,000288	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	
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,0000096		
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003843		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,000365	г/с	0,001390 т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0000005	г/с	0,0000020 т/г
Методические указания расчета выбросов от предприятия, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Куст 2**Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	10,71
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,01285
	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

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,29844
	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 пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначен	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	160
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	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	0,0624

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

Источник №6004, 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	160
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	0,00036

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

Источник №0001-001, силовой привод БУ ZJ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		631,04 т/г;	
Время работы		1859,28 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359066265
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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	15,7760
Оксид азота	39	1,8384	24,6105
Диоксид азота	30	1,4142	18,9312
Сернистый ангидрид	10	1,75289	6,3104
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	2,1035	7,5725
Акролеин	1,2	0,2103	0,7572
Формальдегид	1,2	0,2103	0,7572
Сажа С	5	0,876444	3,1552
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 №0001-002 Насосный блок				
Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	165,1	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		73,55	т/г;	
Время работы		1859,28	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,166
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	1,6182
Диоксид азота	8,4	35	2,240	2,5744
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,7355
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,1103
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,4413
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0294
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000004
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	2,0595
Оксид азота	0,13		0,2912	0,3347
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0001-003 Дизельная электростанция				
Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °С;		
Номинальный расход топлива		59,1 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		109,88 т/г;		
Время работы		1859,28 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
Gог =8.72·10 ⁻⁶ ·b ₃ ·P ₃ ,				0,192
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:				
Qог = Gог/gог,				0,534
где: gог - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
gог = g0ог/(1+Tог/273),				0,359
где: g0ог - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				1,31
Tог - температура отработавших газов, К.				723
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
e _i * P ₃				
Mсек = ----- , г/с				
3600				
где: e _i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P ₃ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P ₃ , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
q _i * Vгод				
Mгод = -----, т/год				
1000				
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;				
Vгод – 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	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	2,8570
Диоксид азота	9,6	40	0,992	4,3953
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,300	1,3186
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,2198
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,5494
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0549
Бенз/а/пирен	1,2*10 ⁻⁵	5,5*10 ⁻⁵	0,0000012	0,0000060
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,7936	3,5163	
Оксид азота	0,13	0,1290	0,5714	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0002 Цементиловочный агрегат				
Марка, мощность, Ve	ЯМЗ-238	176,5	кВт;	
	n	1	шт.;	
	h	1	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		15,6	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		4,79	т/г;	
Время работы		307,2	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,024
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном)				88,3853
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,067
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,304	0,1246
Диоксид азота	9,6	40	0,471	0,1917
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,142	0,0575
Сажа С	0,5	2,0	0,025	0,0096
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,059	0,0240
Формальдегид	0,12	0,5	0,006	0,0024
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000006	0,0000003
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3765	0,1534
Оксид азота	0,13		0,0612	0,0249
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №6005, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.
источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход:	814,48 т/г
n	1,0 шт.
h	6,0 м
d	0,296 м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

· максимальные выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, 6

· годовые выбросы:

$$G = (V_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + V_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0030 \text{ т/год}$$

где:

$V_{\text{оз}}, V_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; $V_{\text{оз}} - 2,36$ $V_{\text{вл}} - 3,15$

$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн; $B_{\text{оз}} - 407,2$ $B_{\text{вл}} - 407,2$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, 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 %).

$$\text{Максимально-разовый выброс: } M = C_i \times M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$$

$$\text{Среднегодовые выбросы: } G = C_i \times G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i т/г	0,0030	-	-*)	0,000008

*) 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 №6006, сварочный пост

Исходные данные:

Марка электрода;	АНО-4
Время работы, ч/год;	160
Расход электрода, кг/год;	100
Максимальный расход, кг/ч;	0,625
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:	

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$B_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

K_m^x - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов; 0

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

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 в том числе			
	аэрозоль	селезо оксид	марган	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}, \text{ т/г}$	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}, \text{ г/с}$	0,00309	0,00273	0,00029	0,00007

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.

Источник №0003-001, силовой привод БУ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		318,49 т/г;	
Время работы		938,4 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;			
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.			
Объемный расход отработавших газов (m^3/c) определяется по формуле:			
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359066265
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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 (Ne);			
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».			
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	7,9623
Оксид азота	39	1,8384	12,4212
Диоксид азота	30	1,4142	9,5548
Сернистый ангидрид	10	0,88470	3,1849
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	1,0616	3,8219
Акролеин	1,2	0,1062	0,3822
Формальдегид	1,2	0,1062	0,3822
Сажа С	5	0,442351	1,5925
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 №0004-001, насосная установка БУ

Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		37,12	т/г;	
Время работы		938,4	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_э$,				0,166
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;				
$P_э$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_э$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
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;				
$P_э$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве $P_э$, 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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	0,8167
Диоксид азота	8,4	35	2,240	1,2993
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,3712
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,0557
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,2227
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0148
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	1,0394
Оксид азота	0,13		0,2912	0,1689
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0004-002, ДЭС БУ

Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °С;		
Номинальный расход топлива		10,32 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		4,38 т/г;		
Время работы		938,4 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,033	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			0,093	
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359	
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				
Т _{ог} - температура отработавших газов, К.				
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$q_i \cdot B_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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;				
$B_{год}$ – 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	0,1139
Диоксид азота	9,6	40	0,992	0,1752
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,300	0,0525
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,0088
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,0219
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0022
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000012	0,0000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,7936	0,1401	
Оксид азота	0,13	0,1290	0,0228	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

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:		360,00	т/г	
n		1,0	шт.	
h		6,0	м	
d		0,296	м	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600}$			(6.2.1)	0,0065 г/с
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V _q ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачк				
максимальное значение равно 6				
годовые выбросы:				
$G = (Y_{oz} \times B_{oz} + Y_{vl} \times B_{vl}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{xp} \times K_{np} \times N_p$			(6.2.2)	0,0018 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} - 180,0 B _{вл} - 180,0				
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 1				
3,92				
G _{xp} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
0,27				
K _{np} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
0,0029				
N _p - количество резервуаров, шт.				
1				
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс:	M = C _i * M / 100, г/с		(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы:	G = C _i * G / 100, т/г		(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	предельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G _i , т/г	0,0018	-	-*)	0,000005
*) 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,				

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:				
$M_{\text{сек}} = \frac{Q}{3,6}$				г/с
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);				
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:				
$M_{\text{год}} = \frac{Q \cdot T}{10^3}$				т/г
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T				
T = 938,4	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*938,4/1000 т/г;			0,0469	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	938,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171			
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,9259			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0013			доли/ед.
Фланцы, шт, n _j	8			шт.
ЗРА, шт, n _j	4			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);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – 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		
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,0000128			
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0005124			
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,000486	г/с	0,001643	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0000007	г/с	0,0000023	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				

Куст 3**Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	10,71
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	0,01285
	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

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
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 пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначен	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	160
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C_1	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорост	C_2	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние доро	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	0,0624

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

Источник №6004, 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	160
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	0,00036

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

Источник №0001-001, силовой привод БУ ZJ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		574,26 т/г;	
Время работы		1692 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359066265
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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	14,3566
Оксид азота	39	1,8384	22,3963
Диоксид азота	30	1,4142	17,2279
Сернистый ангидрид	10	1,59518	5,7426
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	1,9142	6,8912
Акролеин	1,2	0,1914	0,6891
Формальдегид	1,2	0,1914	0,6891
Сажа С	5	0,797590	2,8713
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 №0001-002 Насосный блок				
Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	165,1	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		66,94	т/г;	
Время работы		1692	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,166
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	1,4726
Диоксид азота	8,4	35	2,240	2,3427
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,6694
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,1004
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,4016
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0268
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000004
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	1,8742
Оксид азота	0,13		0,2912	0,3046
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0001-003 Дизельная электростанция				
Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °C;		
Номинальный расход топлива		59,1 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		100,00 т/г;		
Время работы		1692 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,192
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (m^3/c) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,				0,534
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$q_i \cdot B_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{1000}$, 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;				
$B_{год}$ – 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	2,5999
Диоксид азота	9,6	40	0,992	3,9999
Углеводороды $C_{12}-C_{19}$	2,9	12	0,300	1,2000
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,2000
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,5000
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0500
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000012	0,0000055
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,7936	3,1999
Оксид азота	0,13		0,1290	0,5200
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0002 Цементиловочный агрегат				
Марка, мощность, Ve	ЯМЗ-238	176,5	кВт;	
	n	1	шт.;	
	h	1	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		15,6	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		4,79	т/г;	
Время работы		307,2	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,024
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном)				88,3853
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,067
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,304	0,1246
Диоксид азота	9,6	40	0,471	0,1917
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,142	0,0575
Сажа С	0,5	2,0	0,025	0,0096
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,059	0,0240
Формальдегид	0,12	0,5	0,006	0,0024
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000006	0,0000003
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,3765	0,1534	
Оксид азота	0,13	0,0612	0,0249	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №6005, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.
источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход:	741,20	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:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

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; 6

годовые выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0028 \text{ т/год}$$

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; $B_{\text{оз}}$ - 370,6 $B_{\text{вл}}$ - 370,6

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12 3,92

$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год,

принимается 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: $M = C_i \times M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \times G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i т/г	0,0028	-	-*)	0,000008

*) 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 №6006, сварочный пост

Исходные данные:

Марка электрода; АНО-4

Время работы, ч/год; 160

Расход электрода, кг/год; 100

Максимальный расход, кг/ч; 0,625

Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_{\text{м}}^{\text{х}}}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$B_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

$K_{\text{м}}^{\text{х}}$ - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов; 0

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_{\text{м}}^{\text{х}} \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

где:

$B_{\text{час}}$ - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;

Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ в том числе			
	аэрозоль	селезо оксид	марган	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}, \text{ т/г}$	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}, \text{ г/с}$	0,00309	0,00273	0,00029	0,00007

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.

Источник №0003-001, силовой привод БУ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		318,49 т/г;	
Время работы		938,4 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359066265
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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	7,9623
Оксид азота	39	1,8384	12,4212
Диоксид азота	30	1,4142	9,5548
Сернистый ангидрид	10	0,88470	3,1849
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	1,0616	3,8219
Акролеин	1,2	0,1062	0,3822
Формальдегид	1,2	0,1062	0,3822
Сажа С	5	0,442351	1,5925
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 №0004-001, насосная установка БУ

Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		37,12	т/г;	
Время работы		938,4	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,166
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	0,8167
Диоксид азота	8,4	35	2,240	1,2993
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,3712
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,0557
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,2227
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0148
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	1,0394
Оксид азота	0,13		0,2912	0,1689
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0004-003, ДЭС БУ

Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °C;		
Номинальный расход топлива		10,32 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		4,38 т/г;		
Время работы		938,4 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,033	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			0,093	
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359	
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				
T _{ог} - температура отработавших газов, К.				
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	0,1139
Диоксид азота	9,6	40	0,992	0,1752
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,300	0,0525
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,0088
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,0219
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0022
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000012	0,0000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,7936	0,1401	
Оксид азота	0,13	0,1290	0,0228	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №6009 добывающие скважины

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	938,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171			
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,9259			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0013			доли/ед.
Фланцы, шт, n _j	8			шт.
ЗРА, шт, n _j	4			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}$ 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);				
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}	0,000288	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		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC1-C5}	0,0000128			
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0005124			
валовые выбросы, Y _{nyC1-C5}	0,000486	г/с	0,001643	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0000007	г/с	0,0000023	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				

Куст 4**Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	10,71
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,01285
	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

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	160
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	км	124,35
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,29844
	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 пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначен	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	160
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	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	0,0624

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

Источник №6004, 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	160
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	0,00036

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

Источник №0001-001, силовой привод БУ ZJ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		530,60 т/г;	
Время работы		1563,36 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359066265
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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	13,2651
Оксид азота	39	1,8384	20,6936
Диоксид азота	30	1,4142	15,9181
Сернистый ангидрид	10	1,47390	5,3060
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	1,7687	6,3673
Акролеин	1,2	0,1769	0,6367
Формальдегид	1,2	0,1769	0,6367
Сажа С	5	0,736951	2,6530
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 №0001-002 Насосный блок				
Марка, мощность,	F-1300	960	кВт;	
	n	2	шт.;	
	h	2	м;	
	d	0,08	м;	
	T	165,1	°C;	
Номинальный расход топлива		19,78	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		61,85	т/г;	
Время работы		1563,36	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,166
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,461
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot B_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{1000}$, 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;				
$B_{год}$ – 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	1,3606
Диоксид азота	8,4	35	2,240	2,1646
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,6185
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,0928
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,3711
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0247
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000003
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	1,7317
Оксид азота	0,13		0,2912	0,2814
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0001-003 Дизельная электростанция				
Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °C;		
Номинальный расход топлива		59,1 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		92,39 т/г;		
Время работы		1563,36 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,192
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (m^3/c) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,				0,534
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, $кг/м^3$;				
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.				723
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	2,4023
Диоксид азота	9,6	40	0,992	3,6958
Углеводороды $C_{12}-C_{19}$	2,9	12	0,300	1,1087
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,1848
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,4620
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0462
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000012	0,0000051
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,7936	2,9566	
Оксид азота	0,13	0,1290	0,4805	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0002 Цементиловочный агрегат				
Марка, мощность, Ve	ЯМЗ-238	176,5	кВт;	
	n	1	шт.;	
	h	1	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		15,6	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		4,79	т/г;	
Время работы		307,2	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				0,024
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном)				88,3853
P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,067
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,304	0,1246
Диоксид азота	9,6	40	0,471	0,1917
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,142	0,0575
Сажа С	0,5	2,0	0,025	0,0096
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,059	0,0240
Формальдегид	0,12	0,5	0,006	0,0024
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000006	0,0000003
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3765	0,1534
Оксид азота	0,13		0,0612	0,0249
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №6005, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.
источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход:	684,85	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:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки. 6

· годовые выбросы:

$$G = (V_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + V_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0027 \text{ т/год}$$

где:

$V_{\text{оз}}, V_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний

периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;

$V_{\text{оз}}$ - 2,36

$V_{\text{вл}}$ - 3,15

$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний

период, тонн;

$B_{\text{оз}}$ - 342,4

$B_{\text{вл}}$ - 342,4

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12 3,92

$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год,

принимается 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: $M = C_i \times M / 100, \text{ г/с}$

(5.2.4)

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \times G / 100, \text{ т/г}$

(5.2.5)

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i , т/г	0,0027	-	-*)	0,000007

*) 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 №6006, сварочный пост

Исходные данные:

Марка электрода: АНО-4

Время работы, ч/год: 160

Расход электрода, кг/год: 100

Максимальный расход, кг/ч: 0,625

Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки,

наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{V_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$V_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

K_m^x - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг; (табл. 1);

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов; 0

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times V_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

где:

$V_{\text{час}}$ - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;

Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ			
	сварочный аэрозоль	селезо оксид	марган	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	0,00309	0,00273	0,00029	0,00007

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.

Источник №0003-001, силовой привод БУ-50

Марка, мощность, Ve	C-18	810 кВт;	A-категория
	n	2 шт.;	
	h	1 м;	
	d	0,08 м;	
Номинальный расход топлива		169,7 кг/ч;	
Расход дизельного топлива		318,49 т/г;	
Время работы		938,4 ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:			
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} b_3 P_3$,			
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:			
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			0,000000000
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:			
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359066265
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:			
$e_i \cdot \text{Всек}$			
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, 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 (Ne);			
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».			
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$e_i \cdot V_{год}$			
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	1,1785	7,9623
Оксид азота	39	1,8384	12,4212
Диоксид азота	30	1,4142	9,5548
Сернистый ангидрид	10	0,88470	3,1849
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	12	1,0616	3,8219
Акролеин	1,2	0,1062	0,3822
Формальдегид	1,2	0,1062	0,3822
Сажа С	5	0,442351	1,5925
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 №0004-001, насосная установка БУ

Марка, мощность,	F-1300	960 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,08 м;		
	T	100 °С;		
Номинальный расход топлива		19,78 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		37,12 т/г;		
Время работы		938,4 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,166	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			0,461	
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359	
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;			1,31	
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.			723	
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot B_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{1000}$, 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;				
$B_{год}$ – 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,413	0,8167
Диоксид азота	8,4	35	2,240	1,2993
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,640	0,3712
Сажа С	0,35	1,5	0,093	0,0557
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,373	0,2227
Формальдегид	0,1	0,4	0,027	0,0148
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000032	0,000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,7920	1,0394
Оксид азота	0,13		0,2912	0,1689
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0004-003, ДЭС БУ

Марка, мощность,	Mtu 12V183TE32	372 кВт;		
	n	2 шт.;		
	h	2 м;		
	d	0,1 м;		
	T	100 °C;		
Номинальный расход топлива		10,32 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		4,38 т/г;		
Время работы		938,4 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,033	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			0,093	
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359	
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				
T _{ог} - температура отработавших газов, К.				
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,641	0,1139
Диоксид азота	9,6	40	0,992	0,1752
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,300	0,0525
Сажа С	0,5	2,0	0,052	0,0088
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,124	0,0219
Формальдегид	0,12	0,5	0,012	0,0022
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000012	0,0000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,7936	0,1401	
Оксид азота	0,13	0,1290	0,0228	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

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:		360,00	т/г	
n		1,0	шт.	
h		6,0	м	
d		0,296	м	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600}$			(6.2.1)	0,0065 г/с
K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V_q^{\max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки				
максимальные выбросы:				
$G = (Y_{oz} \times B_{oz} + Y_{vl} \times B_{vl}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{xp} \times K_{np} \times N_p$			(6.2.2)	0,0018 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} - 180,0				
B_{vl} - 180,0				
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 1				
C_1 - 3,92				
G_{xp} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
G_{xp} - 0,27				
K_{np} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
K_{np} - 0,0029				
N_p - количество резервуаров, шт.				
N_p - 1				
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс: $M = C_i * M / 100$, г/с				
(5.2.4)				
Среднегодовые выбросы: $G = C_i * G / 100$, т/г				
(5.2.5)				
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	предельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G _i , т/г	0,0018	-	-*)	0,000005
*) 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,				

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:				
$M_{\text{сек}} = \frac{Q}{3,6}$, г/с				
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);				
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:				
$M_{\text{год}} = \frac{Q * T}{10^3}$, т/г				
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T				
T = 938,4	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*938,4/1000 т/г;		0,0469	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	938,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171			
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,9259			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0013			доли/ед.
Фланцы, шт, n _j	8			шт.
ЗРА, шт, n _j	4			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);				
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		
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,0000128			
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0005124			
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,000486	г/с	0,001643	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0000007	г/с	0,0000023	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				

При строительстве горизонтальной скважины ГС-1

Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	112
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	15,29
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	0,01835
	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

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	112
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 МООС РК №100-п от 18.04.2008г

Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначен	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	112
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	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	0,0437

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

Источник №6004, 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	112
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	0,00025

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

Источник №0001-001 Насосный блок БУ ZJ-70				
Марка, мощность,	F-1600	800	кВт;	
	n	2,0	шт.;	
	h	1,0	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		165,1	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		627,64	т/г;	
Время работы		1900,8	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				1,152
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				3,208
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,178	13,8082
Диоксид азота	8,4	35	1,867	21,9675
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,533	6,2764
Сажа С	0,35	1,5	0,078	0,9415
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,311	3,7659
Формальдегид	0,1	0,4	0,022	0,2511
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000027	0,000035
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,4933	17,5740
Оксид азота	0,13		0,2427	2,8558
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0001-003 Дизельная электростанция БУ ZJ-70				
Марка, мощность,	Caterpillar 3512B	1280	кВт;	
	n	2,0	шт.;	
	h	1,0	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		212,4	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		403,73	т/г;	
Время работы		1900,8	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				2,371
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				6,602
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	2,204	10,4970
Диоксид азота	9,6	40	3,413	16,1492
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	1,031	4,8448
Сажа С	0,5	2,0	0,178	0,8075
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,427	2,0186
Формальдегид	0,12	0,5	0,043	0,2019
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000043	0,0000222
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	2,7307	12,9194	
Оксид азота	0,13	0,4437	2,0994	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0002 Цементировочный агрегат									
Марка, мощность, Ve	ЯМЗ-238	176,5	кВт;						
	n	1	шт.;						
	h	1	м;						
	d	0,08	м;						
	T	100	°C;						
Номинальный расход топлива		15,6	кг/ч;						
Расход дизельного топлива		4,80	т/г;						
Время работы		307,44	ч/г;						
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:									
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э$,				0,024					
$b_э$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или				88,3853					
$P_э$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.									
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:									
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				0,067					
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:									
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359					
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, 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:									
$e_i \cdot P_э$									
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_э}{3600}$, г/с									
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;									
$P_э$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве $P_э$, 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:									
$q_i \cdot V_{год}$									
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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 групп дизельных установок		Выбросы вещества						
	e_i	q_i	г/с	т/г					
Оксида углерода	6,2	26	0,304	0,1247					
Диоксид азота	9,6	40	0,471	0,1918					
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,142	0,0576					
Сажа С	0,5	2,0	0,025	0,0096					
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,059	0,0240					
Формальдегид	0,12	0,5	0,006	0,0024					
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000006	0,0000003					
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.									
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества							
		г/с	т/г						
Диоксид азота	0,80	0,3765	0,1535						
Оксид азота	0,13	0,0612	0,0249						
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.									
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.									

