

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СНПС-АКТОБЕМУНАЙГАЗ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TIMAL CONSTRUCTION GROUP»**



«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель

Генерального директора

АО «СНПС-Ақтөбемұнайгаз»

Чжан Баожуй

2023г

**Отчет о возможных воздействиях
на «Строительство оценочных скважин СТ-77, СТ-78 и испытание
пластов»**

**Директор ТОО «Timal Consulting
Group»:**



Башева М.Н.

г. Атырау, 2024г

Список исполнителей

Ф.И.О.	Должность	Подпись
Абытов А.Х.	Директор департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	
Хасенова М.В.	Эколог департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	
Толеуишова Г.С.	Эколог департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	
Бисенова А.А.	Техник-эколог департамента экологического проектирования ТОО «Timal Consulting Group»	

№	Содержание	
	Введение	5
1	Цель работы	7
1.1	Предполагаемое место осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами	10
1.2	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета	10
1.2.1	Современное состояние воздушной среды	12
1.2.2	Поверхностные и подземные воды	20
1.2.3	Состояние недр	21
1.2.4	Растительный и животный мир	21
1.2.5	Почвенный покров	22
1.2.6	Радиационная обстановка	23
1.3	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	25
1.4	Категория земель и цель использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	25
1.5	Показатели объекта, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	25
1.6	Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий	26
1.7	Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности;	28
1.8	Ожидаемые виды, характеристики и количества эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности	28
1.9	Ожидаемые виды, характеристики и количество отходов, которые будут использованы к ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности	78
2	Описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков, на которых могут быть обнаружены выбросы, сбросы и иные негативные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, с учетом их характеристик и способности переноса в окружающую среду	97
3	Описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду, включая вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, описание других возможных рациональных вариантов, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды	98
4	Варианты осуществления намечаемой деятельности	100
5	Возможный рациональный вариант осуществления намечаемой деятельности.	100
6	Информация о компонентах природной среды и иных объектах, которые могут быть подвержены существенным воздействиям намечаемой деятельности	101
6.1	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	101
6.2	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	101
6.3	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	102
6.4	Вода (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	104
6.5	Атмосферный воздух	122
7	Возможные существенные воздействия (прямых и косвенных, кумулятивных, трансграничных, краткосрочных и долгосрочных, положительных и отрицательных) намечаемой деятельности на объекты	123
8	Обоснование предельных количественных и качественных показателей эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, выбора операций по управлению отходами.	124
9	Обоснование предельного количества накопления отходов по их видам	124
10	Обоснование предельных объемов захоронения отходов по их видам.	233
11	Информация об определении вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений, характерных соответственно для намечаемой деятельности и предполагаемого места ее осуществления, описание возможных существенных	233

	вредных воздействий на окружающую среду, связанных с рисками возникновения аварий и опасных природных явлений, с учетом возможности проведения мероприятий по их предотвращению и ликвидации	
12	Описание предусматриваемых для периодов строительства и эксплуатации объекта мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, в том числе предлагаемых мероприятий по управлению отходами, а также при наличии неопределенности в оценке возможных существенных воздействий – предлагаемых мер по мониторингу воздействий (включая необходимость проведения послепроектного анализа фактических воздействий в ходе реализации намечаемой деятельности в сравнении с информацией, приведенной в отчете о возможных воздействиях).	239
13	Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия, предусмотренные пунктом 2 статьи 240 и пунктом 2 статьи 241 Кодекса	241
14	Оценка возможных необратимых воздействий на окружающую среду и обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия, в том числе сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах.	242
15	Цели, масштабы и сроки проведения послепроектного анализа, требования к его содержанию, сроки представления отчетов о послепроектном анализе уполномоченному органу.	242
16	Способы и меры восстановления окружающей среды на случаи прекращения намечаемой деятельности, определенные на начальной стадии ее осуществления	243
17	Сведения об источниках экологической информации, использованной при составлении отчета о возможных воздействиях	243
Приложение. Изолинии		
Приложение. Лицензии		

ВВЕДЕНИЕ

Исходными данными для разработки проекта являются:

1. Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины СТ-77 месторождения Северная Трува
2. Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины СТ-78 месторождения Северная Трува
3. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности № KZ47VWF00188365 от 09.07.2024г.
4. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности № KZ15VWF00191075 от 15.07.2024г.

Общие сведения

Лицензионный участок (Центральная территория восточного борта Прикаспийской впадины) находится южнее от месторождения Жанажол, в административном отношении расположен в Байганинском районах Актыбинской области. В тектоническом отношении данный участок приурочен к центральной части восточного борта Прикаспийской впадины.

В предшествующий период в пределах Центральной территории выполнены значительный объем полевых сейсмических работ 2Д и 3Д, неоднократная переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов. На основании полученных материалов проведены поисковые буровые работы на подсолевых площадях Надеждинская, Куантай Восточный, Ащисай, Ащисай Вост., Северная Трува, Южная Трува, №6 (Карабулак), Александровская, Шатырлысай, Перспективная, Юж. Жанажол, Такыр и др. для изучения их геологического строения и поисков залежей нефти и газа.

Проектируемая оценочная скважина СТ-77 заложена на месторождении Северная Трува на расстоянии 2,1км к юго-востоку от скважины УАКУТ-1 и на расстоянии 1,85км к северо-западу от скважины СТ-73.

В P_{1s}-а отложениях данной восточной зоны выделяется распространение карбонатных построек. В соседних скважинах СТ-50, СТ-72, СТ-73 и УАКУТ-1 выделены коллектора P_{1s}-а возраста, где по скважине СТ-50 был получен промышленный приток нефти 13,4м³/сут.

В скважинах СТ-72 и СТ-73 в толще КТ-I были получены промышленные притоки нефти: 80,9т/сут и 132т/сут соответственно. Таким образом, целевыми горизонтами в проектной скважине СТ-77 являются коллектора КТ-II, КТ-I и P_{1s}-а возраста.

По данным бурения соседних скважин и проведенной на структуре сейсморазведки 3Д прогнозируется следующий разрез по скважине СТ-77 структуры Северная Трува:

Кайнозойско-мезозойская группа: мощностью до 1050м, литологически представлены чередованием толщ песчано-глинистых пород различной окраски. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевриты серые, крепкие, массивные. Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевритистые.

Отложения верхней перми и Кунгурский ярус (P_{1kg}) в районе заложения скважины размыты по данным сейсморазведочных работ и бурения скважин.

Сакмарский-Ассельский ярусы (P_{1s}-а): с 1050м до 2317м, литологически представлены аргиллитами серыми, иногда темно-серыми, средней твердости, алевритистыми, с включениями пирита, известковистыми; алевритами серыми, известковистыми, крепкими. Карбонатные постройки сложены известняками светло-буро-серыми, биокластическими, водораслевыми, сферолитовыми. Возможно в карбонатных постройках содержание углеводородов.

Толща КТ-I: развита в объеме мячковского горизонта московского яруса и верхнего карбона – гжельского и касимовского ярусов, предположительно залегает с глубины 2317м до 2722м, литологически представлена чередованием светло-серых, серых мелко-криптокристаллических доломитистых известняков с межзернистыми порами растворения, и доломитов светло-серых криптокристаллических с порами и трещинами растворения, с редкими прослоями аргиллитов.

Терригенная межкарбонатная толща: подольский горизонт московского яруса - является границей между карбонатными толщами КТ-I и КТ-II и служит крышкой для залежей в известняках КТ-II, предположительно залегание на глубине с 2722м до 3050м, преимущественно представлена переслаиванием серых и темно-серых аргиллитов, возможны пропластки известняков и мергелей и редкие прослои песчаников и алевритов.

Толща КТ-II: объединяет породы каширского и верейского горизонта нижнемосковского яруса и башкирского яруса и предположительно залегает с глубины 3050м, литологически представляет собой переслаивание светло-серых, серых

органогенных, оолитовых известняков с редкими и тонкими прослоями темно-серых аргиллитов. Проектируется закончить скважину забоем 3400м в отложениях КТ-II.

Назначение скважины – оценочная.

Цель бурения – оценка нефтегазоносности карбонатных толщ КТ-II, КТ-I и P1s-a

Проектный горизонт – КТ-II

Проектная глубина – 3400м.