Источник №6005, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.
источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход:		1036,17	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:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, 6

годовые выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0036 \text{ т/год}$$

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; $B_{\text{оз}} - 518,1$ $B_{\text{вл}} - 518,1$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, 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: $M = C_i \times M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \times G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

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	0,0036	-	-*)	0,000010

*) 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 №6006, сварочный пост

Исходные данные:	
Марка электрода;	АНО-4
Время работы, ч/год;	112
Расход электрода, кг/год;	100
Максимальный расход, кг/ч;	0,893
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:	

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$B_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

K_m^x - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (пригодных) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов; 0

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

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 в том числе			
	аэрозоль	селезо оксид	марганец	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}, \text{ т/г}$	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}, \text{ г/с}$	0,00441	0,00390	0,00041	0,00010

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.

Источник №0003-001, насосная установка БУ

Марка, мощность,	F-1600	800 кВт;		
	n	2,0 шт.;		
	h	1,0 м;		
	d	0,08 м;		
	T	100 °C;		
Номинальный расход топлива		165,1 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		380,39 т/г;		
Время работы		1152 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			1,152	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			3,208	
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359	
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.				
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,178	8,3686
Диоксид азота	8,4	35	1,867	13,3137
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,533	3,8039
Сажа С	0,35	1,5	0,078	0,5706
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,311	2,2823
Формальдегид	0,1	0,4	0,022	0,1522
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000027	0,000021
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	1,4933	10,6509	
Оксид азота	0,13	0,2427	1,7308	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0004-003, ДЭС БУ

Марка, мощность,	ЯМЗ-238	1280	кВт;	
	n	1	шт.;	
	h	1	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		212,4	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		244,68	т/г;	
Время работы		1152	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,				2,371
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:				
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,				6,602
где: $g_{ог}$ – удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,				0,359
где: $g_{0ог}$ – удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				
$T_{ог}$ – температура отработавших газов, К.				
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
$q_i \cdot B_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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;				
$B_{год}$ – 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	2,204	6,3618
Диоксид азота	9,6	40	3,413	9,7874
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	1,031	2,9362
Сажа С	0,5	2,0	0,178	0,4894
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,427	1,2234
Формальдегид	0,12	0,5	0,043	0,1223
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000043	0,0000135
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	2,7307	7,8299	
Оксид азота	0,13	0,4437	1,2724	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

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:		625,08	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;				
$V_{\text{ч}}^{\max}$ - 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)	0,0025 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;				
		$B_{\text{оз}}$ - 312,5		$B_{\text{вл}}$ - 312,5
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 13,92				
$G_{\text{хр}}$ - 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: $M = C_i * M / 100$, г/с				
			(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: $G = C_i * G / 100$, т/г				
			(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i , т/г	0,0025	-	-*)	0,000007
*) 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,				

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:				
$M_{\text{макс}} = \frac{Q}{3,6}$, г/с				
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);				
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:				
$M_{\text{годов}} = \frac{Q * T}{10^3}$, т/г				
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T				
T = 1152	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*348/1000 т/г;			0,0576	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	1152			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171			
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,9259			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0013			доли/ед.
Фланцы, шт, n _j	8			шт.
ЗРА, шт, n _j	4			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
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);				
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}	0,08			мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	1,83			мг/с
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02			мг/с
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07			мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,2269			мг/с
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0130			мг/с
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,00023	г/с	0,00716	мг/с
сернистый ангидрид, с_{ji}	0,00001	г/с	0,00041	мг/с

При строительстве горизонтальной скважины ГС-13

Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	112
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1713
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	15,29
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	0,01835
	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

№ п.п.	Наименование	Обозначен	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	112
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 МООС РК №100-п от 18.04.2008г

Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначен	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	112
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C_1	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорост	C_2	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние доро	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	0,0437

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

Источник №6004, 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	112
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	0,00025

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

Источник №0001-001 Насосный блок				
Марка, мощность,	F-1600	800	кВт;	
	n	2,0	шт.;	
	h	1,0	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°C;	
Номинальный расход топлива		165,1	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		621,54	т/г;	
Время работы		1882,32	ч/г;	
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
Gог =8.72·10 ⁻⁶ ·bэ·Pэ,				1,152
bэ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;				
Pэ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
Qог = Gог/gог,				3,208
где: gог - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
gог = g0ог/(1+Tог/273),				0,359
где: g0ог - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],				
[6] можно принимать, кг/м ³ ;				1,31
Tог - температура отработавших газов, К.				723
Максимальный выброс i-ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
ei * Pэ				
Mсек = -----, г/с				
3600				
где: ei – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;				
Pэ– эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве Pэ, принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (Ne);				
1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».				
Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:				
qi * Bгод				
Mгод = -----, т/год				
1000				
где: qi – 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;				
Bгод – 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	
	ei	qi	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,178	13,6739
Диоксид азота	8,4	35	1,867	21,7540
Углеводороды C12-C19	2,4	10	0,533	6,2154
Сажа С	0,35	1,5	0,078	0,9323
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,311	3,7293
Формальдегид	0,1	0,4	0,022	0,2486
Бенз/а/пирен	1,1*10 ⁻⁵	4,5*10 ⁻⁵	0,0000027	0,000034
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		1,4933	17,4032
Оксид азота	0,13		0,2427	2,8280
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0001-002 Дизельная электростанция				
Марка, мощность,	Caterpillar 3512B	1280 кВт;		
	n	2,0 шт.;		
	h	1,0 м;		
	d	0,08 м;		
	T	100 °C;		
Номинальный расход топлива		212,4 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		399,80 т/г;		
Время работы		1882,32 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э}$,				2,371
$b_{э}$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;				
$P_{э}$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.				
Объемный расход отработавших газов (м ³ /с) определяется по формуле:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,				6,602
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,				0,359
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:				
$e_i \cdot P_{э}$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
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;				
$P_{э}$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве $P_{э}$, 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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	2,204	10,3949
Диоксид азота	9,6	40	3,413	15,9922
Углеводороды C12-C19	2,9	12	1,031	4,7977
Сажа С	0,5	2,0	0,178	0,7996
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,427	1,9990
Формальдегид	0,12	0,5	0,043	0,1999
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000043	0,0000220
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		2,7307	12,7938
Оксид азота	0,13		0,4437	2,0790
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0002 Цементировочный агрегат									
Марка, мощность, Ve	ЯМЗ-238	176,5 кВт;							
	n	1 шт.;							
	h	1 м;							
	d	0,08 м;							
	T	100 °С;							
Номинальный расход топлива		15,6 кг/ч;							
Расход дизельного топлива		4,80 т/г;							
Время работы		307,44 ч/г;							
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:									
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э$,				0,024					
$b_э$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или				88,3853					
$P_э$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.									
Объемный расход отработавших газов (m^3/c) определяется по формуле:									
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,				0,067					
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:									
$g_{ог} = g_{ог0}/(1+T_{ог}/273)$,				0,359					
где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],									
[6] можно принимать, $кг/м^3$;				1,31					
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.				723					
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:									
$e_i \cdot P_э$									
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_э}{3600}$, г/с									
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;									
$P_э$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве $P_э$, 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:									
$q_i \cdot V_{год}$									
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$, 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		Выбросы вещества						
	ных групп дизельных установок								
	e_i	q_i	г/с	т/г					
Оксида углерода	6,2	26	0,304	0,1247					
Диоксид азота	9,6	40	0,471	0,1918					
Углеводороды $C_{12}-C_{19}$	2,9	12	0,142	0,0576					
Сажа С	0,5	2,0	0,025	0,0096					
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,059	0,0240					
Формальдегид	0,12	0,5	0,006	0,0024					
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000006	0,0000003					
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.									
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества							
			г/с	т/г					
Диоксид азота	0,80		0,3765	0,1535					
Оксид азота	0,13		0,0612	0,0249					
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.									
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.									

Источник №6005, емкость для топлива

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.
источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход:	1026,14	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:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки. 6

· годовые выбросы:

$$G = (V_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + U_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{ХР}} \times K_{\text{НП}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0036 \text{ т/год}$$

где:

$V_{\text{оз}}$, $U_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний

периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; $U_{\text{оз}} = 2,36$ $U_{\text{вл}} = 3,15$

$B_{\text{оз}}$, $B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний

период, тонн; $B_{\text{оз}} = 513,1$ $B_{\text{вл}} = 513,1$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12 3,92

$G_{\text{ХР}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год,

принимается 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: $M = C_i \times M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \times G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

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	0,0036	-	-*)	0,000010

*) 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 №6006, сварочный пост

Исходные данные:	
Марка электрода;	АНО-4
Время работы, ч/год;	112
Расход электрода, кг/год;	100
Максимальный расход, кг/ч;	0,893
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:	

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$B_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

K_m^x - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агр/в; 0

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

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 в том числе			
	сварочный	аэрозоль	железо оксид	марганец оксид
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	0,00441	0,00390	0,00041	0,00010

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.

Источник №0003-001, насосная установка БУ

Марка, мощность,	F-1600	800 кВт;		
	n	2,0 шт.;		
	h	1,0 м;		
	d	0,08 м;		
	T	100 °С;		
Номинальный расход топлива		165,1 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		309,86 т/г;		
Время работы		938,4 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			1,152	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,			3,208	
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,			0,359	
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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	5,3	22	1,178	6,8169
Диоксид азота	8,4	35	1,867	10,8451
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,4	10	0,533	3,0986
Сажа С	0,35	1,5	0,078	0,4648
Сернистый ангидрид	1,4	6,0	0,311	1,8592
Формальдегид	0,1	0,4	0,022	0,1239
Бенз/а/пирен	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	0,0000027	0,000017
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	1,4933	8,6761	
Оксид азота	0,13	0,2427	1,4099	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0004-003, ДЭС БУ

Марка, мощность,	ЯМЗ-238	240 кВт;		
n		2 шт.;		
h		1 м;		
d		0,08 м;		
T		100 °С;		
Номинальный расход топлива		212,4 кг/ч;		
Расход дизельного топлива		398,63 т/г;		
Время работы		938,4 ч/г;		
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:				
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,			0,445	
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:				
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$,			1,238	
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м ³) рассчитываемый по формуле:				
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$,			0,359	
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:				
$e_i \cdot P_3$				
$M_{сек} = \frac{\quad}{3600}$, г/с				
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:				
$q_i \cdot V_{год}$				
$M_{год} = \frac{\quad}{1000}$, 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	
			г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,413	10,3644
Диоксид азота	9,6	40	0,640	15,9453
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,193	4,7836
Сажа С	0,5	2,0	0,033	0,7973
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,080	1,9932
Формальдегид	0,12	0,5	0,008	0,1993
Бенз/а/пирен	1,2* 10 ⁻⁵	5,5* 10 ⁻⁵	0,0000008	0,0000219
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/г	
Диоксид азота	0,80	0,5120	12,7562	
Оксид азота	0,13	0,0832	2,0729	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

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:	708,49	т/г
n	1,0	шт.
h	6,0	м
d	0,296	м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

· максимальные выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

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:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times V_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times V_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0027 \text{ т/год}$$

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

$V_{\text{оз}}, V_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;

$V_{\text{оз}}$ - 354,2

$V_{\text{вл}}$ - 354,2

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 13,92

$G_{\text{хр}}$ - 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: $M = C_i \times M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \times G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	предельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i т/г	0,0027	-	-*)	0,000008

*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана,

Источник №6008, насос для перекачки нефти

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:

$n = 1$;

$h = 1,5 \text{ м}$;

$d = 0,01 \text{ м}$;

$T = 20^\circ\text{C}$;

Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{макс}} = \frac{Q}{3,6}, \text{ г/с}$$

Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);

Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{Q \times T}{10^{-3}}, \text{ т/г}$$

T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T

$T = 938,4$ 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*348/1000 т/г; 0,0469 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	938,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171			
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,9259			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0013			доли/ед.
Фланцы, шт, n _j	8			шт.
ЗРА, шт, n _j	4			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
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);				
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}	0,08			мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	1,83			мг/с
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02			мг/с
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07			мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,2269			мг/с
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0130			мг/с
валовые выбросы, Y_{нуC1-C5}	0,000227	г/с	0,007155	т/г
сернистый ангидрид, с_{ji}	0,00001300	г/с	0,00041000	т/г
РД 39-142-00 "Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.				

Расчеты выбросов вредных веществ при эксплуатации на 2024г
(II вариант разработки)

Источник №0004-0005 Котельная на 2024г									
Общий расход			29091	м ³					
	n		2	шт. (1 шт. в резерве)					
	h		6	м					
	d		0,5	м					
	T		85	С					
	г		0,69	кг/м ³					
	коэфф.		0,06359						
Время работы			4368	ч/г					
Расход газа на печи: В			6,66	м ³ /ч					
Годовой расход газа: В			20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г	
Секундный расход топлива: В			4,5954	кг/час			1,2765	г/с	
		$C_{co} = q_3 \cdot R \cdot Q_p^H$					9,8025	кг/г	
Q_p^H		39,21	МДж/кг						
q_3		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
		$P_{co} = 0,001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100)$				0,0125	г/с	0,1968	т/г
K _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для котла принимается равным									
			0,07						
		$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_p^H \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$				0,0035	г/с	0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
MNO ₂ = 0,8 MNO _x ,			диокс.азота-	MNO ₂ * PNO _x =		0,0028	г/с	0,0441	т/г
	μ_{NO}								
MNO = (1-0,8)MNO _x ----- = 0,13MNO _x ,			оксид азота-	MNO * PNO _x =		0,0005	г/с	0,0072	т/г
	μ_{NO2}								
где μ_{NO} и μ_{NO2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
		$V_r = V \cdot (a - 1) \cdot V$, где						14,536	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа								11,35	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах								1,3	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:								10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
	V =	$\frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$						0,024332465	м ³ /с
где В - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
	W = V/F, где F = (π*d ²)/4 - сечение дымовой трубы							0,123987084	м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0004-0005 Котельная на 2025г									
Общий расход			29091	м ³					
	n		2	шт. (1 шт. в резерве)					
	h		6	м					
	d		0,5	м					
	T		85	С					
	г		0,69	кг/м ³					
	коэфф.		0,06359						
Время работы			4368	ч/г					
Расход газа на печи: В			6,66	м ³ /ч					
Годовой расход газа: В			20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г	
Секундный расход топлива: В			4,5954	кг/час			1,2765	г/с	
		$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_{H_p}$					9,8025	кг/г	
Q_{H_p}		39,21	МДж/кг						
q_3		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
$P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100)$						0,0125	г/с	0,1968	т/г
K_{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла (кг/ГДж), для котла принимается равным									
$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_{H_p} \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$						0,0035	г/с	0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$,			диоксид азота-	$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$		0,0028	г/с	0,0441	т/г
		μ_{NO}							
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$,			оксид азота-	$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$		0,0005	г/с	0,0072	т/г
		μ_{NO_2}							
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.									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
$V_r = V \cdot (a - 1) \cdot V$, где								14,536	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при $a=1$, для природного газа								11,35	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:								1,3	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:								10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
$V =$		$\frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$						0,024332465	м ³ /с
где B - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
$W = V/F$, где $F = (\pi \cdot d^2)/4$ - сечение дымовой трубы								0,123987084	м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0004-0005 Котельная на 2026г									
Общий расход				29091	м ³				
	n			2	шт. (1 шт. в резерве)				
	h			6	м				
	d			0,5	м				
	T			85	С				
	г			0,69	кг/м ³				
	коэфф.			0,06359					
Время работы				4368	ч/г				
Расход газа на печи: В				6,66	м ³ /ч				
Годовой расход газа: В				20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г
Секундный расход топлива: В				4,5954	кг/час			1,2765	г/с
			C _{CO} = q ₃ *R*Q ^H _P					9,8025	кг/г
Q ^H _P		39,21	МДж/кг						
q ₃		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
P _{CO} = 0,001* C _{CO} * В * (1-q ₄ /100)					0,0125	г/с		0,1968	т/г
K _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1Г Дж тепла (кг/Г Дж), для котла принимается равным				0,07					
P _{NOx} = 0,001*В*Q ^H _P *K _{NO} *(1-b)					0,0035	г/с		0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
M _{NO2} = 0,8 M _{NOx} ,			диок.азота-	M _{NO2} * P _{NOx} =	0,0028	г/с		0,0441	т/г
	μ _{NO}								
M _{NO} = (1-0,8)M _{NOx} ----- = 0,13M _{NOx} ,			оксид азота-	M _{NO} * P _{NOx} =	0,0005	г/с		0,0072	т/г
	μ _{NO2}								
где μ _{NO} и μ _{NO2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
V _г = V+(a-1)* V, где								14,536	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа								11,35	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах								1,3	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:								10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V =		B*V*(273+t).						0,024332465	м ³ /с
		273*3600							
где В - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
W = V/F, где F = (π*d ²)/4 - сечение дымовой трубы								0,123987084	м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0004-0005 Котельная на 2027г									
Общий расход				29091	м ³				
	n			2	шт. (1 шт. в резерве)				
	h			6	м				
	d			0,5	м				
	T			85	С				
	г			0,69	кг/м ³				
	коэфф.			0,06359					
Время работы				4368	ч/г				
Расход газа на печи: В				6,66	м ³ /ч				
Годовой расход газа: В				20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г
Секундный расход топлива: В				4,5954	кг/час			1,2765	г/с
			C _{CO} = q ₃ *R*Q ^H _P					9,8025	кг/г
Q ^H _P		39,21	МДж/кг						
q ₃		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
P _{CO} = 0,001* C _{CO} * В * (1-q ₄ /100)					0,0125	г/с		0,1968	т/г
K _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1Г Дж тепла (кг/Г Дж), для котла принимается равным									
			0,07						
P _{NOx} = 0,001*В*Q ^H _P *K _{NO} *(1-b)					0,0035	г/с		0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
M _{NO2} = 0,8 M _{NOx} ,			диокс.азота-	M _{NO2} * P _{NOx} =	0,0028	г/с		0,0441	т/г
	μ _{NO}								
M _{NO} = (1-0,8)M _{NOx} ----- = 0,13M _{NOx} ,			оксид азота-	M _{NO} * P _{NOx} =	0,0005	г/с		0,0072	т/г
	μ _{NO2}								
где μ _{NO} и μ _{NO2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
V _г = V+(a-1)* V, где								14,536	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа								11,35	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах								1,3	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:								10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V =		B*V*(273+t).						0,024332465	м ³ /с
		273*3600							
где В - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
W = V/F, где F = (π*d ²)/4 - сечение дымовой трубы								0,123987084	м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0004-0005 Котельная на 2028г									
Общий расход				29091	м ³				
	n			2	шт. (1 шт. в резерве)				
	h			6	м				
	d			0,5	м				
	T			85	С				
	г			0,69	кг/м ³				
	коэфф.			0,06359					
Время работы				4368	ч/г				
Расход газа на печи: В				6,66	м ³ /ч				
Годовой расход газа: В				20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г
Секундный расход топлива: В				4,5954	кг/час			1,2765	г/с
			C _{CO} = q ₃ *R*Q ^H _P					9,8025	кг/г
Q ^H _P		39,21	МДж/кг						
q ₃		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
P _{CO} = 0,001* C _{CO} * В * (1-q ₄ /100)					0,0125	г/с		0,1968	т/г
K _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1Г Дж тепла (кг/Г Дж), для котла принимается равным				0,07					
P _{NOx} = 0,001*В*Q ^H _P *K _{NO} *(1-b)					0,0035	г/с		0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
M _{NO2} = 0,8 M _{NOx} ,			диокс.азота-	M _{NO2} * P _{NOx} =	0,0028	г/с		0,0441	т/г
	μ _{NO}								
M _{NO} = (1-0,8)M _{NOx} ----- = 0,13M _{NOx} ,			оксид азота-	M _{NO} * P _{NOx} =	0,0005	г/с		0,0072	т/г
	μ _{NO2}								
где μ _{NO} и μ _{NO2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
V _г = V+(a-1)* V, где								14,536	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа								11,35	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах								1,3	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:								10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V =		B*V*(273+t).						0,024332465	м ³ /с
		273*3600							
где В - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
W = V/F, где F = (π*d ²)/4 - сечение дымовой трубы								0,123987084	м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

Источник №0004-0005 Котельная на 2029г									
Общий расход			29091	м ³					
	n		2	шт. (1 шт. в резерве)					
	h		6	м					
	d		0,5	м					
	T		85	С					
	г		0,69	кг/м ³					
	коэфф.		0,06359						
Время работы			4368	ч/г					
Расход газа на печи: В			6,66	м ³ /ч					
Годовой расход газа: В			20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г	
Секундный расход топлива: В			4,5954	кг/час			1,2765	г/с	
		$C_{co} = q_3 \cdot R \cdot Q_p^H$					9,8025	кг/г	
Q_p^H		39,21	МДж/кг						
q_3		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
		$P_{co} = 0,001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - q_4/100)$				0,0125	г/с	0,1968	т/г
K _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для котла принимается равным									
			0,07						
		$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_p^H \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$				0,0035	г/с	0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
$M_{NO2} = 0,8 M_{NOx}$,			диок.азота-	$M_{NO2} \cdot P_{NOx} =$		0,0028	г/с	0,0441	т/г
	μ_{NO}								
$M_{NO} = (1-0,8)M_{NOx} = 0,13M_{NOx}$,			оксид азота-	$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$		0,0005	г/с	0,0072	т/г
	μ_{NO2}								
где μ_{NO} и μ_{NO2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
	$V_T = V \cdot (a-1) \cdot V$, где							14,536	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа								11,35	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах								1,3	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:								10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
	$V = \frac{B \cdot V \cdot (273+t)}{273 \cdot 3600}$							0,024332465	м ³ /с
где B - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
	$W = V/F$, где $F = (\pi \cdot d^2)/4$ - сечение дымовой трубы							0,123987084	м/с
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0004-0005 Котельная на 2030г									
Общий расход			29091	м ³					
	n		2	шт. (1 шт. в резерве)					
	h		6	м					
	d		0,5	м					
	T		85	С					
	г		0,69	кг/м ³					
	коэфф.		0,06359						
Время работы			4368	ч/г					
Расход газа на печи: В			6,66	м ³ /ч					
Годовой расход газа: В			20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г	
Секундный расход топлива: В			4,5954	кг/час			1,2765	г/с	
	$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_p^H$						9,8025	кг/г	
Q_p^H		39,21	МДж/кг						
q_3		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
$P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100)$						0,0125	г/с	0,1968	т/г
К _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла (кг/ГДж), для котла принимается равным									
$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_p^H \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$						0,0035	г/с	0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$,			диоксида азота-	$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$	0,0028	г/с	0,0441	т/г	
	μ_{NO}								
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$,			оксид азота-	$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$	0,0005	г/с	0,0072	т/г	
	μ_{NO_2}								
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									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
$V_r = V \cdot (a - 1) \cdot V$, где							14,536	м ³ /кг	
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа							11,35	м ³ /кг	
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							1,3		
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:							10,62	м ³ /кг	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
$V = \frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$							0,024332465	м ³ /с	
где B - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
$W = V/F$, где F = $(\pi \cdot d^2)/4$ - сечение дымовой трубы							0,123987084	м/с	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0004-0005 Котельная на 2031г									
Общий расход			29091	м ³					
	n		2	шт. (1 шт. в резерве)					
	h		6	м					
	d		0,5	м					
	T		85	С					
	г		0,69	кг/м ³					
	коэфф.		0,06359						
Время работы			4368	ч/г					
Расход газа на печи: В			6,66	м ³ /ч					
Годовой расход газа: В			20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г	
Секундный расход топлива: В			4,5954	кг/час			1,2765	г/с	
	$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_p^H$						9,8025	кг/г	
Q_p^H		39,21	МДж/кг						
q_3		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
$P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100)$					0,0125	г/с	0,1968	т/г	
К _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла (кг/ГДж), для котла принимается равным									
$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_p^H \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$					0,0035	г/с	0,0551	т/г	
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$,			диоксида азота-	$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$	0,0028	г/с	0,0441	т/г	
	μ_{NO}								
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$,			оксид азота-	$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$	0,0005	г/с	0,0072	т/г	
	μ_{NO_2}								
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									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
$V_r = V \cdot (a - 1) \cdot V$, где							14,536	м ³ /кг	
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа							11,35	м ³ /кг	
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							1,3		
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:							10,62	м ³ /кг	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
$V = \frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$							0,024332465	м ³ /с	
где B - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
$W = V/F$, где F = $(\pi \cdot d^2)/4$ - сечение дымовой трубы							0,123987084	м/с	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0004-0005 Котельная на 2032г									
Общий расход			29091	м ³					
	n		2	шт. (1 шт. в резерве)					
	h		6	м					
	d		0,5	м					
	T		85	С					
	г		0,69	кг/м ³					
	коэфф.		0,06359						
Время работы			4368	ч/г					
Расход газа на печи: В			6,66	м ³ /ч					
Годовой расход газа: В			20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г	
Секундный расход топлива: В			4,5954	кг/час			1,2765	г/с	
		$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_p^H$					9,8025	кг/г	
Q_p^H		39,21	МДж/кг						
q_3		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
		$P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100)$				0,0125	г/с	0,1968	т/г
K _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла (кг/ГДж), для котла принимается равным									
			0,07						
		$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_p^H \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$				0,0035	г/с	0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$,			диоксида азота-	$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$		0,0028	г/с	0,0441	т/г
	μ_{NO}								
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$,			оксид азота-	$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$		0,0005	г/с	0,0072	т/г
	μ_{NO_2}								
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									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
	$V_r = V \cdot (a - 1) \cdot V$, где						14,536	м ³ /кг	
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа							11,35	м ³ /кг	
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:							1,3		
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:							10,62	м ³ /кг	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
	$V = \frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$						0,024332465	м ³ /с	
где B - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
	$W = V/F$, где F = $(\pi \cdot d^2)/4$ - сечение дымовой трубы						0,123987084	м/с	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0004-0005 Котельная на 2034г									
Общий расход			29091	м ³					
	n		2	шт. (1 шт. в резерве)					
	h		6	м					
	d		0,5	м					
	T		85	С					
	г		0,69	кг/м ³					
	коэфф.		0,06359						
Время работы			4368	ч/г					
Расход газа на печи: В			6,66	м ³ /ч					
Годовой расход газа: В			20072,7072	кг/г			20,0727072	т/г	
Секундный расход топлива: В			4,5954	кг/час			1,2765	г/с	
		$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_p^H$					9,8025	кг/г	
Q_p^H		39,21	МДж/кг						
q_3		0,5	%						
R		0,5							
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:									
		$P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100)$				0,0125	г/с	0,1968	т/г
K _{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла (кг/ГДж), для котла принимается равным									
			0,07						
		$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_p^H \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$				0,0035	г/с	0,0551	т/г
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)									
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$,			диоксид азота-	$M_{NO_2} \cdot P_{NOx} =$		0,0028	г/с	0,0441	т/г
	μ_{NO}								
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$,			оксид азота-	$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$		0,0005	г/с	0,0072	т/г
	μ_{NO_2}								
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									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
	$V_r = V \cdot (a - 1) \cdot V$, где						14,536	м ³ /кг	
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа							11,35	м ³ /кг	
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах							1,3		
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:							10,62	м ³ /кг	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
	$V = \frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$						0,024332465	м ³ /с	
где B - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
Скорость газов на выходе из дымовых труб:									
	$W = V/F$, где F = (π·d ²)/4 - сечение дымовой трубы						0,123987084	м/с	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									

Источник №0006 Ребойлер глюколя

Вредные вещества выбрасываются через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Местонахождение				
Количество	1			шт.
Время работы	8568			ч/год
Коэффициент использования оборуд.	0,0324204			
Углеводороды предельные C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9299			доли/ед.
Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,00130			доли/ед.
Сероводород H ₂ S, с _{ji}	0,0277			доли/ед.
Меркаптан RSH, с _{ji}	0,00003			
Фланцевые соединения (ФС), п _j	35			шт.
Запорно-регулирующая арматура (ЗРА), п _j	21			шт.
Предохранительные клапаны (ПК), п _j	0			шт.

Расчеты:

$Y_{ny} = \sum_{j=1}^m Y_{nyj} = \sum_{j=1}^m g_{nyj} \cdot p_j \cdot x_{nyj} \cdot c_{ji}, \quad \text{где}$ $J=1 \quad J=1 \quad J=1$				
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);				
п _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
х _{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 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, х _{nyj}	0,03	доли/ед		
доля утечки ЗРА, х _{nyj}	0,293	доли/ед		
доля утечки ПК, х _{nyj}	0,46	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,000210	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,035872	г/с		
суммарная утечка от ПК, Y _{nyj}	0,000000	г/с		
валовые выбросы, Y_{ny}C₁-C₅	0,033553	г/с	1,034925	мг/с
валовые выбросы, Y_{ny}C₆-C₁₀	0,000047	г/с	0,001447	мг/с
валовые выбросы, Y_{ny}H₂S	0,000999	г/с	0,030828	мг/с
валовые выбросы, Y_{ny} меркаптаны	0,000001	г/с	0,000033	мг/с

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2024г									
Общий расход газа			5382,720 м ³						
Время работы			8568 ч/г;						
плотность			0,71						
Годовой расход газа: В			3821,7309 кг/г;					3,822 т/г	
Секундный расход топлива -			0,4460 кг/ч;					0,124 г/с	
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:									
ΠSO2 = 0,02*B*S*(1- h' SO2) * (1- h'' SO2)					0 г/с		0 т/г		
S - содержание серы в топливе (%) S = 0 %									
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2) 0									
Cco = q3*R*Q ^H _P								11,523 кг/т	
Q ^H _P			46,09 МДж/м ³						
q3			0,5 %						
R			0,5						
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:									
Πco=0,001* Cco * В * (1-q4/100)					0,0014 г/с		0,0440 т/г		
KNO - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ТДж), для печи принимается равным 0,087 ;									
ΠNOx = 0,001*B*Q ^H _P *KNO *(1-b)					0,0005 г/с		0,015 т/г		
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):									
MNO2 = 0,8 MNOx ,			диок.азота-		MNO2 * ΠNOx = 0,00040 г/с		0,0123 т/г		
			μNO						
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,			оксид азота-		MNO * ΠNOx = 0,000065 г/с		0,00199 т/г		
			μNO2						
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
Vг = V+(a-1)*V, где							14,67 м ³ /кг		
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для нефти 11,48 м ³ /кг									
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах: 1,3 ;									
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти: 10,62 м ³ /кг									
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V =			B*V*(273+t) 273*3600		м ³ /с		0,0025 м ³ /с		
где В - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов. 100 С									
					Примесь		Выброс г/с		Выброс т/год
301					Азота диоксид		0,00040		0,0123
304					Азота оксид		0,00006		0,0020
337					Углерод оксид		0,0014		0,0440
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2025г											
Общий расход газа				5635,382	м ³						
Время работы				8568	ч/г;						
плотность				0,71							
Годовой расход газа: В				4001,1212	кг/г;			4,001	т/г		
Секундный расход топлива -				0,4670	кг/ч;			0,130	г/с		
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:											
$\Pi_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S \cdot (1 - h'_{SO_2}) \cdot (1 - h''_{SO_2})$						0	г/с	0	т/г		
S - содержание серы в топливе (%) S =										0 %	
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)										0	
$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q^H_P$								11,523	кг/т		
Q ^H _P				46,09	МДж/м ³						
q3				0,5	%						
R				0,5							
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:											
$\Pi_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100)$						0,0015	г/с	0,0461	т/г		
KNO - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ТДж), для печи принимается равным										0,087 ;	
$\Pi_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q^H_P \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$						0,0005	г/с	0,016	т/г		
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).											
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):											
MNO2 = 0,8 MNOx,				диокс.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00042	г/с	0,0128	т/г		
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,				оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000068	г/с	0,00209	т/г		
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;											
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид											
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:											
$V_r = V + (a - 1) \cdot V$, где								14,67	м ³ /кг		
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для нефти										11,48	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:										1,3 ;	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:										10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:											
$V = \frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$				м ³ /с				0,0026	м ³ /с		
где В - расход топлива, кг/ч											
t - температура уходящих газов.										100	С
	Примесь				Выброс г/с	Выброс т/год					
301	Азота диоксид				0,00042	0,0128					
304	Азота оксид				0,00007	0,0021					
337	Углерод оксид				0,0015	0,0461					
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.											
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час											

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2026г									
Общий расход газа			6303,777 м ³						
Время работы			8568 ч/г;						
плотность			0,71						
Годовой расход газа: В			4475,6820 кг/г;					4,476 т/г	
Секундный расход топлива -			0,5224 кг/ч;					0,145 г/с	
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:									
ΠSO2 = 0,02*В*S*(1- h' SO2) * (1- h'' SO2)						0 г/с		0 т/г	
S - содержание серы в топливе (%) S =									0 %
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)									0
Cco = q3*R*Q ^H _Р								11,523 кг/т	
Q ^H _Р			46,09	МДж/м ³					
q3			0,5 %						
R			0,5						
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:									
Πco= 0,001* Cco * В * (1-q4/100)						0,0017 г/с		0,0516 т/г	
KNO - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ТДж), для печи принимается равным									0,087 ;
ΠNOx = 0,001*В*Q ^H _Р *KNO *(1-b)						0,0006 г/с		0,018 т/г	
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):									
MNO2 = 0,8 MNOx,			диок.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00047 г/с			0,0144 т/г	
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,			оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000076 г/с			0,00233 т/г	
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
Vг = V+(a-1)*V, где								14,67 м ³ /кг	
V - кол-во продуктов сгорания при а=1, для нефти									11,48 м ³ /кг
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:									1,3 ;
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:									10,62 м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V =			B*V*(273+t) 273*3600	м ³ /с				0,0029 м ³ /с	
где В - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									
									100 С
		Примесь			Выброс г/с	Выброс т/год			
301		Азота диоксид			0,00047	0,0144			
304		Азота оксид			0,00008	0,0023			
337		Углерод оксид			0,0017	0,0516			
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2027г									
Общий расход газа				7087,277 м ³					
Время работы				8568 ч/г;					
плотность				0,71					
Годовой расход газа: В				5031,9667 кг/Гг;				5,032	т/г
Секундный расход топлива -				0,5873 кг/ч;				0,163	г/с
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:									
ΠSO2 = 0,02*В*S*(1- h' SO2) * (1- h" SO2)						0 г/с		0 т/г	
S - содержание серы в топливе (%) S =								0 %	
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)								0	
Cco = q3*R*Q ^H _p								11,523	кг/т
Q ^H _p		46,09	МДж/м ³						
q3		0,5	%						
R		0,5							
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:									
Πco= 0,001* Cco * В * (1-q4/100)						0,0019 г/с		0,0580 т/г	
Kno - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным								0,087 ;	
ΠNOx = 0,001*В*Q ^H _p * Kno *(1- b)						0,0007 г/с		0,020 т/г	
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):									
MNO2 = 0,8 MNOx ,				диок.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00052 г/с		0,0161 т/г	
		μNO							
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,				оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000085 г/с		0,00262 т/г	
		μNO2							
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
Vг = V+(a-1)* V, где								14,67	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при а=1, для нефти								11,48	м ³ /кг
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:								1,3 ;	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:								10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V =		B* V*(273+t),	м ³ /с					0,0033	м ³ /с
		273*3600							
где В - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									100 С
	Примесь				Выброс г/с	Выброс т/год			
301	Азота диоксид				0,00052	0,0161			
304	Азота оксид				0,00009	0,0026			
337	Углерод оксид				0,0019	0,0580			
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2028г											
Общий расход газа			7389,503	м ³							
Время работы			8568	ч/г;							
плотность			0,71								
Годовой расход газа: В			5246,5471	кг/г;				5,247	т/г		
Секундный расход топлива -			0,6123	кг/ч;				0,170	г/с		
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:											
ΠSO2 = 0,02*В*S*(1- h' SO2) * (1- h'' SO2)						0	г/с	0	т/г		
S - содержание серы в топливе (%) S =										0 %	
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)										0	
Cco = q3*R*Q ^H _Р								11,523	кг/т		
Q ^H _Р		46,09	МДж/м ³								
q3		0,5	%								
R		0,5									
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:											
Πco= 0,001* Cco * В * (1-q4/100)						0,0020	г/с	0,0605	т/г		
KNO - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ТДж), для печи принимается равным										0,087 ;	
ΠNOx = 0,001*В*Q ^H _Р *KNO *(1-b)						0,0007	г/с	0,021	т/г		
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).											
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):											
MNO2 = 0,8 MNOx,			диокс.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00055	г/с		0,0168	т/г		
μNO											
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,			оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000089	г/с		0,00273	т/г		
μNO2											
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;											
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.											
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:											
Vг = V+(a-1)*V, где								14,67	м ³ /кг		
V - кол-во продуктов сгорания при а=1, для нефти										11,48	м ³ /кг
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:										1,3 ;	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:										10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:											
V =		B*V*(273+t) 273*3600	м ³ /с					0,0034	м ³ /с		
где В - расход топлива, кг/ч											
t - температура уходящих газов.								100	С		
	Примесь			Выброс г/с	Выброс т/год						
301	Азота диоксид			0,00055	0,0168						
304	Азота оксид			0,00009	0,0027						
337	Углерод оксид			0,0020	0,0605						
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.											
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час											

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2029г										
Общий расход газа				7773,517 м ³						
Время работы				8568 ч/г;						
плотность				0,71						
Годовой расход газа: В				5519,1970 кг/г;				5,519 т/г		
Секундный расход топлива -				0,6442 кг/ч;				0,179 г/с		
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:										
ΠSO2 = 0,02*В*S*(1- h' SO2) * (1- h'' SO2)						0 г/с		0 т/г		
S - содержание серы в топливе (%) S =										0 %
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)										0
Cco = q3*R*Q ^H _Р								11,523 кг/т		
Q ^H _Р		46,09 МДж/м ³								
q3		0,5 %								
R		0,5								
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:										
Πco= 0,001* Cco * В * (1-q4/100)						0,0021 г/с		0,0636 т/г		
KNO - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным										0,087 ;
ΠNOx = 0,001*В*Q ^H _Р *KNO *(1-b)						0,0007 г/с		0,022 т/г		
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).										
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):										
MNO2 = 0,8 MNOx,				диок.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00057 г/с		0,0177 т/г		
μNO										
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,				оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000093 г/с		0,00288 т/г		
μNO2										
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;										
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид										
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:										
Vг = V+(a-1)*V, где								14,67 м ³ /кг		
V - кол-во продуктов сгорания при а=1, для нефти										11,48 м ³ /кг
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:										1,3 ;
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:										10,62 м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:										
V =		В*V*(273+t) 273*3600		м ³ /с				0,0036 м ³ /с		
где В - расход топлива, кг/ч										
t - температура уходящих газов.										100 C
					Примесь		Выброс г/с		Выброс т/год	
301					Азота диоксид		0,00057		0,0177	
304					Азота оксид		0,00009		0,0029	
337					Углерод оксид		0,0021		0,0636	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.										
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2030г									
Общий расход газа				7665,098 м ³					
Время работы				8568 ч/г;					
плотность				0,71					
Годовой расход газа: В				5442,2194 кг/Гг;				5,442	т/г
Секундный расход топлива -				0,6352 кг/ч;				0,176	г/с
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:									
ΠSO2 = 0,02*B*S*(1- h' SO2) * (1- h'' SO2)						0 г/с		0 т/г	
S - содержание серы в топливе (%) S =								0 %	
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)								0	
Cco = q3*R*Q ^H _p								11,523	кг/т
Q ^H _p		46,09	МДж/м ³						
q3		0,5	%						
R		0,5							
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:									
Πco= 0,001* Cco * B * (1-q4/100)						0,0020 г/с		0,0627 т/г	
Kno - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным								0,087 ;	
ΠNOx = 0,001*B*Q ^H _p * Kno *(1-b)						0,0007 г/с		0,022 т/г	
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).									
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):									
MNO2 = 0,8 MNOx ,				диокс.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00057 г/с		0,0175 т/г	
		μNO							
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,				оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000092 г/с		0,00284 т/г	
		μNO2							
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;									
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.									
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:									
Vг = V+(a-1)* V, где								14,67	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при а=1, для нефти								11,48 м ³ /кг	
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:								1,3 ;	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:								10,62 м ³ /кг	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:									
V =		B* V*(273+t),	м ³ /с					0,0035	м ³ /с
		273*3600							
где В - расход топлива, кг/ч									
t - температура уходящих газов.									100 С
	Примесь				Выброс г/с	Выброс т/год			
301	Азота диоксид				0,00057	0,0175			
304	Азота оксид				0,00009	0,0028			
337	Углерод оксид				0,0020	0,0627			
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.									
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2031г											
Общий расход газа			7397,505	м ³							
Время работы			8568	ч/г;							
плотность			0,71								
Годовой расход газа: В			5252,2285	кг/г;				5,252	т/г		
Секундный расход топлива -			0,6130	кг/ч;				0,170	г/с		
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:											
ΠSO2 = 0,02*В*S*(1- h' SO2) * (1- h'' SO2)						0	г/с	0	т/г		
S - содержание серы в топливе (%) S =										0 %	
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)										0	
Cco = q3*R*Q ^H _Р								11,523	кг/т		
Q ^H _Р		46,09	МДж/м ³								
q3		0,5	%								
R		0,5									
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:											
Πco= 0,001* Cco * В * (1-q4/100)						0,0020	г/с	0,0605	т/г		
KNO - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ТДж), для печи принимается равным										0,087 ;	
ΠNOx = 0,001*В*Q ^H _Р *KNO *(1-b)						0,0007	г/с	0,021	т/г		
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).											
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):											
MNO2 = 0,8 MNOx,			диокс.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00055	г/с		0,0168	т/г		
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,			оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000089	г/с		0,00274	т/г		
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;											
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид											
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:											
Vг = V+(a-1)*V, где								14,67	м ³ /кг		
V - кол-во продуктов сгорания при а=1, для нефти										11,48	м ³ /кг
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:										1,3 ;	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:										10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:											
V =		B*V*(273+t) 273*3600	м ³ /с					0,0034	м ³ /с		
где В - расход топлива, кг/ч											
t - температура уходящих газов.										100	С
		Примесь			Выброс г/с	Выброс т/год					
301		Азота диоксид			0,00055	0,0168					
304		Азота оксид			0,00009	0,0027					
337		Углерод оксид			0,0020	0,0605					
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.											
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час											