Географические координаты:

северная широта – 47° 47' 51,30" восточная долгота – 57° 24' 36,56"

Календарный план бурения:

Продолжительность цикла строительства суток - 112 суток.

монтаж 10суток.

подготовительные работы 2 суток.

бурение под направление Ø 508мм - 30м - 2 суток.

крепление (работа цементировочного агрегата) - 0,5 суток.

бурение под кондуктор Ø 339,7мм - 300м - 10 суток.

крепление (работа цементировочного агрегата) - 1,5 суток.

бурение под техническую колонну Ø 244,5мм - 1050м - 30 суток.

крепление (работа цементировочного агрегата) 3 - суток.

бурение под эксплуатационную колонну Ø 168,3 мм - 3400м - 40 суток.

крепление (работа цементировочного агрегата) 3 - суток.

Итого на бурение и крепление 90 - суток.

Демонтаж 10 сут.

Скважина находится от поселка Кемерши на расстояние – 57км в юго-восточном направлении, от вахтового поселка Жанажол на расстояние – 71,5 км в юго-западном направлении, а по всем остальным направлениям населенные пункты на расстоянии 5 км отсутствуют.

До начало работ по бурению прокладывается внутрипромысловая дорога с гравийной отсыпкой, которая будет осуществляться другим проектом. Ширина земляного полотна 6,5м, ширина проезжей части 3,5м, ширина обочин 3м, проезжая часть дороги однополостная с двухсторонним движением.

Основной целью бурения проектируемых оценочных скважин на изучаемых площадях является изучение геологического строения и оценка нефтегазоносности подсолевых нижнепермских и каменноугольных отложений. Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность производится геологической и геофизической группой на основании данных исследований, проведенных в процессе бурения скважин, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости и комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов.

Проектируемая оценочная скважина СТ-78 заложена на структуре Северная Трува на расстоянии 4,25 км к юго-востоку от скважины СТ-43 и на расстоянии 1,9км к северо-западу от скважины СТ-72.

В P1s-a отложениях данной восточной зоны выделяется распространение карбонатных построек. В соседних скважинах СТ-43, СТ-50, СТ-72, СТ-73 и YAKUT-1 выделены коллектора P1s-a возраста, где по скважине СТ-50 был получен промышленный приток нефти 13,4м³/сут. В скважинах СТ-72 и СТ-73 в толще КТ-I были получены промышленные притоки нефти: 80,9т/сут и 132т/сут соответственно.

Таким образом, целевыми горизонтами в проектной скважине СТ-78 являются коллектора КТ-II, КТ-I и P1s-a возраста.

По данным бурения соседних скважин и проведенной на структуре сейсморазведки 3Д прогнозируется следующий разрез по скважине СТ-78 структуры Северная Трува:

Кайнозойско-мезозойская группа: мощностью до 1050м, литологически представлены чередованием толщ песчано-глинистых пород различной окраски. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевролиты серые, крепкие, массивные. Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые.

Отложения верхней перми и Кунгурский ярус (P1kg) в районе заложения скважины размыты по данным сейсморазведочных работ и бурения скважин.

Сакмарский-Ассельский ярусы (P1s-a): с 1050м до 2340м, литологически представлены аргллитамы серыми, иногда темно-серыми, средней твердости, алевритистыми, с включениями пирита, известковистыми; алевролитами серыми, известковистыми, крепкими. Карбонатные постройки сложены известняками светло-буро-серыми, биокластическими, водораслевыми, сферолитовыми. Возможно в карбонатных постройках содержание углеводородов.

Толща КТ-I: развита в объеме мячковского горизонта московского яруса и верхнего карбона – гжельского и касимовского ярусов, предположительно залегает с глубины 2340м до 2747м, литологически представлена чередованием светло-серых, серых мелко-криптокристаллических доломитистых известняков с межзернистыми порами растворения, и доломитов светло-серых криптокристаллических с порами и трещинами растворения, с редкими прослоями аргллитов.

Терригенная межкарбонатная толща: подольский горизонт московского яруса - является границей между карбонатными толщами КТ-I и КТ-II и служит покрывкой для залежей в известняках КТ-II, предположительное залегание на глубине с 2747м до 3057м, преимущественно представлена переслаиванием серых и темно-серых аргллитов, возможны пропластки известняков и мергелей и редкие прослои песчаников и алевролитов.