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2032г										
Общий расход газа				7188,317	м ³					
Время работы				8568	ч/г;					
плотность				0,71						
Годовой расход газа: В				5103,7049	кг/г;			5,104	т/г	
Секундный расход топлива -				0,5957	кг/ч;			0,165	г/с	
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:										
ΠSO2 = 0,02*В*S*(1- h' SO2) * (1- h'' SO2)						0	г/с	0	т/г	
S - содержание серы в топливе (%) S =										0 %
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)										0
Cco = q3*R*Q ^H _P								11,523	кг/т	
Q ^H _P		46,09	МДж/м ³							
q3		0,5	%							
R		0,5								
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:										
Πco= 0,001* Cco * В * (1-q4/100)						0,0019	г/с	0,0588	т/г	
KNO - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным										0,087 ;
ΠNOx = 0,001*В*Q ^H _P *KNO *(1-b)						0,0007	г/с	0,020	т/г	
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).										
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):										
MNO2 = 0,8 MNOx,				диок.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00053	г/с	0,0164	т/г	
				μNO						
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,				оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000086	г/с	0,00266	т/г	
				μNO2						
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;										
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.										
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:										
Vг = V+(a-1)*V, где								14,67	м ³ /кг	
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для нефти								11,48	м ³ /кг	
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:								1,3	;	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:								10,62	м ³ /кг	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:										
V =		B*V*(273+t) 273*3600	м ³ /с					0,0033	м ³ /с	
где В - расход топлива, кг/ч										
t - температура уходящих газов.								100	С	
		Примесь			Выброс г/с	Выброс т/год				
301		Азота диоксид			0,00053	0,0164				
304		Азота оксид			0,00009	0,0027				
337		Углерод оксид			0,0019	0,0588				
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.										
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2033г											
Общий расход газа				6890,529 м ³							
Время работы				8568 ч/г;							
плотность				0,71							
Годовой расход газа: В				4892,2758 кг/Г;				4,892 т/Г			
Секундный расход топлива -				0,5710 кг/ч;				0,159 г/с			
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/Г,г/с), выполняется по формуле:											
ΠSO2 = 0,02*В*S*(1- h' SO2) * (1- h" SO2)						0 г/с		0 т/Г			
S - содержание серы в топливе (%) S =								0 %			
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)								0			
Cco = q3*R*Q ^H _P								11,523 кг/Г			
Q ^H _P		46,09 МДж/м ³									
q3		0,5 %									
R		0,5									
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:											
Πco= 0,001* Cco * В * (1-q4/100)						0,0018 г/с		0,0564 т/Г			
Kno - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным								0,087 ;			
ΠNOx = 0,001*В*Q ^H _p * Kno *(1- b)						0,0006 г/с		0,020 т/Г			
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).											
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):											
MNO2 = 0,8 MNOx ,				диок.азота-		MNO2 * ΠNOx =		0,00051 г/с		0,0157 т/Г	
μNO											
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,				оксид азота-		MNO * ΠNOx =		0,000083 г/с		0,00255 т/Г	
μNO2											
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;											
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.											
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:											
VГ = V+(a-1)* V, где								14,67 м ³ /кг			
V - кол-во продуктов сгорания при а=1, для нефти								11,48 м ³ /кг			
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:								1,3 ;			
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:								10,62 м ³ /кг			
Объем газов на выходе из дымовой трубы:											
V =		В*V*(273+t),		м ³ /с				0,0032 м ³ /с			
		273*3600									
где В - расход топлива, кг/ч											
t - температура уходящих газов.											
100 С											
				Примесь		Выброс г/с		Выброс т/год			
301				Азота диоксид		0,00051		0,0157			
304				Азота оксид		0,00008		0,0026			
337				Углерод оксид		0,0018		0,0564			
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.											
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час											

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0007-0010 Компрессор на 2034г								
Общий расход газа				6595,124	м ³			
Время работы				8568	ч/г;			
плотность				0,71				
Годовой расход газа: В				4682,5377	кг/г;		4,683 т/г	
Секундный расход топлива -				0,5465	кг/ч;		0,152 г/с	
Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO2 (т/г,г/с), выполняется по формуле:								
ΠSO2 = 0,02*В*S*(1- h' SO2) * (1- h'' SO2)						0 г/с	0 т/г	
S - содержание серы в топливе (%) S =								0 %
h' SO2 - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2)								0
Cco = q3*R*Q ^H _Р							11,523 кг/т	
Q ^H _Р		46,09	МДж/м ³					
q3		0,5	%					
R		0,5						
Расчет выбросов окиси углерода (т/год, г/с) производится по формуле:								
Πco= 0,001* Cco * В * (1-q4/100)						0,0017 г/с	0,0540 т/г	
KNO - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным								0,087 ;
ΠNOx = 0,001*В*Q ^H _Р *KNO *(1-b)						0,0006 г/с	0,019 т/г	
Согласно методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98; формула (12),(13).								
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):								
MNO2 = 0,8 MNOx ,				диок.азота-	MNO2 * ΠNOx =	0,00049 г/с	0,0150 т/г	
				μNO				
MNO = (1-0,8)MNOx ----- = 0,13MNOx ,				оксид азота-	MNO * ΠNOx =	0,000079 г/с	0,00244 т/г	
				μNO2				
где μNO и μNO2 молекулярный вес NO и NO2, равный 30 и 46 соответственно;								
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид								
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:								
Vг = V+(a-1)*V, где							14,67 м ³ /кг	
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для нефти							11,48 м ³ /кг	
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:							1,3 ;	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для нефти:							10,62 м ³ /кг	
Объем газов на выходе из дымовой трубы:								
V =		B*V*(273+t) 273*3600	м ³ /с				0,0030 м ³ /с	
где В - расход топлива, кг/ч								
t - температура уходящих газов.							100 С	
	Примесь				Выброс г/с	Выброс т/год		
301	Азота диоксид				0,00049	0,0150		
304	Азота оксид				0,00008	0,0024		
337	Углерод оксид				0,0017	0,0540		
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.								
п.2 Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час								

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2024г														
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.														
	n	1		Наименование вещества					УВ					
				Оксид углерода CO					0,02					
	h	8 м												
	d	0,15 м		Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005					
				Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003					
	T	800 °C												
				Сажа С					0,002					
				Диоксид серы SO2					2,55					
	p	0,97005	кг/м ³											
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота										
				(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:										
	T	8760,0	ч/г	M _{CO} =	0,013188	г/с	0,4159	т/пер						
За год сжигается:		21 437,2	м ³	M _{CH4} =	0,000330	г/с	0,0104	т/пер						
Часовой расход:		2,4472	м ³ /ч	M _{NO2} =	0,001978	г/с	0,0624	т/пер						
Секундный расход:		0,000680	м ³ /с	M _{сажа} =	0,001319	г/с	0,0416	т/пер						
M = УВ * G, г/с				M _{H2S} =	0,000014	г/с	0,000436	т/пер						
M _{H2S} = 0,01*[H2S]m*G(1-n)				M мерк=	0,000000	г/с	0,000000	т/пер						
G = 1000 * В * p, з/с		0,659	г/с	M SO2=	0,016234	г/с	0,5120	т/пер						
					0,0331		1,0427							
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:														
M _{CO2} = 0,01*G* {3,67*n*[C] _m + [Co ₂] _m }-M _{CO} -M _{CH4} -M _C , г/с														
					134,081	г/с	4228,390183	т/г						
n		0,9984												
[C] _m = 100 * Кс * Q _{нк} , % мас.		91,597	%											
Кс =		0,00008												
Q _{нк} =		11225,08	ккал/м ³											
Низшая теплота старания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа														
Q _{нк} =85,5*[CH4]+152[C2H6]+218[C3H8]+283[C4H10]+349[CSH12]														
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси														
принимает вид:														
V ₁ =В*V _{нс} *(273+Tr)/273, м ³ /с		0,0422	м ³ /с											
V _{нс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³		15,80												
a		1,00												
V _о		14,8												
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:														
W _{ист} = 1,27 * V _i /d ² ,														
		229,8167	м/с											

согласно компонентного состава газа		
[CH4]	87,57	
[C2H6]	4,45	
[C3H8]	3,44	
[C4H10]	8,167935	
[CSH12]		
[H2S]	1,310	
[RSH]		
[S]	1,23	

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2025г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества					УВ
				Оксид углерода CO					0,02
	h	8 м							
	d	0,15 м		Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005
				Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003
	T	800 °C		Сажа C					0,002
				Диоксид серы SO2					2,55
	p	0,97005	кг/м ³						
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота					
				(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0	ч/г	M _{CO} =	0,013791	г/с	0,4349	т/пер	
За год сжигается:		22 417,4	м ³	M _{CH4} =	0,000345	г/с	0,0109	т/пер	
Часовой расход:		2,5591	м ³ /ч	M _{NO2} =	0,002069	г/с	0,0652	т/пер	
Секундный расход:		0,000711	м ³ /с	M _{сажа} =	0,001379	г/с	0,0435	т/пер	
M = УВ * G, г/с				M _{H2S} =	0,000014	г/с	0,000456	т/пер	
M _{H2S} = 0,01*[H2S]m*G(1-n)				M мерк=	0,000000	г/с	0,000000	т/пер	
G = 1000 * B * p, з/с		0,690	г/с	M SO2=	0,016977	г/с	0,5354	т/пер	
					0,0346		1,0904		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
M _{CO2} = 0,01*G* {3,67*n*[C] _m + [CO ₂] _m }-M _{CO} -M _{CH4} -M _C , г/с				134,081	г/с	4228,390183	т/г		
n		0,9984							
[C] _m = 100 * K _c * Q _{нк} , % мас.		91,597	%						
K _c =		0,00008							
Q _{нк} =		11225,08	ккал/м ³						
Низшая теплота старания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Q _{нк} =85,5*[CH4]+152[C2H6]+218[C3H8]+283[C4H10]+349[CSH12]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид:									
V ₁ =B*V _{нс} *(273+Tr)/273, м ³ /с				0,0441	м ³ /с				
V _{нс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³				15,80					
a		1,00							
V _о		14,8							
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:									
W _{ист} = 1,27 * V ₁ /d ² ,				229,8167	м/с				

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2026г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n		1		Наименование вещества				УВ
					Оксид углерода CO				0,02
	h		8 м						
	d		0,15 м		Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄				0,0005
					Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂				0,003
	T		800 °C		Сажа C				0,002
					Диоксид серы SO2				2,55
	p		0,97005 кг/м ³						
	коэфф.		0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота				
					(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:				
	T		8760,0 ч/г		Mco =	0,015386 г/с	0,4852 т/пер		
За год сжигается:			25 010,5 м ³		MCH4 =	0,000385 г/с	0,0121 т/пер		
Часовой расход:			2,8551 м ³ /ч		MNO2 =	0,002308 г/с	0,0728 т/пер		
Секундный расход:			0,000793 м ³ /с		Msajl =	0,001539 г/с	0,0485 т/пер		
M = УВ * G, г/с					MH2S =	0,000016 г/с	0,000509 т/пер		
MH2S = 0,01*[H2S]m*G(1-n)					M мерк=	0,000000 г/с	0,000000 т/пер		
G = 1000 * В * p, з/с			0,769 г/с		MSO2=	0,018940 г/с	0,5973 т/пер		
						0,0386	1,2165		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
MCO2 = 0,01*G* {3,67*n*[C]m+[CO2]m}-Mco-MCH4-Mc, г/с						134,081 г/с	4228,390183 т/г		
n			0,9984						
[C]m = 100 * Кс * Qнк, % мас.			91,597 %						
Кс =			0,00008						
Qнк =			11225,08 ккал/м ³						
Низшая теплота старания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*[CH4]+152[C2H6]+218[C3H8]+283[C4H10]+349[CSH12]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид:					согласно компонентного состава газа				
						[CH4]	87,57		
						[C2H6]	4,45		
						[C3H8]	3,44		
						[C4H10]	8,167935		
						[CSH12]			
						[H2S]	1,310		
						[RSH]			
						[S]	1,23		
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wист рассчитывается по формуле:									
Wист = 1,27 * Vi/d ² ,				229,8167 м/с					

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2027г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества					УВ
				Оксид углерода CO					0,02
	h	8 м							
				Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005
	d	0,15 м							
				Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003
	T	800 °C							
				Сажа С					0,002
				Диоксид серы SO ₂					2,55
	p	0,97005 кг/м ³							
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота					
				(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0 ч/г		М _{CO} =	0,017256 г/с		0,5442 т/пер		
За год сжигается:		28 050,1 м ³		М _{CH4} =	0,000431 г/с		0,0136 т/пер		
Часовой расход:		3,2021 м ³ /ч		М _{NO2} =	0,002588 г/с		0,0816 т/пер		
Секундный расход:		0,000889 м ³ /с		М _{САЖА} =	0,001726 г/с		0,0544 т/пер		
M = УВ * G, г/с				М _{H2S} =	0,000018 г/с		0,000570 т/пер		
M _{H2S} = 0,01*[H2S]m*G(1-n)				М мерк=	0,000000 г/с		0,000000 т/пер		
G = 1000 * B * p, з/с		0,863 г/с		М SO ₂ =	0,021242 г/с		0,6699 т/пер		
					0,0433		1,3643		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
M _{CO2} = 0,01*G* {3,67*n*[C] _m + [Co ₂] _m }-M _{CO} -M _{CH4} -M _C , г/с					134,081 г/с		4228,390183 т/г		
n		0,9984							
[C] _m = 100 * K _c * Q _{нк} , % мас.		91,597 %							
K _c =		0,00008							
Q _{нк} =		11225,08 ккал/м ³							
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Q _{нк} =85,5*[CH ₄]+152[C ₂ H ₆]+218[C ₃ H ₈]+283[C ₄ H ₁₀]+349[C ₅ H ₁₂]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид									
V _i =B*V _{нс} *(273+Tr)/273, м ³ /с		0,0552 м ³ /с							
V _{нс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³		15,80							
a		1,00							
V _о		14,8							
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:									
W _{ист} = 1,27 * V _i /d ² ,			229,8167 м/с						

согласно компонентного состава газа		
[CH ₄]	87,57	
[C ₂ H ₆]	4,45	
[C ₃ H ₈]	3,44	
[C ₄ H ₁₀]	8,167935	
[C ₅ H ₁₂]		
[H ₂ S]	1,310	
[RSH]		
[S]	1,23	

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2028г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества				УВ	
				Оксид углерода CO					0,02
	h	8 м		Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005
	d	0,15 м		Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003
	T	800 ⁰ C		Сажа C					0,002
				Диоксид серы SO2					2,55
	p	0,97005 кг/м ³							
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0 ч/г		Mco =	0,017978 т/с		0,5669 т/пер		
За год сжигается:		29 222,5 м ³		Mch4 =	0,000449 т/с		0,0142 т/пер		
Часовой расход:		3,3359 м ³ /ч		Mno2 =	0,002697 т/с		0,0850 т/пер		
Секундный расход:		0,000927 м ³ /с		Mcaжл =	0,001798 т/с		0,0567 т/пер		
M = УВ * G, т/с				Mh2s =	0,000019 т/с		0,000594 т/пер		
Mh2s = 0,01*[H2S]m*G(1-n)				M мерк=	0,000000 т/с		0,000000 т/пер		
G = 1000 * B * p, з/с		0,899 т/с		M SO2=	0,022130 т/с		0,6979 т/пер		
					0,0451		1,4213		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
MCO ₂ = 0,01*G* {3,67*n*[C] _m + [CO ₂] _m }-Mco-Mch4-Mc, т/с					134,081 т/с		4228,390183 т/г		
n		0,9984							
[C] _m = 100 * Kc * Qнк, % мас.		91,597 %							
Kc =		0,00008							
Qнк =		11225,08 ккал/м ³							
Низшая теплота старания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*[CH4]+152[C2H6]+218[C3H8]+283[C4H10]+349[CSH12]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид:						согласно компонентного состава газа			
V _i =B*Vнс*(273+Tr)/273, м ³ /с						[CH4]		87,57	
						[C2H6]		4,45	
Vнс = 1 + a * Vo, м ³ /м ³						[C3H8]		3,44	
						[C4H10]		8,167935	
a						[CSH12]			
						[H2S]		1,310	
Vo						[RSH]			
						[S]		1,23	
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wист рассчитывается по формуле:									
Wист = 1,27 * V _i /d ² ,			229,8167 м/с						

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2029г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества				УВ	
				Оксид углерода CO					0,02
	h	8 м		Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005
	d	0,15 м		Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003
	T	800 ⁰ C		Сажа C					0,002
				Диоксид серы SO2					2,55
	p	0,97005 кг/м ³							
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0 ч/г		Mco =	0,018894 г/с	0,5958 т/пер			
За год сжигается:		30 712,3 м ³		Mch4 =	0,000472 г/с	0,0149 т/пер			
Часовой расход:		3,5060 м ³ /ч		Mno2 =	0,002834 г/с	0,0894 т/пер			
Секундный расход:		0,000974 м ³ /с		Mсажа =	0,001889 г/с	0,0596 т/пер			
M = УВ * G, г/с				Mh2s =	0,000020 г/с	0,000624 т/пер			
Mh2s = 0,01*[H2S]m*G(1-n)				M мерк=	0,000000 г/с	0,000000 т/пер			
G = 1000 * B * p, з/с		0,945 г/с		M SO2=	0,023258 г/с	0,7335 т/пер			
					0,0474	1,4938			
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
MCO ₂ = 0,01*G* {3,67*n*[C] _m + [CO ₂] _m }-Mco-Mch4-Mc, г/с					134,081 г/с	4228,390183 т/г			
n		0,9984							
[C] _m = 100 * Kc * Qнк, % мас.		91,597 %							
Kc =		0,00008							
Qнк =		11225,08 ккал/м ³							
Низшая теплота старания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*[CH4]+152[C2H6]+218[C3H8]+283[C4H10]+349[CSH12]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид:						согласно компонентного состава газа			
Vi=B*Vнс*(273+Tr)/273, м ³ /с						[CH4]	87,57		
						[C2H6]	4,45		
						[C3H8]	3,44		
Vнс = 1 + a * Vo, м ³ /м ³						[C4H10]	8,167935		
						[CSH12]			
a						[H2S]	1,310		
						[RSH]			
Vo						[S]	1,23		
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wист рассчитывается по формуле:									
Wист = 1,27 * Vi/d ² ,			229,8167 м/с						

ПРИЛОЖЕНИЯ

Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества					УВ
				Оксид углерода CO					0,02
	h	8 м							
				Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005
	d	0,15 м							
				Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003
	T	800 °C							
				Сажа С					0,002
				Диоксид серы SO ₂					2,55
	p	0,97005	кг/м ³						
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота					
				(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0	ч/г	M _{CO} =	0,018636	г/с	0,5877	г/пер	
За год сжигается:		30 291,7	м ³	M _{CH₄} =	0,000466	г/с	0,0147	г/пер	
Часовой расход:		3,4580	м ³ /ч	M _{NO₂} =	0,002795	г/с	0,0882	г/пер	
Секундный расход:		0,000961	м ³ /с	M _{САЖА} =	0,001864	г/с	0,0588	г/пер	
M = УВ * G, г/с				M _{H₂S} =	0,000020	г/с	0,000616	г/пер	
M _{H₂S} = 0,01 * [H ₂ S]m * G(1-n)				M мерк=	0,000000	г/с	0,000000	г/пер	
G = 1000 * B * p, з/с		0,932	г/с	M SO ₂ =	0,022940	г/с	0,7234	г/пер	
					0,0467		1,4733		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
M _{CO₂} = 0,01 * G * {3,67 * n * [C] _м + [CO ₂] _м } - M _{CO} - M _{CH₄} - M _C , г/с					134,081	г/с	4228,390183	г/г	
n		0,9984							
[C] _м = 100 * K _C * Q _{нк} , % мас.		91,597	%						
K _C =		0,00008							
Q _{нк} =		11225,08	ккал/м ³						
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Q _{нк} = 85,5 * [CH ₄] + 152 [C ₂ H ₆] + 218 [C ₃ H ₈] + 283 [C ₄ H ₁₀] + 349 [C ₅ H ₁₂]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид:									
V _г = B * V _{нс} * (273 + Tr) / 273, м ³ /с		0,0597	м ³ /с						
V _{нс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³		15,80							
a		1,00							
V _о		14,8							
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:									
W _{ист} = 1,27 * V _г / d ² ,				229,8167	м/с				

согласно компонентного состава газа	
[CH ₄]	87,57
[C ₂ H ₆]	4,45
[C ₃ H ₈]	3,44
[C ₄ H ₁₀]	8,167935
[C ₅ H ₁₂]	
[H ₂ S]	1,310
[RSH]	
[S]	1,23

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2031г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества			УВ		
				Оксид углерода CO			0,02		
	h	8 м							
	d	0,15 м		Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄			0,0005		
				Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂			0,003		
	T	800 ⁰ C							
				Сажа C			0,002		
				Диоксид серы SO2			2,55		
	p	0,97005	кг/м ³						
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота					
				(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0	ч/г	Mco =	0,017997	г/с	0,5675	т/пер	
За год сжигается:		29 253,6	м ³	MCH4 =	0,000450	г/с	0,0142	т/пер	
Часовой расход:		3,3395	м ³ /ч	MNO2 =	0,002700	г/с	0,0851	т/пер	
Секундный расход:		0,000928	м ³ /с	Mсажа =	0,001800	г/с	0,0568	т/пер	
M = УВ * G, г/с				MH2S =	0,000019	г/с	0,000595	т/пер	
MH2S= 0,01*[H2S]m*G(1-n)				M мерк=	0,000000	г/с	0,000000	т/пер	
G= 1000 * В * p, з/с		0,900	г/с	M SO2=	0,022154	г/с	0,6986	т/пер	
					0,0451		1,4229		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
MCO2 = 0,01 * G* {3,67*n*[C]m+[CO2]m}-Mco-MCH4-Mc, г/с				134,081		г/с	4228,390183		т/г
n		0,9984							
[C]m = 100 * Kc * Qнк, % мас.		91,597	%						
Kc =		0,00008							
Qнк =		11225,08	ккал/м ³						
Низшая теплота старания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*[CH4]+152[C2H6]+218[C3H8]+283[C4H10]+349[CSH12]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид:									
V1=B*Vнс*(273+Tr)/273, м ³ /с				0,0576		м ³ /с			
Vнс = 1 + a * Vo, м ³ /м ³				15,80					
a		1,00							
Vo		14,8							
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wист рассчитывается по формуле:									
Wист = 1,27 * V1/d ² ,				229,8167		м/с			

согласно компонентного состава газа		
[CH4]	87,57	
[C2H6]	4,45	
[C3H8]	3,44	
[C4H10]	8,167935	
[CSH12]		
[H2S]	1,310	
[RSH]		
[S]	1,23	

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2032г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества					УВ
				Оксид углерода CO					0,02
	h	8 м							
				Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005
	d	0,15 м							
				Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003
	T	800 °C							
				Сажа С					0,002
				Диоксид серы SO ₂					2,55
	p	0,97005 кг/м ³							
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота					
				(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0 ч/г		М _{CO} =	0,017498 г/с		0,5518 т/пер		
За год сжигается:		28 442,0 м ³		М _{CH4} =	0,000437 г/с		0,0138 т/пер		
Часовой расход:		3,2468 м ³ /ч		М _{NO2} =	0,002625 г/с		0,0828 т/пер		
Секундный расход:		0,000902 м ³ /с		М _{сажа} =	0,001750 г/с		0,0552 т/пер		
M = УВ * G, г/с				М _{H2S} =	0,000018 г/с		0,000578 т/пер		
M _{H2S} = 0,01*[H2S]m*G(1-n)				М мерк=	0,000000 г/с		0,000000 т/пер		
G = 1000 * B * p, з/с		0,875 г/с		М SO ₂ =	0,021539 г/с		0,6793 т/пер		
					0,0439		1,3834		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
M _{CO2} = 0,01*G* {3,67*n*[C] _m + [Co ₂] _m }-M _{CO} -M _{CH4} -M _C , г/с					134,081 г/с		4228,390183 т/г		
n		0,9984							
[C] _m = 100 * K _c * Q _{нк} , % мас.		91,597 %							
K _c =		0,00008							
Q _{нк} =		11225,08 ккал/м ³							
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Q _{нк} =85,5*[CH ₄]+152[C ₂ H ₆]+218[C ₃ H ₈]+283[C ₄ H ₁₀]+349[C ₅ H ₁₂]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси							согласно компонентного состава газа		
принимает вид							[CH ₄]	87,57	
V _i =B*V _{нс} *(273+Tr)/273, м ³ /с		0,0560 м ³ /с					[C ₂ H ₆]	4,45	
V _{нс} = 1 + a * V _o , м ³ /м ³		15,80					[C ₃ H ₈]	3,44	
a		1,00					[C ₄ H ₁₀]	8,167935	
V _o		14,8					[C ₅ H ₁₂]		
							[H ₂ S]	1,310	
							[RSH]		
							[S]	1,23	
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:									
W _{ист} = 1,27 * V _i /d ² ,			229,8167 м/с						

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2033г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества					УВ
				Оксид углерода CO					0,02
	h	8 м							
	d	0,15 м		Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005
				Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003
	T	800 °C							
				Сажа С					0,002
				Диоксид серы SO ₂					2,55
	p	0,97005	кг/м ³						
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота					
				(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0	ч/г	Mco =	0,016787	г/с	0,5294	т/пер	
За год сжигается:		27 286,8	м ³	Mch4 =	0,000420	г/с	0,0132	т/пер	
Часовой расход:		3,1149	м ³ /ч	Mno2 =	0,002518	г/с	0,0794	т/пер	
Секундный расход:		0,000865	м ³ /с	Mсажа =	0,001679	г/с	0,0529	т/пер	
M = УВ * G, г/с				Mh2s =	0,000018	г/с	0,000555	т/пер	
Mh2s = 0,01*[H2S]m*G(1-n)				M мерк=	0,000000	г/с	0,000000	т/пер	
G= 1000 * В * p, з/с		0,839	г/с	M SO2=	0,020664	г/с	0,6517	т/пер	
					0,0421		1,3272		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
Mco2 = 0,01*G* {3,67*n*[C]m+[Co2]m}-Mco-Mch4-Mc, г/с									
					134,081	г/с	4228,390183	т/г	
n		0,9984							
[C]m = 100 * Kc * Qнк, % мас.		91,597	%						
Kc =		0,00008							
Qнк =		11225,08	ккал/м ³						
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Qнк=85,5*[CH4]+152[C2H6]+218[C3H8]+283[C4H10]+349[C5H12]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси									
принимает вид									
Vi=B*Vnc*(273+Tr)/273, м ³ /с									
		0,0537	м ³ /с						
Vnc = 1 + a * Vo, м ³ /м ³									
		15,80							
a		1,00							
Vo		14,8							
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси Wист рассчитывается по формуле:									
Wист = 1,27 * Vi/d ² ,									
		229,8167	м/с						

согласно компонентного состава газа		
[CH4]	87,57	
[C2H6]	4,45	
[C3H8]	3,44	
[C4H10]	8,167935	
[C5H12]		
[H2S]	1,310	
[RSH]		
[S]	1,23	

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0013 Факельная установка на 2034г									
Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.									
	n	1		Наименование вещества					УВ
				Оксид углерода CO					0,02
	h	8 м							
	d	0,15 м		Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄					0,0005
				Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂					0,003
	T	800 °C							
				Сажа С					0,002
				Диоксид серы SO ₂					2,55
	p	0,97005	кг/м ³						
	коэфф.	0,0317		Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота					
				(в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:					
	T	8760,0	ч/г	М _{CO} =	0,016082	г/с	0,5072	т/пер	
За год сжигается:		26 140,7	м ³	М _{CH₄} =	0,000402	г/с	0,0127	т/пер	
Часовой расход:		2,9841	м ³ /ч	М _{NO₂} =	0,002412	г/с	0,0761	т/пер	
Секундный расход:		0,000829	м ³ /с	М _{САЖА} =	0,001608	г/с	0,0507	т/пер	
M = УВ * G, г/с				М _{H₂S} =	0,000017	г/с	0,000531	т/пер	
M _{H₂S} = 0,01*[H ₂ S]m*G(1-n)				М мерк=	0,000000	г/с	0,000000	т/пер	
G = 1000 * В * p, з/с		0,804	г/с	М SO ₂ =	0,019796	г/с	0,6243	т/пер	
					0,0403		1,2714		
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:									
M _{CO₂} = 0,01*G* {3,67*n*[C] _m + [Co ₂] _m }-M _{CO} -M _{CH₄} -M _C , г/с					134,081	г/с	4228,390183	т/г	
n		0,9984							
[C] _m = 100 * Кс * Q _{нк} , % мас.		91,597	%						
Кс =		0,00008							
Q _{нк} =		11225,08	ккал/м ³						
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа									
Q _{нк} =85,5*[CH ₄]+152[C ₂ H ₆]+218[C ₃ H ₈]+283[C ₄ H ₁₀]+349[C ₅ H ₁₂]									
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид V _i =В*V _{нс} *(273+Tr)/273, м ³ /с V _{нс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³ a V _о						согласно компонентного состава газа			
						[CH ₄]	87,57		
						[C ₂ H ₆]	4,45		
						[C ₃ H ₈]	3,44		
						[C ₄ H ₁₀]	8,167935		
						[C ₅ H ₁₂]			
						[H ₂ S]	1,310		
						[RSH]			
						[S]	1,23		
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:									
W _{ист} = 1,27 * V _i /d ² ,			229,8167	м/с					

Источник № 6010-6015 АГЗУ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	6		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031710		
Для нефти:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,03700		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	72		шт.
ЗРА, шт; n _j	36		шт.
предохранительный клапан, шт; n _j	6		

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 _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 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, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
утечки от ПК, g _{нуj}	0,111024	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
доля утечки ПК, x _{нуj}	0,35	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0001152	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0046	г/с	
суммарная утечка от ПК, Y _{нуj}	0,064764	г/с	
валовые выбросы, Y_{нуC₁-C₅}	0,00257	г/с	0,08108 м/г
валовые выбросы, Y_{нуSO₂}	0,00055	г/с	0,01731 м/г

Источник № 6016-6018 Замерная установка

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	3			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031710			
Для нефти:				
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,03700			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	36			шт.
ЗРА, шт; n _j	18			шт.
предохранительный клапан, шт; n _j	3			

Расчеты:

$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{m=1} g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
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 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, g _{nyj}	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час		
утечки от ПК, 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 ПК, x _{nyj}	0,35	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000576	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0023	г/с		
суммарная утечка от ПК, Y _{nyj}	0,032382	г/с		
валовые выбросы, Y_{ny}C₁-C₅	0,00129	г/с	0,04054	мг/с
валовые выбросы, Y_{ny}SO₂	0,00027	г/с	0,00866	мг/с

Источник №6019-6021 Нефтегазосепаратор				
Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры. Ввиду минимальных значений содержания в нефти таких компонентов как бензол, толуол, ксилол расчет не приводится				
Исходные данные:				
Марка				
Количество	3			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171			
Для нефти:				
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Для газа:				
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9299			доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0277			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	30			шт.
ЗРА, шт; n _j	15			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
с _{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 _{nyj}	0,000288			кг/час
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588			кг/час
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,020			
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,070			
Для газа:				
утечки от ФС, g _{nyj}	0,00072			кг/час
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,020988			кг/час
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,030			
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,293			
Для нефти:				
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,00026			кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{nySO₂}	0,00006			кг/час
Для газа:				
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,0864			кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,0026			кг/час
Для нефти:				
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,00007287	г/с	0,00229808	т/г
валовые выбросы, Y _{nySO₂}	0,00001556	г/с	0,00049067	т/г
Для газа:				
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0239941	г/с	0,7566770	т/г
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,0007147	г/с	0,0225400	т/г

Источник №6022 , Газосепаратор

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031710			
Для газа:				
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9299			доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0277			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	25			шт.
ЗРА, шт; n _j	10			шт.
предохранительный клапан, шт; n _j	6			

Расчеты:

$\sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$, где				
$Y_{нуj}$ – 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);				
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – 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, $g_{нуj}$	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,006588	кг/час		
утечки от ПК, $g_{нуj}$	0,111024	кг/час		
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,02	доли/ед		
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,07	доли/ед		
доля утечки ПК, $x_{нуj}$	0,35	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000400	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0013	г/с		
суммарная утечка от ПК, $Y_{нуj}$	0,064764	г/с		
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,06145	г/с	1,93796	мг/с
валовые выбросы, $Y_{нуSO2}$	0,00183	г/с	0,05773	мг/с

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0011-0012 Резервуары РВС на 2024г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара					Vp	5000	м ³ ;			
Количество РВС					n	2	шт.;			
Высота					h	13,2	м;			
Диаметр					d	0,15	м;			
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года					B	330043	т/г;			
Плотность нефти равна					ρж	0,836	т/м ³ ;			
Температура начала кипения смеси						155	С ⁰ ;			
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)										
						(5.1.8)	78,96			
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_q^{max}}{10^4}$										
						(5.2.1)	0,156	г/с		
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_p^{max} + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$										
						(5.2.2)	22,95	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);										
						K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90			
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;										
							45			
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);										
							63			
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его заправки, м ³ /час										
							6,715			
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);										
							1,00			
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);										
							1,35			
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;										
							0,836			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;										
							330043			
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
Gj, т/г		16,63	6,150			0,08032	0,05049	0,02524		0,01377
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.									
Исходные данные:									
Местонахождение оборудования									
Производительность						м ³ /час			
Количество				1		шт.			
Время работы				8760		ч/г			
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098					
углеводород C ₁ -C ₅ , сji				72,26		доли/ед.			
углеводород C ₆ -C ₁₀ , сji				26,8		доли/ед.			
бензол, сji				0,35		доли/ед.			
толуол, сji				0,22		доли/ед.			
ксилол, сji				0,11		доли/ед.			
сероводород, сji				0,06		доли/ед.			
Фланцы, шт; nj				17		шт.			
ЗРА, шт; nj				8		шт.			
Сальник, шт; nj				8		шт.			
Расчеты:									
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$									
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. 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);									
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}				0,000396	кг/час				
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час				
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час				
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.				
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с				
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с				
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с				
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г		
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-од
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004	0,0002	0,0001
т/с				16,8717	6,24042	0,08150	0,05123	0,025614	0,01397

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источники №0011-0012 Резервуары РВС на 2025г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;				
Количество РВС				n	2	шт.;				
Высота				h	13,2	м;				
Диаметр				d	0,15	м;				
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	334934	т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;				
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)					(5.1.8)	80,13				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_q^{max}}{10^4}$					(5.2.1)	0,156	г/с			
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_p^{max} + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$					(5.2.2)	23,29	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);					K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;						45				
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						63				
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м ³ /час						6,715				
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);						1,00				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,35				
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,836				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						334934				
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
Gj, т/г		16,87	6,241			0,08151	0,05123	0,02562		0,01397
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.									
Исходные данные:									
Местонахождение оборудования									
Производительность						м ³ /час			
Количество				1		шт.			
Время работы				8760		ч/г			
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098					
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}				72,26		доли/ед.			
углеводород C ₆ -C ₁₀ , c _{ji}				26,8		доли/ед.			
бензол, c _{ji}				0,35		доли/ед.			
толуол, c _{ji}				0,22		доли/ед.			
ксилол, c _{ji}				0,11		доли/ед.			
сероводород, c _{ji}				0,06		доли/ед.			
Фланцы, шт; n _j				17		шт.			
ЗРА, шт; n _j				8		шт.			
Салник, шт; n _j				8		шт.			
Расчеты:									
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$									
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. 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 – 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}				0,000396	кг/час				
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час				
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час				
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед				
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед				
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед				
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с				
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с				
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с				
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г		
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-од
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004	0,0002	0,0001
т/с				17,1182	6,33156	0,08269	0,05198	0,025988	0,01418

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0011-0012 Резервуары РВС на 2026г									
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.									
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;			
Количество РВС				n	2	шт.;			
Высота				h	13,2	м;			
Диаметр				d	0,15	м;			
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	362632	т/г;			
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;			
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;			
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;									
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;									
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)					(5.1.8)	86,75			
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:									
максимальные выбросы									
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_q^{max}}{10^4}$					(5.2.1)	0,156	г/с		
годовые выбросы									
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$					(5.2.2)	25,21	т/г		
где:									
K _t ^{min} , K _t ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);				K _t ^{min} = 0,26	K _t ^{max} = 0,56				
K _p ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);				K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;						45			
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						63			
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его заправки, м ³ /час						6,715			
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);						1,00			
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,35			
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,836			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						362632			
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода									
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические			
Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	Всего	бензол		толуол	кислол	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть									
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000	0,000
Gi, т/г		18,27	6,757			0,08825	0,05547	0,02774	0,01513
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.									