Толща КТ-II: объединяет породы каширского и верейского горизонта нижнемосковского яруса и башкирского яруса и предположительно залегает с глубины 3057м, литологически представляет собой переслаивание светло-серых, серых органогенных, оолитовых известняков с редкими и тонкими прослоями темно-серых аргллитов. Проектируется закончить скважину забоем 3420м в отложениях КТ-II.

Назначение скважины – оценочная.

Цель бурения: оценка нефтегазоносности карбонатных толщ КТ-II, КТ-I и P1s-a

Проектный горизонт – КТ-II

Проектная глубина – 3420м.

Географические координаты:

северная широта – 47° 46' 31,52" восточная долгота – 57° 23' 23,64"

Календарный план бурения:

Продолжительность цикла строительства суток - 112 суток.

монтаж 10суток.

подготовительные работы 2 суток.

бурение под направление Ø 508мм - 30м - 2 суток.

крепление (работа цементировочного агрегата) - 0,5 суток.

бурение под кондуктор Ø 339,7мм - 300м - 10 суток.

крепление (работа цементировочного агрегата) - 1,5 суток.

бурение под техническую колонну Ø 244,5мм - 1050м - 30 суток.

крепление (работа цементировочного агрегата) 3 - суток.

бурение под эксплуатационную колонну Ø 168,3 мм - 3420м - 40 суток.

крепление (работа цементировочного агрегата) 3 - суток.

Итого на бурение и крепление 90 - суток.

Демонтаж 10 сут.

Скважина находится от поселка Кемерши на расстояние – 56,8 км в юго-восточном направлении, от вахтового поселка Жанажол на расстояние – 73,4 км в юго-западном

направлении, а по всем остальным направлениям населенные пункты на расстоянии 5 км отсутствуют.

До начала работ по бурению прокладывается внутрипромысловая дорога с гравийной отсыпкой, которая будет осуществляться другим проектом. Ширина земляного полотна 6,5м, ширина проезжей части 3,5м, ширина обочин 3м, проезжая часть дороги однополостная с двухсторонним движением.

Основной целью бурения проектируемых оценочных скважин на изучаемых площадях является изучение геологического строения и оценка нефтегазоносности подсолевых нижнепермских и каменноугольных отложений. Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность производится геологической и геофизической группой на основании данных исследований, проведенных в процессе бурения скважин, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости и комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов.

1.1. Предполагаемое место осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами

Месторождение Северная Трува в административном отношении расположено в пределах Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан.

Скважина находится от поселка Кемерши на расстояние – 57км в юго-восточном направлении, от вахтового поселка Жанажол на расстояние – 71,5 км в юго-западном направлении, а по всем остальным направлениям населенные пункты на расстоянии 5 км отсутствуют.

Скважина находится от поселка Кемерши на расстояние – 56,8 км в юго-восточном направлении, от вахтового поселка Жанажол на расстояние – 73,4 км в юго-западном направлении, а по всем остальным направлениям населенные пункты на расстоянии 5 км отсутствуют.

Скважины СТ-77 расположена на контрактной территории №3810. Срок действия контракта до 2037 года. Проектируемая скважина находится на территории месторождения Северная Трува АО "СНПС-Актобемунайгаз".

Скважины СТ-78 расположена на контрактной территории №968. Срок действия контракта до 31.12.2025 года. Проектируемая скважина находится на территории Разведочного блока АО "СНПС-Актобемунайгаз".

1.2. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета

В данном разделе рассмотрено воздействие на атмосферный воздух при осуществлении бурения и испытания скважин СТ-77 и СТ-78 на мр Северная Трува. Определены возможные источники образования и выделения в атмосферу загрязняющих веществ. Составлен перечень вредных загрязняющих веществ, выбрасываемых в приземный слой атмосферы, подлежащих нормированию. Установлена номенклатура загрязняющих веществ и объем выбросов.