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.							
Исходные данные:							
Местонахождение оборудования							
Производительность						м ³ /час	
Количество				1		шт.	
Время работы				8760		ч/г	
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}				72,26		доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}				26,8		доли/ед.	
бензол, с _{ji}				0,35		доли/ед.	
толуол, с _{ji}				0,22		доли/ед.	
ксилол, с _{ji}				0,11		доли/ед.	
сероводород, с _{ji}				0,06		доли/ед.	
Фланцы, шт, n _j				17		шт.	
ЗРА, шт, n _j				8		шт.	
Салник, шт, n _j				8		шт.	
Расчеты:							
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$							
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. 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);							
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}				0,000396	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час		
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час		
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.		
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с		
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г
Выбросы вредных веществ от РВСа.							
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004
т/с				18,5137	6,84770	0,08943	0,05621
							0,028106
							0,01533

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0011-0012 Резервуары РВС на 2027г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;				
Количество РВС				n	2	шт.;				
Высота				h	13,2	м;				
Диаметр				d	0,15	м;				
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	394684	т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;				
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)					(5.1.8)	94,42				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_q^{max}}{10^4}$					(5.2.1)	0,156	г/с			
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_p^{max} + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$					(5.2.2)	27,44	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);					K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;						45				
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						63				
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его заправки, м ³ /час						6,715				
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);						1,00				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,35				
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,836				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						394684				
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
Gj, т/г		19,89	7,355			0,09605	0,06037	0,03019		0,01647
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.							
Исходные данные:							
Местонахождение оборудования							
Производительность						м ³ /час	
Количество				1		шт.	
Время работы				8760		ч/г	
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г				72,26		доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с/г				26,8		доли/ед.	
бензол, с/г				0,35		доли/ед.	
толуол, с/г				0,22		доли/ед.	
ксилол, с/г				0,11		доли/ед.	
сероводород, с/г				0,06		доли/ед.	
Фланцы, шт, п/г				17		шт.	
ЗРА, шт, п/г				8		шт.	
Сальник, шт, п/г				8		шт.	
Расчеты:							
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$							
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. 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 – 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}				0,000396	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час		
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час		
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.		
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с		
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г
Выбросы вредных веществ от РВСа.							
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004
т/с				20,1285	7,44497	0,09723	0,06112
							0,030558
							0,01667

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источники №0011-0012 Резервуары РВС на 2028г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;				
Количество РВС				n	2	шт.;				
Высота				h	13,2	м;				
Диаметр				d	0,15	м;				
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	428819	т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;				
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)					(5.1.8)	102,59				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_q^{max}}{10^4}$					(5.2.1)	0,156	г/с			
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_p^{max} + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$					(5.2.2)	29,82	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);					K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;						45				
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						63				
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его заправки, м ³ /час						6,715				
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);						1,00				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,35				
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,836				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						428819				
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
Gj, т/г		21,61	7,991			0,10436	0,06560	0,03280		0,01789
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.									
Исходные данные:									
Местонахождение оборудования									
Производительность						м ³ /час			
Количество				1		шт.			
Время работы				8760		ч/г			
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098					
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г				72,26		доли/ед.			
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с/г				26,8		доли/ед.			
бензол, с/г				0,35		доли/ед.			
толуол, с/г				0,22		доли/ед.			
ксилол, с/г				0,11		доли/ед.			
сероводород, с/г				0,06		доли/ед.			
Фланцы, шт; n _j				17		шт.			
ЗРА, шт; n _j				8		шт.			
Сальник, шт; n _j				8		шт.			
Расчеты:									
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$									
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. 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 – 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}				0,000396	кг/час				
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час				
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час				
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.				
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с				
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с				
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с				
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г		
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-од
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004	0,0002	0,0001
т/с				21,8483	8,08106	0,10554	0,06634	0,033169	0,01809

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0011-0012 Резервуары РВС на 2029г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;				
Количество РВС				n	2	шт.;				
Высота				h	13,2	м;				
Диаметр				d	0,15	м;				
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	458867	т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;				
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)					(5.1.8)	109,78				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_q^{\max}}{10^4}$					(5.2.1)	0,156	г/с			
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_p^{\max} + K_t^{\min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$					(5.2.2)	31,91	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);					K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;						45				
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						63				
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его заправки, м ³ /час						6,715				
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);						1,00				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,35				
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,836				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						458867				
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
Gв, т/г		23,12	8,551			0,11167	0,07019	0,03510		0,01914
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.							
Исходные данные:							
Местонахождение оборудования							
Производительность						м ³ /час	
Количество				1		шт.	
Время работы				8760		ч/г	
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , сji				72,26		доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , сji				26,8		доли/ед.	
бензол, сji				0,35		доли/ед.	
толуол, сji				0,22		доли/ед.	
ксилол, сji				0,11		доли/ед.	
сероводород, сji				0,06		доли/ед.	
Фланцы, шт, nj				17		шт.	
ЗРА, шт, nj				8		шт.	
Салник, шт, nj				8		шт.	
Расчеты:							
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$							
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. при-ие 1);							
nj – 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);							
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 _{nyj}				0,000396	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час		
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час		
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.		
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с		
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г
Выбросы вредных веществ от РВСа.							
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004
т/с				23,3622	8,64098	0,11285	0,07093
							0,035467
							0,0002
							0,0001
							0,01935

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0011-0012 Резервуары РВС на 2030г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;				
Количество РВС				n	2	шт.;				
Высота				h	13,2	м;				
Диаметр				d	0,15	м;				
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	485399	т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;				
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)					(5.1.8)	116,12				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_q^{\max}}{10^4}$					(5.2.1)	0,156	г/с			
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$					(5.2.2)	33,75	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);					K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;						45				
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						63				
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его заправки, м ³ /час						6,715				
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);						1,00				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,35				
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,836				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						485399				
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
Gj, т/г		24,46	9,045			0,11813	0,07425	0,03713		0,02025
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.									
Исходные данные:									
Местонахождение оборудования									
Производительность						м ³ /час			
Количество				1		шт.			
Время работы				8760		ч/г			
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098					
углеводород C1-C5, сji				72,26		доли/ед.			
углеводород C6-C10, сji				26,8		доли/ед.			
бензол, сji				0,35		доли/ед.			
толуол, сji				0,22		доли/ед.			
ксилол, сji				0,11		доли/ед.			
сероводород, сji				0,06		доли/ед.			
Фланцы, шт; nj				17		шт.			
ЗРА, шт; nj				8		шт.			
Салник, шт; nj				8		шт.			
Расчеты:									
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$									
Yny 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.;									
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 – 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				0,000396	кг/час				
утечки от ЗРА, gnyj				0,012996	кг/час				
утечки от СУ, gnyj				0,000396	кг/час				
доля утечки ФС, xnyj				0,05	доли/ед				
доля утечки ЗРА, xnyj				0,365	доли/ед				
доля утечки СУ, xnyj				0,05	доли/ед				
суммарная утечка от ФС, Yny j				0,0001	г/с				
суммарная утечка от ЗРА, Yny j				0,0105	г/с				
суммарная утечка от СУ, Yny j				0,000044	г/с				
валовые выбросы, YnyC1-C5				0,0077	г/с	0,24330	т/г		
валовые выбросы, YnyC6-C10				0,00286	г/с	0,09024	т/г		
валовые выбросы, Ynyбензол				0,000037	г/с	0,00118	т/г		
валовые выбросы, Ynyтолуол				0,000023	г/с	0,00074	т/г		
валовые выбросы, Ynyксилол				0,0000117	г/с	0,00037	т/г		
валовые выбросы, YnyH2S				0,0000064	г/с	0,00020	т/г		
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти				C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол	серов-од
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004	0,0002	0,0001
т/с				24,6989	9,13538	0,11931	0,07499	0,037496	0,02045

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0011-0012 Резервуары РВС на 2031г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;				
Количество РВС				n	2	шт.;				
Высота				h	13,2	м;				
Диаметр				d	0,15	м;				
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	502753	т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;				
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)										
					(5.1.8)	120,28				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_q^{\max}}{10^4}$										
					(5.2.1)	0,156	г/с			
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_p^{\max} + K_t^{\min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$										
					(5.2.2)	34,96	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);										
					K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;										
						45				
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);										
						63				
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м ³ /час										
						6,715				
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);										
						1,00				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);										
						1,35				
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;										
						0,836				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;										
						502753				
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
Gj, т/г		25,33	9,369			0,12235	0,07691	0,03845		0,02097
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.									
Исходные данные:									
Местонахождение оборудования									
Производительность						м ³ /час			
Количество				1		шт.			
Время работы				8760		ч/г			
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098					
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г				72,26		доли/ед.			
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с/г				26,8		доли/ед.			
бензол, с/г				0,35		доли/ед.			
толуол, с/г				0,22		доли/ед.			
ксилол, с/г				0,11		доли/ед.			
сероводород, с/г				0,06		доли/ед.			
Фланцы, шт; n _j				17		шт.			
ЗРА, шт; n _j				8		шт.			
Сальник, шт; n _j				8		шт.			
Расчеты:									
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$									
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. 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 – 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}				0,000396	кг/час				
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час				
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час				
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.				
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с				
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с				
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с				
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г		
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-од
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004	0,0002	0,0001
т/с				25,5733	9,45877	0,12353	0,07765	0,038823	0,02118

ПРИЛОЖЕНИЯ

Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара					Vp	5000	м ³ ;			
Количество РВС					n	2	шт.;			
Высота					h	13,2	м;			
Диаметр					d	0,15	м;			
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года					B	524248	т/г;			
Плотность нефти равна					ρж	0,836	т/м ³ ;			
Температура начала кипения смеси						155	С ⁰ ;			
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)						(5.1.8)	125,42			
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_q^{\max}}{10^4}$										
								(5.2.1)	0,156	г/с
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$								(5.2.2)	36,45	т/г
где:										
K _t ^{min} , K _t ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);					K _t ^{min} = 0,26	K _t ^{max} = 0,56				
K _p ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);					K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
Р ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С;						45				
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						63				
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его заправки, м ³ /час						6,715				
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);						1,00				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,35				
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,836				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						524248				
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола, ксилола ¹ и сероводорода были взяты с компонентного состава нефти (Сi мас %).										
Максимально-разовый выброс: M = Сi * M / 100, г/с								(5.2.4)		
Среднегодовые выбросы: G = Сi * G / 100, т/г								(5.2.5)		
Идентификация состава выбросов										
Определяемый параметр		Углеводороды								
		предельные			непредельные (по амиденам)	ароматические				серов-од
Всего	C1-C5	C6-C10	Всего	бензол		толуол	кислот	этилб-ол		
Сi мас %		99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11	0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с			0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000	0,000
Gi, т/г			26,41	9,769			0,12758	0,08019	0,04010	0,02187
РПД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.									
Исходные данные:									
Местонахождение оборудования									
Производительность						м ³ /час			
Количество				1		шт.			
Время работы				8760		ч/г			
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098					
углеводород C1-C5, с/г				72,26		доли/ед.			
углеводород C6-C10, с/г				26,8		доли/ед.			
бензол, с/г				0,35		доли/ед.			
толуол, с/г				0,22		доли/ед.			
ксилол, с/г				0,11		доли/ед.			
сероводород, с/г				0,06		доли/ед.			
Фланцы, шт; n _j				17		шт.			
ЗРА, шт; n _j				8		шт.			
Сальник, шт; n _j				8		шт.			
Расчеты:									
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$									
Y _{ny 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 _{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 – 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}				0,000396	кг/час				
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час				
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час				
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.				
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
суммарная утечка от ФС, Y _{ny j}				0,0001	г/с				
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ny j}				0,0105	г/с				
суммарная утечка от СУ, Y _{ny j}				0,000044	г/с				
валовые выбросы, Y _{nyC1-C5}				0,0077	г/с	0,24330	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyC6-C10}				0,00286	г/с	0,09024	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyH2S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г		
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти				C 1-C 5	C 6-C 10	бензол	толуол	кислот	серов-од
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004	0,0002	0,0001
т/с				26,6563	9,85931	0,12876	0,08093	0,040467	0,02207

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0011-0012 Резервуары РВС на 2033г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;				
Количество РВС				n	2	шт.;				
Высота				h	13,2	м;				
Диаметр				d	0,15	м;				
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	539422	т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;				
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)										
					(5.1.8)		129,05			
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_q^{max}}{10^4}$										
					(5.2.1)		0,156	г/с		
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_p^{max} + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$										
					(5.2.2)		37,51	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);										
					K _p ^{cp} = 0,63		K _p ^{max} = 0,90			
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;										
							45			
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);										
							63			
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его заправки, м ³ /час										
							6,715			
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);										
							1,00			
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);										
							1,35			
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;										
							0,836			
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;										
							539422			
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
G _i , т/г		27,18	10,052			0,13127	0,08252	0,04126		0,02250
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.									
Исходные данные:									
Местонахождение оборудования									
Производительность						м ³ /час			
Количество				1		шт.			
Время работы				8760		ч/г			
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098					
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г				72,26		доли/ед.			
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с/г				26,8		доли/ед.			
бензол, с/г				0,35		доли/ед.			
толуол, с/г				0,22		доли/ед.			
ксилол, с/г				0,11		доли/ед.			
сероводород, с/г				0,06		доли/ед.			
Фланцы, шт; n _j				17		шт.			
ЗРА, шт; n _j				8		шт.			
Сальник, шт; n _j				8		шт.			
Расчеты:									
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$									
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. 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 – 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}				0,000396	кг/час				
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час				
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час				
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.				
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.				
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с				
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с				
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с				
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г		
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г		
Выбросы вредных веществ от РВСа.									
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол	ксилол	серов-од
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004	0,0002	0,0001
т/с				27,4208	10,14208	0,13245	0,08326	0,041628	0,02271

ПРИЛОЖЕНИЯ

Источник №0011-0012 Резервуары РВС на 2034г										
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.										
Общий объем резервуара				Vp	5000	м ³ ;				
Количество РВС				n	2	шт.;				
Высота				h	13,2	м;				
Диаметр				d	0,15	м;				
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года				B	554236	т/г;				
Плотность нефти равна				ρж	0,836	т/м ³ ;				
Температура начала кипения смеси					155	С ⁰ ;				
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;										
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;										
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (ρж * V)					(5.1.8)	132,59				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:										
максимальные выбросы										
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_q^{\max}}{10^4}$					(5.2.1)	0,156	г/с			
годовые выбросы										
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_p^{\max} + K_t^{\min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$					(5.2.2)	38,54	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 ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);					K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90				
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;						45				
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);						63				
V _q ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м ³ /час						6,715				
K _а - опытный коэффициент (приложение 9);						1,00				
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);						1,35				
ρж - плотность жидкости, т/м ³ ;						0,836				
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;						554236				
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода										
были взяты с компонентного состава нефти (Сi 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			непредельные (по амилаenam)	ароматические					серов-од
	Всего	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Всего	бензол	толуол	кислот	этилб-ол	
Ci мас %	99,26	72,46	26,8		0,68	0,35	0,22	0,11		0,06
Сырая нефть										
Mi, г/с		0,11	0,04			0,0005	0,000	0,000		0,000
Gj, т/г		27,92	10,328			0,13488	0,08478	0,04239		0,02312
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.										

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.							
Исходные данные:							
Местонахождение оборудования							
Производительность						м ³ /час	
Количество				1		шт.	
Время работы				8760		ч/г	
Коэффициент использование оборуд.				0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , с/л				72,26		доли/ед.	
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с/л				26,8		доли/ед.	
бензол, с/л				0,35		доли/ед.	
толуол, с/л				0,22		доли/ед.	
ксилол, с/л				0,11		доли/ед.	
сероводород, с/л				0,06		доли/ед.	
Фланцы, шт, п/л				17		шт.	
ЗРА, шт, п/л				8		шт.	
Сальник, шт, п/л				8		шт.	
Расчеты:							
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}$							
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. 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 – 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}				0,000396	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{nyj}				0,012996	кг/час		
утечки от СУ, g _{nyj}				0,000396	кг/час		
доля утечки ФС, x _{nyj}				0,05	доли/ед.		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}				0,365	доли/ед.		
доля утечки СУ, x _{nyj}				0,05	доли/ед.		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}				0,0001	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}				0,0105	г/с		
суммарная утечка от СУ, Y _{nyj}				0,000044	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}				0,0077	г/с	0,24330	т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}				0,00286	г/с	0,09024	т/г
валовые выбросы, Y _{nyбензол}				0,000037	г/с	0,00118	т/г
валовые выбросы, Y _{nyтолуол}				0,000023	г/с	0,00074	т/г
валовые выбросы, Y _{nyксилол}				0,0000117	г/с	0,00037	т/г
валовые выбросы, Y _{nyH₂S}				0,0000064	г/с	0,00020	т/г
Выбросы вредных веществ от РВСа.							
Состав нефти				C₁-C₅	C₆-C₁₀	бензол	толуол
г/с				0,1210	0,0448	0,0006	0,0004
т/г				28,1672	10,41813	0,13606	0,08552
							0,042761
							0,02332

Источник №6023-6024, Насосная установка							
С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 2 насос типа «ЦНСАн 60/66 ». 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:							
$M_{max} = \frac{Q}{3,6} \cdot T$, г/с							
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);							
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:							
$M_{год} = \frac{Q}{10} \cdot T$, т/г							
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T							
T = 8760 час;							
Максимальный выброс:							
МУВ= 0,05/3,6 г/с;						0,0139	г/с
Годовой выброс от 2 скважин:							
МУВ= 0,05*175,2/103 т/г;						0,8760	т/г

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

Источник 6026 Концевая сепарационная установка (КСУ)				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0370			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6			шт.
ЗРА, шт; n _j	3			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} – 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		
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0004	г/с		
валовые выбросы, Y_{нуC₁-C₅}	0,00001	г/с	0,00046	мг/г
валовые выбросы, Y_{нуSO₂}	0,000003	г/с	0,00010	мг/г
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	КСУ		1115	
V- объем аппарата, м ³	КСУ		25	
Кд - коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости (нефтепродукта) и редней температуры в аппарате (таб5.3)				
Средняя температура кипения жидкости (нефтепродукта), t _к			80	0С
Средняя температура в аппарате, t			40	0С
n - количество емкостей, шт			0	
Выбросы метана по КСУ				
Псек	0,1457	кг/ч	0,0404635	г/с
Пвал			1,2760582	мг/год

Источник 6026 Скважины на 2024г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	54			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с/г	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _ф	1080			шт.
ЗРА, шт; n _з	540			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} – 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 _ф – 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, 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}	0,0017280	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0692	г/с		
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0026234	г/с	0,0099957	т/г
сернистый ангидрид, с/г	0,0005601	г/с	0,0021342	т/г

Источник 6026 Скважины на 2025г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	57			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1140			шт.
ЗРА, шт; n _j	570			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
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}	0,000288	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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0018240	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0730	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0027691	г/с	0,0105510	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0005912	г/с	0,0022528	т/г

Источник 6026 Скважины на 2026г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	58			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1160			шт.
ЗРА, шт; n _j	580			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
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}	0,000288	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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0018560	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0743	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0028177	г/с	0,0107361	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0006016	г/с	0,0022923	т/г

Источник 6026 Скважины на 2027г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	60			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1200			шт.
ЗРА, шт; n _j	600			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
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}	0,000288	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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0019200	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0769	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0029149	г/с	0,0111063	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0006224	г/с	0,0023713	т/г

Источник 6026 Скважины на 2028г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	63			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1260			шт.
ЗРА, шт; n _j	630			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
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}	0,000288	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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0020160	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0807	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0030606	г/с	0,0116616	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0006535	г/с	0,0024899	т/г

Источник 6026 Скважины на 2029г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	66			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1320			шт.
ЗРА, шт; n _j	660			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} – 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		
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0021120	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0845	г/с		
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0032063	г/с	0,0122169	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0006846	г/с	0,0026085	т/г

Источник 6026 Скважины на 2030г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	68			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1360			шт.
ЗРА, шт; n _j	680			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0021760	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0871	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,00330	г/с	0,01259	т/г
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,00071	г/с	0,00269	т/г

Источник 6026 Скважины на 2031 г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	71			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1420			шт.
ЗРА, шт; n _j	710			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
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}	0,000288	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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0022720	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0910	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0034493	г/с	0,0131425	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0007365	г/с	0,0028061	т/г

Источник 6026 Скважины на 2032г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	74			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1480			шт.
ЗРА, шт; n _j	740			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
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}	0,000288	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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0023680	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0948	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0035950	г/с	0,0136978	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0007676	г/с	0,0029247	т/г

Источник 6026 Скважины на 2033г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	75			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1500			шт.
ЗРА, шт; n _j	750			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
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}	0,000288	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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0024000	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0961	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,00364	г/с	0,01388	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,00078	г/с	0,00296	т/г

Источник 6026 Скважины на 2034г				
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	78			шт.
Время работы	1058,4			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,2625			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0079			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	1560			шт.
ЗРА, шт; n _j	780			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – 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);				
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}	0,000288	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		
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0024960	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0999	г/с		
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0037893	г/с	0,0144382	т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0008091	г/с	0,0030828	т/г

Приложение №2 – План-график

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
При бурении 1 вертикальной скважины							
0001	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ квартал	2.0715 2.69295 0.34524999999 0.6905 1.72625 0.08286 0.08286 0.8286		Сторонняя организация на договорной основе	0004
0002	при бурении	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			

1	2	3	5	6	7	8	9
0004	при испытании	Акриальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0052 0.052 1.665 2.1645 0.2774999999 0.555 1.3875 0.0666 0.0666 0.666			
6001	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	1 раз/кварт	0.01285		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.29844			
6003	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.000631			
6004	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.1083			

1	2	3	5	6	7	8	9
6005	при бурении	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	при бурении	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.00273 0.00029 0.00007			
6007	при испытании	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	при испытании	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000013 0.000227			
6009	при испытании	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
<p style="text-align: center;">ПРИМЕЧАНИЕ:</p> <p>Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом. 0004 - Инструментальным методом.</p>							

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
при бурении гориз.скв. ГС-1							
0001	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ месяц	3.14583333333		Сторонняя организация на договорной основе	0004
				4.08958333333			
				0.52430555556			
				1.04861111111			
				2.62152777778			
				0.12583333333			
				0.12583333333			
				1.25833333333			
0002	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.13		
					0.169		
					0.02166666667		
					0.04333333333		
					0.10833333333		
					0.0052		

1	2	3	5	6	7	8	9
0004	при испытании	Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0052 0.052 3.14583333333 4.08958333333 0.52430555556 1.04861111111 2.62152777778 0.12583333333 0.12583333333 1.25833333333			
6001	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	1 раз/кварт	0.01835		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.29844			
6003	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.000631			
6004	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.1083			
6005	при бурении	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000018			

1	2	3	5	6	7	8	9
6006	при бурении	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.0065 0.0039 0.00041 0.0001			
6007	при испытании	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	при испытании	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00001 0.00023			
6009	при испытании	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
<p>ПРИМЕЧАНИЕ:</p> <p>Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом. 0004 - Инструментальным методом.</p>							

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
при бурении гориз.скв. ГС-13							
0001	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	3.14583333333		Сторонняя организация на договорной основе	0003
				4.08958333333			
				0.52430555556			
				1.04861111111			
				2.62152777778			
				0.12583333333			
				0.12583333333			
				1.25833333333			
0002	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.13		
					0.169		
				0.02166666667			
				0.04333333333			
				0.10833333333			
				0.0052			

1	2	3	5	6	7	8	9
0004	при испытании	Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0052 0.052 3.14583333333 4.08958333333 0.52430555556 1.04861111111 2.62152777778 0.12583333333 0.12583333333 1.25833333333			
6001	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	1 раз/ кварт	0.01835		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.29844			
6003	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.000631			
6004	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.1083			
6005	при бурении	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000018			

1	2	3	5	6	7	8	9
6006	при бурении	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.0065 0.0039 0.00041 0.0001			
6007	при испытании	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	при испытании	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.000013 0.000227			
6009	при испытании	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
<p style="text-align: center;">ПРИМЕЧАНИЕ:</p> <p>Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом.</p>							

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
при бурении накл-напр. КУСТ-1 ZJ-50							
0001	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	2.0715 2.69295 0.34524999999 0.6905 1.72625 0.08286 0.08286 0.8286		Сторонняя организация на договорной основе	0003
0002	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.13 0.169 0.02166666667 0.04333333333 0.10833333333 0.0052			

1	2	3	5	6	7	8	9
0004	при испытании	Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0052 0.052 1.665 2.1645 0.27749999999 0.555 1.3875 0.0666 0.0666 0.666			
6001	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	1 раз/кварт	0.01285		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.29844			
6003	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.000631			
6004	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.1083			
6005	при бурении	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000018			

1	2	3	5	6	7	8	9
6006	при бурении	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.0065 0.00273 0.00029 0.00007			
6007	при испытании	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	при испытании	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000005 0.000365			
6009	при испытании	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
<p style="text-align: center;">ПРИМЕЧАНИЕ:</p> <p>Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом.</p>							

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
при бурении накл-напр. КУСТ-2							
0001	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	2.0715 2.69295 0.34524999999 0.6905 1.72625 0.08286 0.08286 0.8286		Сторонняя организация на договорной основе	0004
0002	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.13 0.169 0.02166666667 0.04333333333 0.10833333333 0.0052			

1	2	3	5	6	7	8	9
0004	при испытании	<p>Формальдегид (Метаналь) (609)</p> <p>Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)</p> <p>Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</p> <p>Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</p> <p>Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</p> <p>Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</p> <p>Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</p> <p>Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)</p> <p>Формальдегид (Метаналь) (609)</p> <p>Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)</p>		<p>0.0052</p> <p>0.052</p> <p>1.665</p> <p>2.1645</p> <p>0.2774999999</p> <p>0.555</p> <p>1.3875</p> <p>0.0666</p> <p>0.0666</p> <p>0.666</p>			
6001	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>	1 раз/ кварт	0.01285		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.29844			
6003	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.000631			
6004	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.1083			
6005	при бурении	<p>Сероводород (Дигидросульфид) (518)</p>		0.000018			

1	2	3	5	6	7	8	9
6006	при бурении	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.0065 0.00273 0.00029 0.00007			
6007	при испытании	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	при испытании	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000007 0.000486			
6009	при испытании	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
<p>ПРИМЕЧАНИЕ:</p> <p>Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом. 0004 - Инструментальным методом.</p>							

1	2	3	5	6	7	8	9
0001	при бурении	<p>Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</p> <p>Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</p> <p>Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</p> <p>Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</p> <p>Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</p> <p>Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)</p> <p>Формальдегид (Метаналь) (609)</p> <p>Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)</p>	1 раз/ кварт	<p>2.0715</p> <p>2.69295</p> <p>0.34524999999</p> <p>0.6905</p> <p>1.72625</p> <p>0.08286</p> <p>0.08286</p> <p>0.8286</p>		Сторонняя организация на договорной основе	0004
0002	при бурении	<p>Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</p> <p>Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</p> <p>Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</p> <p>Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</p> <p>Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</p> <p>Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)</p>		<p>0.13</p> <p>0.169</p> <p>0.02166666667</p> <p>0.04333333333</p> <p>0.10833333333</p> <p>0.0052</p>			

1	2	3	5	6	7	8	9
0004	при испытании	Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0052 0.052 1.665 2.1645 0.27749999999 0.555 1.3875 0.0666 0.0666 0.666			
6001	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	1 раз/кварт	0.01285		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.29844			
6003	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.000631			
6004	при СМР	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0.1083			
6005	при бурении	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000018			

1	2	3	5	6	7	8	9
6006	при бурении	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.0065 0.00273 0.00029 0.00007			
6007	при испытании	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	при испытании	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000007 0.000486			
6009	при испытании	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
<p>ПРИМЕЧАНИЕ:</p> <p>Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом. 0004 - Инструментальным методом.</p>							

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
при бурении накл-напр. КУСТ-3							
0001	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	2.0715 2.69295 0.34524999999 0.6905 1.72625 0.08286 0.08286 0.8286		Сторонняя организация на договорной основе	0004
0002	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.13 0.169 0.02166666667 0.04333333333 0.10833333333 0.0052			

1	2	3	5	6	7	8	9
0004	при испытании	<p>Формальдегид (Метаналь) (609)</p> <p>Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)</p> <p>Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</p> <p>Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</p> <p>Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</p> <p>Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</p> <p>Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</p> <p>Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)</p> <p>Формальдегид (Метаналь) (609)</p> <p>Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)</p>		<p>0.0052</p> <p>0.052</p> <p>1.665</p> <p>2.1645</p> <p>0.2774999999</p> <p>0.555</p> <p>1.3875</p> <p>0.0666</p> <p>0.0666</p> <p>0.666</p>			
6001	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>	1 раз/ кварт	0.01285		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.29844			
6003	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.000631			
6004	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.1083			
6005	при бурении	<p>Сероводород (Дигидросульфид) (518)</p>		0.000018			

1	2	3	5	6	7	8	9
6006	при бурении	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.0065 0.00273 0.00029 0.00007			
6007	при испытании	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	при испытании	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000007 0.000486			
6009	при испытании	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
<p>ПРИМЕЧАНИЕ:</p> <p>Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом. 0004 - Инструментальным методом.</p>							

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
при бурении накл-напр. КУСТ-4							
0001	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	2.0715 2.69295 0.34524999999 0.6905 1.72625 0.08286 0.08286 0.8286		Сторонняя организация на договорной основе	0004
0002	при бурении	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.13 0.169 0.02166666667 0.04333333333 0.10833333333 0.0052			

1	2	3	5	6	7	8	9
0004	при испытании	<p>Формальдегид (Метаналь) (609)</p> <p>Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)</p> <p>Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</p> <p>Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</p> <p>Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</p> <p>Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</p> <p>Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</p> <p>Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)</p> <p>Формальдегид (Метаналь) (609)</p> <p>Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)</p>		<p>0.0052</p> <p>0.052</p> <p>1.665</p> <p>2.1645</p> <p>0.2774999999</p> <p>0.555</p> <p>1.3875</p> <p>0.0666</p> <p>0.0666</p> <p>0.666</p>			
6001	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>	1 раз/ кварт	0.01285		Сторонняя организация на договорной основе	0003
6002	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.29844			
6003	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.000631			
6004	при СМР	<p>Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)</p>		0.1083			
6005	при бурении	<p>Сероводород (Дигидросульфид) (518)</p>		0.000018			

1	2	3	5	6	7	8	9
6006	при бурении	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.0065 0.00273 0.00029 0.00007			
6007	при испытании	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	при испытании	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0000007 0.000486			
6009	при испытании	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
<p>ПРИМЕЧАНИЕ:</p> <p>Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом. 0004 - Инструментальным методом.</p>							

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
при ликвидации							
0004	подготовка площадки	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0.31083333333 0.40408333333 0.05180555556 0.10361111111 0.25902777778 0.01243333333 0.01243333333 0.12433333333		Сторонняя организация на договорной основе	0003
0007	подготовка площадки	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0.13 0.169 0.02166666667 0.04333333333 0.10833333333 0.0052		

1	2	3	5	6	7	8	9
6010	подготовка площадки	Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0052 0.052 0.0000317 0.0112927			
6011	подготовка площадки	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0.00248 0.00026			
6012	подготовка площадки	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) 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)		0.00006 0.0046557			
6013	подготовка площадки	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.089	188879.457		
6014	подготовка площадки	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00025	530.560272		
6015	подготовка площадки	Пыль неорганическая, содержащая		0.0078			

1	2	3	5	6	7	8	9
6016	подготовка площадки	двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) 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)		0.0078	16553.4805		
ПРИМЕЧАНИЕ:							
Методики проведения контроля: 0003 - Расчетным методом.							

П л а н - г р а ф и к
контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов
на существующее положение

Актюбинская обл, ДПР м. Кожасай при экспл_2034г_3 вар

N источ- ника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив допустимых выбросов		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведе- ния контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	5	6	7	8	9
0004	мест. Кожасай	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00056	6.00178982	Сторонняя организация	0004
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00009	0.96457336		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.002	21.4349636		
0006	мест. Кожасай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000999	3.39733749		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.033553	114.10497		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.000047	0.1598347		
0007	мест. Кожасай	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)		0.000001	0.00340074		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.00037	1.25827315		
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.00006	0.20404429		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.0013	4.4209597		
0011	мест. Кожасай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0001	31.8309142		
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.121	38515.4062		
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.0448	14260.2496		
		Бензол (64)		0.0006	190.985485		
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.0004	127.323657		
0019	мест. Кожасай	Метилбензол (349)		0.0002	63.6618284		
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.002412	0.01164687		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.001608	0.00776458		

1	2	3	5	6	7	8	9
6010	мест. Кожасай	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.019796	0.09558932		
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.000017	0.00008209		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.016082	0.07765546		
		Метан (727*)		0.000402	0.00194114		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00055			
6016	мест. Кожасай	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00257			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00027			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00129			
6019	мест. Кожасай	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00001556			
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0007147			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.02407			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.00183			
6022	мест. Кожасай	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.06145			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0139			
6023	мест. Кожасай	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0000052			
6025	мест. Кожасай	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.00628			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.00233			
		Бензол (64)		0.00003			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.0000096			
		Метилбензол (349)		0.000019			
6026	мест. Кожасай	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0.000003			

1	2	3	5	6	7	8	9
6027	мест. Кожасай	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0404635			
		Метан (727*)		0.00001			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0004979			
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0023319			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					
ПРИМЕЧАНИЕ:							
Методики проведения контроля: 0004 - Инструментальным методом.							

Приложение №3 – Данные РГП «Казгидромет»

КАЗАХСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИГИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
«Казгидромет» шаруашылық жүргізу
құқығындағы Республикалық мемлекеттік
кәсіпорынының Ақтөбе облысы
бойынша филиалы



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Филиал Республиканского государственного
предприятия на праве хозяйственного
ведения «Казгидромет» по Актобинской
области

030003, Ақтөбе қаласы, Авиагородок, 14 «В»
tel./факс: 8(7132)22-83-58, 22-54-28

исх № 31-01-187/45 от «09» 04 2024г.

Заместителю директора
филиала по производству
ТОО «КМГ Инжиниринг»
А.Г.Габдуллину

На Ваш исх. № 2105/495 от 28.03.2024г.:

Филиал РГП «Казгидромет» по Актобинской области направляет Вам климатические характеристики, роза ветров за 2023г. по Айтекебийскому, Алгинскому, Байганинскому, Иргизскому, Каргалинскому, Мартукскому, Мугалжарскому, Темирскому, Уилскому, Кобдинскому, Хромтаускому, Шалкарскому районам.

По наблюдениям метеостанции Караулкеловы:

- 1.Средняя минимальная температура воздуха (наиболее холодного) является январь месяц -12,7° С
- 2.Средняя максимальная температура воздуха (наиболее жаркого) является июль месяц 32,4° С
- 3.Среднегодовая температура воздуха составляет 9,6° С
- 4.Среднегодовая скорость ветра за год составляет 3,9м/с
- 5.Количество выпавших осадков 316,4 мм

«КМГ Инжиниринг» ЖШС
(КМГИ)
Кіріс/Вход №431 от
09.04.2024
Кол. листов: 32

6. Среднемесячная скорость ветра

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
3,1 м/с	4,2 м/с	4,1 м/с	4,0 м/с	4,2 м/с	3,7 м/с	3,1 м/с	3,5 м/с	2,2 м/с	4,1 м/с

ноябрь	декабрь
5,0 м/с	5,0 м/с

7. Среднемесячная температура воздуха

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
-9,2° C	-8,4° C	5,2° C	12,6° C	19,2° C	23,6° C	26,1° C	24,2° C	16,3° C	8,3° C

ноябрь	декабрь
3,6° C	-5,2° C

По наблюдениям метеостанции Иргиз:

1. Средняя минимальная температура воздуха (наиболее холодного) является январь месяц -9,5° C
2. Средняя максимальная температура воздуха (наиболее жаркого) является июль месяц 35,5° C
3. Среднегодовая температура воздуха составляет 8,5° C
4. Среднегодовая скорость ветра за год составляет 3,6 м/с
5. Количество выпавших осадков 196,1 мм

6. Среднемесячная скорость ветра

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
3,5 м/с	3,7 м/с	3,5 м/с	4,0 м/с	3,5 м/с	3,4 м/с	3,6 м/с	3,5 м/с	3,0 м/с	3,7 м/с

ноябрь	декабрь
3,7 м/с	4,4 м/с

7. Среднемесячная температура воздуха

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
-12,5° C	-11,1° C	4,1° C	11,3° C	19,1° C	24,3° C	27,8° C	23,9° C	15,3° C	8,6° C

"КМГ Инжиниринг" ЖШС
(КМГИ)
Кіріс/Вход №431 от
09.04.2024
Кол. листов: 32

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ АҚТӨБЕ ОБЛЫСЫ БОЙынША ФИДИАЛЫ
ТАБИғИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІНІң
«ҚАЗГИДРОМЕТ» ШАҒАЛШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КАСПОРНЫЛЫҚ
Шығыс № 21-01-18/245
2024 ж. 08 04

Заместитель директора
филиала по производству
ТОО "КМН Пикапиринт"
Гайбуллин А.Г.

СПРАВКА

На Ваш иск. №2105-495 от 28.03.2024 года, предоставляем метеорологические сведения о максимальной и средней скорости ветра о повторяемости направлений ветра(%) и график "Розы ветров" за период 2023г. по Мугоджарскому району, Актюбинской области.

Данные предоставлены по метеостанции Муссонская:																				
Год	макс. скорость ветра	число случаев	средн. скорость ветра	С	Повторяемость направлений в процентах (П) и средняя скорости (С) по розбам															
					СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	С	П	С	П	С	П	С		
2023	28м/с	123	4,7м/с	2	1,7	2	1,7	35	5,5	15	4,4	6	2,3	19	4,0	10	3,8	11	3,2	

Директор филиала РГП "Казгидромет"
по Актюбинской области



А. Саймова

ист. Актюбинск.М.
тел. №713222-83-70
www.aktyubinsk.kz

Станция	Период	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Мугоджарская	2023г.	2	2	35	15	6	19	10	11



Приложение №4 – Заключение СЗЗ

Нысанның БҚЖ бойынша коды Код формы по ОКУД КҰЖЖ 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 Ақтөбе облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі Республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Актюбинской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"	

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

№ D.08.X.KZ89VBZ00034340

Дата: 11.05.2022 ж. (г.)

1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)

КОРРЕКТИРОВКА ПРОЕКТА ОБОСНОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ (ОКОНЧАТЕЛЬНОЙ) САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ ДЛЯ ТОО «КАЗАХОЙЛ АКТӨБЕ» месторождение Кожасай

(«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» 2020 жылғы 7 шілдегі Қазақстан Республикасы Кодекстың 20-бабы сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атуы) (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 03.05.2022 15:46:35 № KZ80RLS00075713

өтініш, ұйғарым, құлау бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күмі, нөмірі)
по обращению, предписанию, постановлению, плану и другие (договор, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) **Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахойл Актөбе", Актюбинская область, Мугалжарский район**

Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атуы, 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 УВС

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельности)

4. Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) **ТОО "Эко Сервис"**

5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) **Заявление: Проектная документация**

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) **Не требуется**

7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организаций если имеются) **Не требуется**

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)

Наименование объекта: ТОО «Казахойл Актөбе».

Юридический адрес: РК, Актюбинская область, г. Актөбе, пр. Алшн Молдагуловой, 46.

Нефтегазовое месторождение Кожасай в административном отношении расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области.

Севернее и северо-западнее от месторождения в радиусе 5 км находятся пески Кокшанде. Ближайшей железнодорожной станцией и городом является ст. Эмба, расположенная в 50 - 55 км северо-восточнее

Бұл құжат КР 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 құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасымен www.elicense.kz порталында тексеріле алады.
Данный документ от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ оформлен на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



месторождения. Восточнее в радиусе 5 км находится внутрипромысловая дорога 4 категории, в юго-восточном и южном направлении на расстоянии 2,0 км находится пустырь. В юго-восточном направлении в радиусе 5 км расположена р. Эмба. Ближайшим населенным пунктом является пос. Кожасай, расположенный в 2,8 км к западу от месторождения. Ранее земельные участки где расположено месторождение Кожасай, а также вышеуказанные близлежащие объекты не использовались для других целей.

Расстояние до областного центра г. Актобе - 250 км. Месторождения Кожасай расположено на расстоянии 50 км от месторождения Албекмола.

Функциональное использование территории в районе расположения предприятия вполне рационально, соответствует специфике предприятия и позволяет осуществлять поставленные производственные и технологические задачи на должном уровне.

Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха

Обустройство устьев скважин

Эксплуатационные скважины подключены к выкидным линиям, нефть со скважины поступает АЗГУ и далее на ППН.

АЗГУ 1 - 6

Замерная установка «ОЗНА - Импульс 40-1-750» - блочного исполнения, обеспечивает измерение количества нефти и газа, поступающих от каждой скважины. Сброс дренажа с замерной установки и с коллекторов промежуточного манифольда предусматривается в дренажную емкость $V=8$ м³. Оporожнение дренажной емкости производится по мере заполнения вакуумной откачкой в автоцистерну для транспортирования на существующий полигон производственных отходов (Эко Плюс). Сброс газа с дренажной емкости отводится на свечу рассеивания, высотой 3 м. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь дренажной емкости предусмотрен огневой предохранитель. С АЗГУ нефть поступает на ППН.

ППН

Нефтегазовая смесь от замерных установок поступает на существующий манифольд и далее по успокоительному коллектору Ду 200 поступает в нефтегазовый сепаратор первой ступени сепарации (V-1, марки НГС П-1,6-2000-1-И, объемом 25 м³). Давление сепарации задается регуляторами давления, установленными на газоотводящем трубопроводе. Уровень жидкости контролируется регуляторами уровней. Контроль температуры осуществляется местными приборами.

Успокоительный коллектор предназначен для предварительного расслоения газожидкостной смеси. Отделившийся от нефти газ от сепаратора V-1 направляется на факел высокого давления для сжигания. Давление газа регулируется регулятором давления.

Из сепаратора I ступени сепарации жидкость поступает в буферную емкость (II ступень сепарации) - V-2, марки 1-25-1,0-1, $V=25$ м³. В буферной емкости происходит отделение газа от нефти, отстой и накопление. Давление в буферной емкости контролируется регуляторами давления, уровень жидкости контролируется регулятором уровней. Контроль температуры осуществляется местными приборами. Образовавшаяся газовая смесь направляется на факел низкого давления для сжигания. Давление газа регулируется регулятором давления.

После 2-ой ступени сепарации нефть направляется на третью ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор V-3, марки НГС 1-1,6-2000-1-И, объемом 25 м³ (концевая сепарационная установка) для окончательного отделения газа от нефти при давлении 0,105 МПа (абс).