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 -30- 35⁰С. 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 +30+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 $+15^{\circ}\text{C}$ (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет $+22+24^{\circ}\text{C}$. Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозная погода при температуре воздуха ниже -25 и ветре более 6 м/с. В особо морозные зимы температура опускается до -40°C

Таблица 1.2.1. - Общая климатическая характеристика средние значения

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь)	-9,2 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+26,1 градуса тепла
Среднегодовое количество осадков	26,3 мм
Количество осадков за холодный период года (с XI по III)	21,3 мм
Количество осадков за теплый период года (с IV по X)	15,7 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	18 дней
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	5 м/с

Таблица 1.2.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха ($^{\circ}\text{C}$)

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

Таблица 1.2.3 – Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра

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

Таблица 1.2.4 – Средняя скорость ветра (м/с) по направлениям

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
3,1	3,1	3,9	3,9	4	4	4,1	4

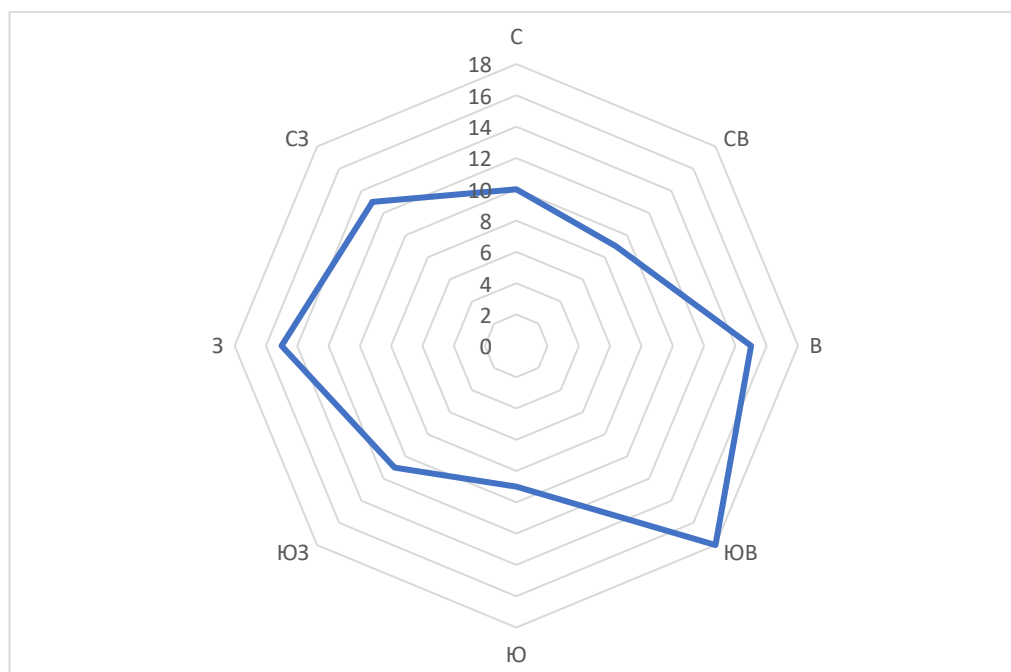


Рис. 2.1.1 – Роза ветров

1.2.1 Современное состояние воздушной среды

Ниже представлены результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за предыдущие года. Согласно результатам концентрации загрязняющих веществ находятся в пределах нормы.

При проведении производственного экологического контроля природопользователь имеет право осуществлять производственный экологический контроль в объеме минимально необходимом для слежения за соблюдением экологического законодательства Республики Казахстан. При проведении производственного экологического контроля природопользователь обязан:

- 1) разрабатывать программу производственного экологического контроля и согласовывать ее с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды;
- 2) реализовывать условия программы производственного экологического контроля и документировать результаты.

В рамках осуществления производственного экологического контроля выполняются

- операционный мониторинг;
- мониторинг эмиссий в окружающую среду;
- мониторинг воздействия

Мониторинг воздействия включает в себя наблюдение и контроль состояния следующих природных компонентов (сред) в районе расположения предприятия:

- атмосферный воздух. контролируемый в пределах санитарно-защитной зоны предприятия;
- поверхностные воды. контролируемые для оценки состояния и миграции загрязняющих веществ. в том числе через подземные воды;
- почво-грунты в пределах отведенной полосы и установленной охранной зоны. а также почвы которые могут быть подвержены загрязнению в результате эксплуатации объектов предприятия;
- растительный мир. приуроченный к контролируемым участкам почв;
- животный мир в районе размещения предприятия.