Для защиты аппаратов V-1, V-2 и V-3 от превышения давления на аппаратах устанавливаются предохранительные клапаны. Сброс газа с предохранительных клапанов этих аппаратов предусматривается на соответствующий факел (низкого или высокого давления) для последующего сжигания.

На газопроводах высокого и низкого давления устанавливаются конденсатосборники, предназначенные для сбора конденсата с газовой линии, и огнепреградители. Сброс жидкости из конденсатосборников осуществляется в индивидуальные передвижные емкости. Трубопроводы газа теплоизолируются. Розжиг факела - электрический с дистанционным управлением, осуществляется за счет подачи на запальную горелку топливного газа.

Для приема жидкостных сбросов с нефтегазосепаратора 1-ой ступени, буферной емкости (2-ая ступень), сепаратора 3-ей ступени, подогревателя нефти во время аварийных ситуаций и ремонта, а также планового дренажа предусмотрена подземная дренажная емкость ДЕ-1, марки ЕП-12,5-2000-1, $V=12,5$ м³.

Откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется передвижной техникой. Уровень жидкости контролируется датчиками уровней (верхнего) с подачей светового и звукового сигнала в помещение операторной. Газ отводится по газоуравнительной линии на вытяжную свечу.

Подготовленная нефть направляется в существующие резервуары отгрузки в нефтепровод «Кожасай - Албекмола» предназначен для транспортировки разгазированной нефти с УПН «Кожасай» до ППН м/р



Алшбекмола.

Резервуары предназначены для отгрузки нефти, поступающей со скважин месторождения Кожасай. Общий объем резервуаров отгрузки составляет 1200 м³.

Существующие резервуары отгрузки установлены на металлических опорах высотой 5,0 м. Уровень жидкости контролируется датчиками уровней (нижнего и верхнего) с подачей светового и звукового сигнала в помещение операторной. Так же осуществляется текущий контроль уровней резервуаров. Резервуары обвязаны трубопроводом газоравнительной системы. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь резервуара на трубопроводе газоравнительной системы предусмотрены огневые предохранители.

Остаточная нефть, продукты зачистки из резервуаров отгрузки поступают в дренажную емкость V=20 м³, откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется передвижной техникой. Уровень жидкости контролируется датчиками уровней (верхнего) с подачей светового и звукового сигнала в помещение операторной.

Газ отводится по газоравнительной линии на вытяжную свечу, которая устанавливается на высоту 10 м от уровня земли.

Установка кондиционирования топливного газа (УКПГ)

Топливный газ на УПГ Кожасай используется для питания газомоторных приводов компрессорной установки сырьевого газа, на установке огневой регенерации гликоля, в качестве продувочного газа факельной системы, и затворного - в ряде технологических аппаратов. Проектом принята идеология подготовки топливного газа для собственных нужд из части осушенного на УОГ газа. Для пуска УПГ после останова, когда на установке отсутствует топливный газ, предусмотрена схема «холодного пуска», включающая компрессорную установку с электроприводом, мощность которой позволяет при запуске обеспечить сырьевым газом установку кондиционирования топливного газа в количествах, достаточных для пуска одной нитки компрессии на входе. После ее запуска УКПГ выводится на проектную мощность, и вводятся в работу все газомоторные компрессоры сырьевого газа и УОГ, после чего система подготовки топливного газа переводится на питание осушенным газом от УОГ, а компрессор холодного пуска выводится из работы.

Амминовая очистка газа от сероводорода (УАО)

Часть сырьевого газа, прошедшего гликолевую осушку, направляется на установку абсорбционной амминовой очистки газа от сероводорода (УАО). Установка состоит из блока очистки/доочистки входящего газа, контактного аппарата для обработки сероводородсодержащего газа аммином и последующей очистки полученного малосернистого газа.

Кислая вода выводится из сепаратора газа на входе в систему дренажа кислой воды. Поток регулируется клапаном поддержания уровня (LCV).

От источников загрязнения атмосферы ТОО «КАЗАХОЙЛ АҚТОБЕ» выделяются загрязняющие вещества 31 наименований, образующие 8 групп суммарный вредного действия. Согласно расчетным данным, общее количество выбросов загрязняющих веществ по месторождению Кожасай определено в количестве: на существующее положение - 2579,16726488 т/год.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу м/р Кожасай:

Код	Наименование		ЭНК,	ПДК	ПДК	ОБУВ	Класс	Выброс	Выброс	
загр.	вещества	мг/м3	максим.	средне-	3	,мг/м	опас-	вещества	вещества	
веще-		разовая,	суточная,			ности	с учетом	с учетом		
ства		мг/м3	мг/м3			с очистки,	с очистки,			
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо						0.04	3	0.00002	0.00001
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода							0.01	0.0000006	0.0000004
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)						0.2	0.04	2	151.487022212
	140.4380736									
0302	Азотная кислота (5)		0.4	0.15			2	0.000008	0.000006	
0304	Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)				0.4	0.06	3	27.4270249	111.3258865	
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота,				0.2	0.1	2	0.00003	0.00002	
0322	Серная кислота (517)			0.3	0.1		2	0.00000003	0.00000002	
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)				0.15	0.05	3	123.4319322	41.421002	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,					0.5	0.05	3	3478.6180092	
	1132.041303									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)						0.008	2	4.576769536	
	2.874683841									
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,				5	3	4	1256.85092	1110.94328	
0410	Метан (727*)			50			100.3501852	10.09814344		
0415	Смесь углеводородов предельных							50	0.3048721	5.617461

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында қол қойылған. Электрондық құжат түпнұсқасымен www.elicense.kz порталында тексеріле алады. 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.



	C1-C5 (1502*)								
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		37.19588		3.77146703
0602	Бензол (64)	0.3	0.1	2	0.00142452	0.0267648			
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-)			0.2		3	0.00044726	0.00841148	
0621	Метилбензол (349)		0.6		3	0.0008943	0.0168234		
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)				0.0000001	1	0.000002433		
	0.0000615399								
1129	Триэтилглюколь			1	0.001	0.0085			
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)				0.05	0.01	2	0.024854167	0.5609714
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)					0.006	4	0.5065642	0.1167516
1716	Смесь природных меркаптанов /в				0.000005		3	0.0317182404	
	0.0006674901								
1880	Ди(2-гидроксиптил)амин				0.05		0.00774	0.0039	
2735	Масло минеральное нефтяное					0.05		0.03874618	1.20011614
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/			1			4	0.7621776	18.2911702
2902	Взвешенные частицы (116)			0.5	0.15		3	0.0854	0.3858
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,					0.04		0.0026	0.0072
3401	Ди(2-гидроксиптил)метиламин					0.05		0.00744	0.00879
	ВСЕГО:				5181.71368288		2579.1672649		

	Выбросы веществ на 2020 год		Выбросы веществ на 2021 год		Выброс веществ на 2022 год
	г/сек	т/год	г/сек	т/год	
Месторождение Кожасай	4814,82848907	2926,0308178	5151,958871	75	2743.16036238
	5181,71368287	2579,16726488			

Размер С33

[illegible]

Результаты проведенных инструментальных измерений годичного цикла природных исследований на ТОО «Казахойл Актөбе» в 2019-2021 гг. показали, что на границе санитарно-защитной зоны концентрации исследуемых загрязняющих веществ не превышают расчетные величины по установленным санитарным нормам. Представлены годовые природные исследования на границе СЗЗ.

В поэтапном производстве согласно рабочего проекта «Озеленение территории Компании ТОО «Казахойл Актобе» для создания защитно-рекреационных лесонасаждений зеленой зоны» предусматривается озеленение вокруг вахтовых поселков Алибекмола и Кожасай путем создания защитно-рекреационных лесонасаждений на 4-х земельных участках. Данные участки составляют общую площадь - 4,0 га.

Территории под проектируемый посев расположены в Мугалжарском районе Актюбинской области и распределены вблизи поселка Кожасай. Возле поселка Кожасай также подобраны 2 участка общей площадью 0,4 га (Участок № 3 - 0,2 га, Участок № 4 - 0,2 га).

Схема № 2 (Участок 3). Схема № 3 (Участок 4).

Посадка саженцев с комом земли. Высота саженцев 1,5 - 2,0 м. Главная порода - Ясень зеленый.

Заменитель главной породы: Вяз гладкий, Клен татарский, Клен ясенелстный. Схема смешения Яс-Яс-Яс. Ширина междурядий - 4,0 м, закраек - 2,0 м. Размещение в ряду: Ясень зеленый - 2,5м, Участок № 3: Ясень зеленый - 195 шт., Дополнение на 2-год после посадки в размере 25%: Ясень зеленый - 49 шт.

Площадь применения - 0,2 га. Посадка саженцев с комом земли. Высота саженцев 1,5 - 2,0 м. Главная порода - Ясень зеленый. Заменитель главной породы - Вяз гладкий, Клен ясенелистный, Сопутствующая порода - Клен татарский. Заменитель сопутствующей породы - Клен ясенелистный. Схема смешения Кл. Кл. - Яс. - Яс. - Яс. - Яс. - Кл. - Кл. Ширина междурядий - 4,0 м, закраек - 3,0 м. Размещение в ряду: Ясень зеленый - 2,5 м, Клен татарский - 2,5 м.

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 тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)

(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции, размеры, площади, вид грунта.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 желтоқсанындағы «Электрондық құжат және электронды сандық жәшік туралы заңның» 7-бабы, 1-тармағына сәйкес қажет болғандағы заңмен тексерілген. Электрондық құжаттың мәніне өзгерістер енгізуге мүмкіндігі жоқ.



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;) Не требуется

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)

Не требуется

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)			
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)			
III. Сәуле өндіретін құрылғылармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)			
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)			

**Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

КОРРЕКТИРОВКА ПРОЕКТА ОБОСНОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ (ОКОНЧАТЕЛЬНОЙ) САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ ДЛЯ ТОО «КАЗАХОЙЛ АКТӨБЕ» месторождение Кожасай

(исковыми, шарушылық жүргізуші субъектінің (көрек-жарак) пайдалануға берілетін немесе қайта жаңғыртылған ысқандарды, жобалық құжаттарды, тіршілік ортасы факторларымен, шарушылық және басқа жұмыстарды, өнімді, қызметтерді, автокөліктердің және т.б. толық аяғы)
(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)
Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года, № КР ДСМ-2. Приказ № КР ДСМ-15 от 16 февраля 2022 года «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах».

Санитариялық қағидалар мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай **(соответствует)**

Ұсыныстар (Предложения):

нет

«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 Ақтөбе облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі

Ақтөбе Қ.Ә., Астана ауданы, Даңғылы Сәнкібай Батыр, № 1 үй

Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)

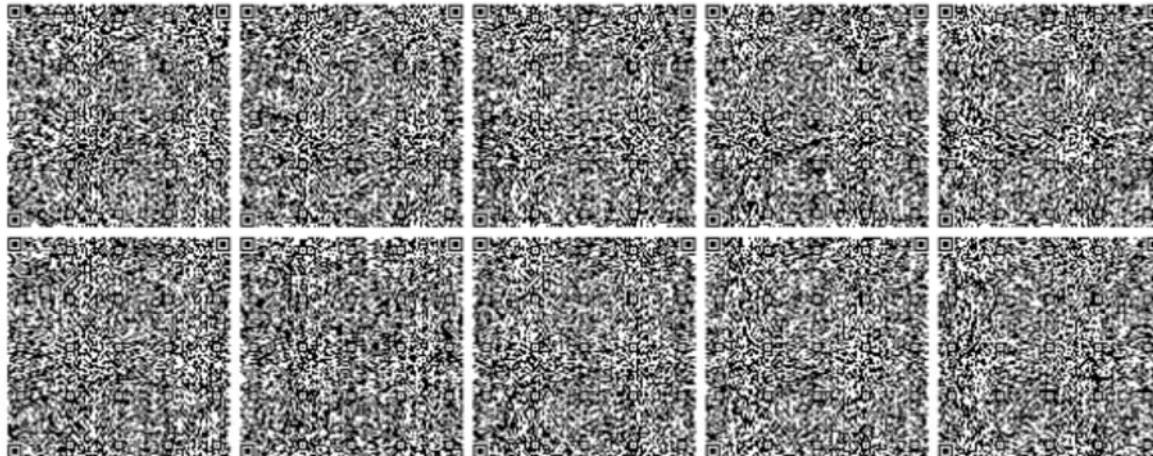
Республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Актыубинской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"

Ақтөбе Г.А., район Астана, Проспект Санкибай Батыра, дом № 1

(Главный государственный санитарный врач (заместитель))

Дәулетова Гульбану Умбетовна

тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)



Бұл құжат КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес заңға бейіндігі заңмен тең.
Электрондық құжат www.econsent.kz порталында қаралған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.econsent.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.econsent.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.econsent.kz.



Приложение №5 - Разрешение на специальное водопользование

1 - 6

Қазақстан Республикасының Экология,
геология және табиғи ресурстар
министрлігі



Министерство экологии, геологии и
природных ресурсов Республики
Казахстан

"Қазақстан Республикасы Экология,
геология және табиғи ресурстар
министрлігі Су ресурстары комитетінің
Су ресурстарын пайдалануды реттеу
және қорғау жөніндегі Жайық-Каспий
басейндік инспекциясы"
республикалық мемлекеттік мекемесі

Республиканское государственное
учреждение "Жайык-Каспийская
бассейновая инспекция по
регулированию использования и
охране водных ресурсов Комитета по
водным ресурсам Министерства
экологии, геологии и природных
ресурсов Республики Казахстан"

Атырау Қ.Ә., көшесі Абай, № 10А үй

Атырау Г.А., улица Абай, дом № 10А

Номер: KZ51VTE00004124
Серия: Кас.Эмба (подземка)

Вторая категория разрешений
Разрешение четвертого класса

Разрешение на специальное водопользование

Вид специального водопользования: забор и (или) использование подземных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года (далее – Кодекс), с лимитами изъятия от пятидесяти кубических метров в сутки;

(в соответствии с пунктом 6 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года)

Цель специального водопользования: Для производственных нужд ТОО "Казахойл Актобе", МПВ Кожасай

Условия специального водопользования указаны в приложении к настоящему разрешению на специальное водопользование.

Выдано: Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахойл Актобе", 990940002914, 030000, Республика Казахстан, Актыбинская область, Актобе Г.А., г.Актобе, район Алматы, Проспект Алии Молдагуловой, дом № 46,

(полное наименование физического или юридического лица, ИИН/БИН, адрес физического и юридического лица)

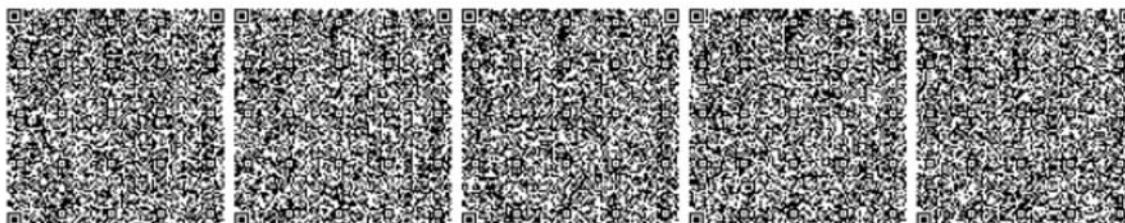
Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан"

Дата выдачи разрешения: 18.12.2019 г.

Срок действия разрешения: 22.10.2024 г.

Руководитель инспекции

Азидуллин Галидулла Азидоллаевич



Бұл қарақат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық қарақат және электрондық қарақат қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қарақат бетіндегі қарақат тегі. Электрондық қарақат

Приложение к разрешению на специальное водопользование
№KZ51VTE00004124 Серия Кас.Эмба (подземка) от 18.12.2019 года

Условия специального водопользования

1. Специальное водопользование разрешается при соблюдении следующих условий (указывается отдельно для каждого вида специального водопользования):
Вид специального водопользования забор и (или) использование подземных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года (далее – Кодекс), с льготами изъятия от пятидесяти кубических метров в сутки;
Расчетные объемы водопотребления 2019 год - 45,600 тыс.м3; 2020 - 2023 годы - 1095,0 тыс.м3; 2024 год - 886,010 тыс.м3;

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря-реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный головной объем забора
					1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Месторождение подземных вод Кожасай (технический водозабор), Муталжарский район на 2024 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	886,010 тыс.м3
2	Месторождение подземных вод Кожасай (технический водозабор), Муталжарский район на 2020 - 2023 годы	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	1095,0 тыс.м3



Без QR-кода КР-2003 является 7-значным кодом «Электронный QR-код» или «Электронный QR-код» туралы ақпарат 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қолға белгіленген тег. Электрондық QR-код www.alyk.kz порталында қарастырылған. Электрондық QR-код туралы ақпарат www.alyk.kz

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря-реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный головной объем забора
					1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	Месторождение подземных вод Кожасай (технический водозабор), Муталжарский район на 2019 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	45,600 тыс.м3



Без QR-кода КР-2003 является 7-значным кодом «Электронный QR-код» или «Электронный QR-код» туралы ақпарат 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қолға белгіленген тег. Электрондық QR-код www.alyk.kz порталында қарастырылған. Электрондық QR-код туралы ақпарат www.alyk.kz

Приложение №6 – 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 года

21033693

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Димұхамед 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 разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

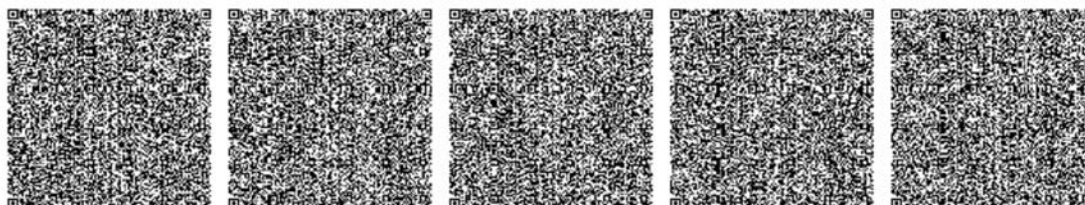
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 25.04.2013

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан





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"
Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Димухамед Қонзев,
здание № 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

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

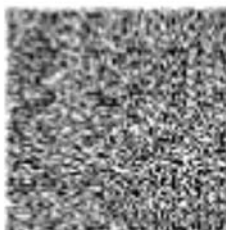
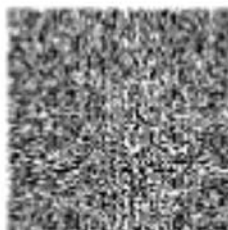
Срок действия

Дата выдачи приложения

21.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан



Приложение №7 - Государственная лицензия

20005136



ЛИЦЕНЗИЯ

18.03.2020 года02177P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Қабанбай 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)

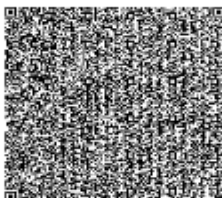
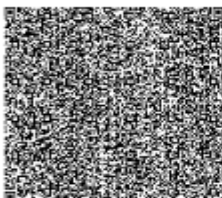
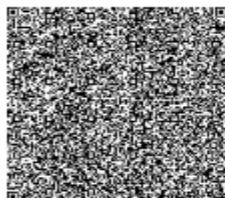
Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02177P

Дата выдачи лицензии 18.03.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

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)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

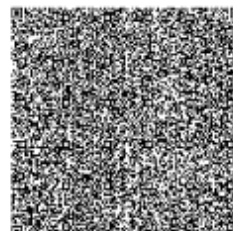
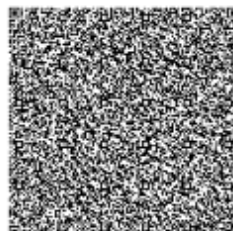
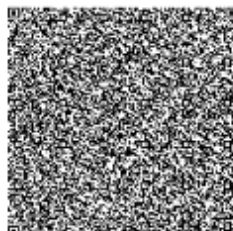
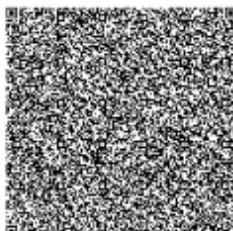
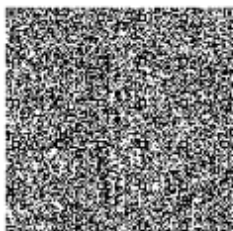
Срок действия

Дата выдачи
приложения

18.03.2020

Место выдачи

г.Нур-Султан



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» Қазақстан Республикасының 2005 жылғы 7 қытадары Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қызы тасығыштың құжаттан кезеңі біздей. Дәлелі документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2005 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.