Результатом проведения мониторинга воздействия в части наблюдения и контроля за основными компонентами природной среды является технический отчет по результатам проведения мониторинга эмиссий и воздействия.

Операционный мониторинг (или мониторинг соблюдения производственного процесса) - это наблюдение за параметрами технологического процесса производства с целью подтверждения того что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне который считается целесообразным для его надлежащей эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства.

МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Обеспечение качества означает разработку системы мероприятий, направленных на обеспечение соответствия измерений установленным стандартам качества.

Для обеспечения качества и достоверности инструментальных замеров необходимо следующее:

- отбор и анализ проб проводить в соответствии с установленными методами;
- проводить отбор проб поверенными и сертифицированными приборами;
- использовать стандартные процедуры обращения с пробами и их транспортировки;
- проведение анализа с использованием установленной лабораторной практики;
- проведение анализа в сертифицированных/аккредитованных лабораториях;
- проводить калибровку оборудования в соответствии с установленными методами;
- участие в межлабораторных оценках.

Атмосферный воздух – Газоанализатор (Переносной автоматический газоанализатор ГАНК-4 (А, Р, АР) с принудительным отбором проб воздуха, предназначен для измерения концентрации загрязняющих и вредных химических веществ, содержащихся в атмосфере, в воздухе рабочей зоны, в замкнутых помещениях и в промышленных выбросах.), Аспираторы ПУ 4Э, ПУ 3Э, Хроматэк, напорная трубка.

Почва, вода – пробоотборник, анализатор жидкости, рН метр, анализатор растворенного кислорода, кондуктометр, спектрофотометр, спектрометр.

Производственный экологический мониторинг воздушного бассейна включает два основных направления деятельности:

- наблюдения за факторами воздействия и состояния атмосферного воздуха;
- оценка фактического состояния атмосферного воздуха.

СХЕМА отбора проб воздуха

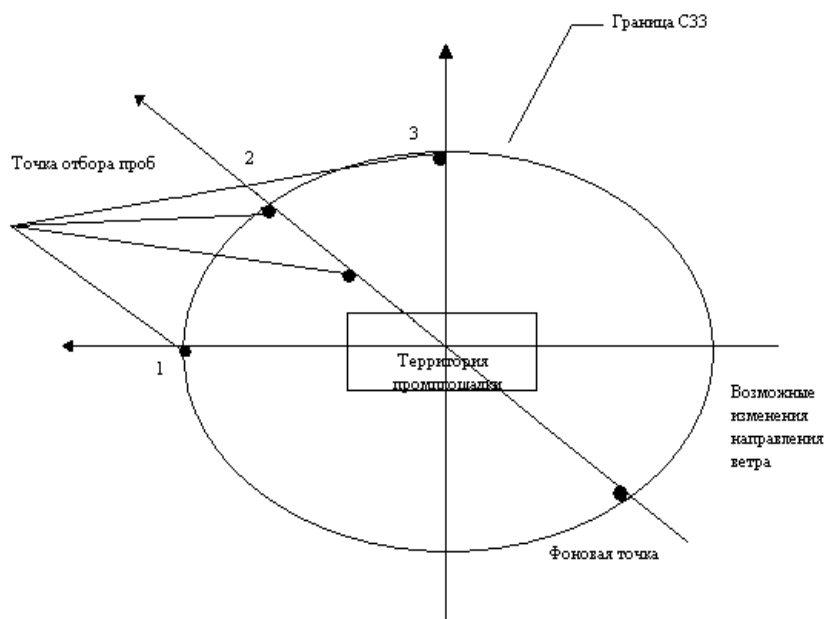


РИС.1.2.1 Схема отбора проб

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха были использованы данные инструментальных исследований загрязнения атмосферного воздуха, которые проводились в соответствии с Программой производственного экологического контроля для объектов АО «СНПС-Актобемунайгаз» на 2023 год ТОО «Ecology Business Consulting» согласно договору № 3713 Р от 28 ноября 2022 года с АО «СНПС-Актобемунайгаз». На основе многолетних наблюдений проводится анализ эффективности проводимых природоохранных мероприятий, соответствия хозяйственной деятельности экологическим и санитарно-эпидемиологическим требованиям Республики Казахстан. Обобщение выполняется на основании данных измерений концентрации загрязняющих веществ в конкретных природных объектах.

Производственный экологический мониторинг воздушного бассейна включает два основных направления деятельности:

- наблюдения за факторами воздействия и состояния атмосферного воздуха;
- оценка фактического состояния атмосферного воздуха.

Результаты Мониторинга воздействия на границе санитарно-защитной зоны по атмосферному воздуху приведены в таблице 1.2.1

Таблица 1.2.1 - Мониторинг воздействия на границе СЗЗ

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м ³)	Фактическая концентрация, мг/м ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Подфакельный контроль на ФУ "ДНС" 500 метров 47.5255872 с.ш. 57.343689 в.д.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0883	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0854	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0618	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0061	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	5	4.35	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C)	1	0.603	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.073	Нет превышений	Не требуется
Подфакельный контроль на ФУ "ДНС" 1000 метров 47.525322 с.ш. 57.34852 в.д.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0757	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0668	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0429	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0042	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан) (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	5	3.67	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C)	1	0.551	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.059	Нет превышений	Не требуется
Подфакельный контроль на ФУ "ДНС" 1500 метров	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0528	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0543	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0412	Нет превышений	Не требуется

47.52331 с.ш. 57.348741 в.д.	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0033	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	2.83	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C)	1	0.335	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.037	Нет превышений	Не требуется
Граница СЗ3 Север 47.5233202 с.ш. 57.3436776 в.д.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0736	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0654	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0443	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0031	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан) (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	2.86	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C)	1	0.45	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.029	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.017	Нет превышений	Не требуется
Граница СЗ3 Северо-восток 47.5235486 с.ш.57.2025223 в.д.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0721	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0682	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0453	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0022	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	2.42	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C)	1	0.43	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.037	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.019	Нет превышений	Не требуется
Граница СЗ3	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0687	Нет превышений	Не требуется

Юго-восток 47.559585 с.ш. 57.2551074 в.д.	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0644	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0416	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0027	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	3.15	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C))	1	0.439	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.029	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.022	Нет превышений	Не требуется
Граница СЗЗ Юг 47.571455 с.ш. 57.344798 в.д.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0681	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0609	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0474	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0033	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	3.18	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C))	1	0.402	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.042	Нет превышений	Не требуется
Граница СЗЗ Юго-запад 47.5416961 с.ш. 57.2159554 в.д.	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.029	Нет превышений	Не требуется
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0848	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0693	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0545	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0025	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	2.49	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C))	1	0.337	Нет превышений	Не требуется

	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.029	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.019	Нет превышений	Не требуется
Граница СЗЗ Запад 47.49006 с.ш. 57.252279 в.д.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0719	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0561	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0529	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0031	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	3.27	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C))	1	0.471	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.037	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.034	Нет превышений	Не требуется
Граница СЗЗ Северо-запад 47.4953971 с.ш. 57.284741 в.д.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0763	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0751	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0519	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0041	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	2.88	Нет превышений	Не требуется
	Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C))	1	0.503	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.069	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.028	Нет превышений	Не требуется
Граница СЗЗ Восток 47.4543745 с.ш. 57.158213 в.д.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.0662	Нет превышений	Не требуется
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.0647	Нет превышений	Не требуется
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.0555	Нет превышений	Не требуется
	Сероводород (Дигидросульфид)	0.008	0.0051	Нет превышений	Не требуется
	Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	0.00005	не обн	Нет превышений	Не требуется
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	2.73	Нет превышений	Не требуется

	Алканы C ₁₂₋₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C)	1	0.429	Нет превышений	Не требуется
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.033	Нет превышений	Не требуется
	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.029	Нет превышений	Не требуется

1.2.2 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 месторождений протекают временные водоток Жайынды, являющийся притоком р. Эмба. Техногенное воздействие месторождений сказывается на степени минерализации поверхностных вод и загрязнении их различными химическими токсичными веществами.

В соответствии с Водным кодексом РК в целях поддержания благоприятного водного режима поверхностных вод, предупреждения их от заиления, загрязнения, истощения, водной эрозии, уменьшения колебания стока и ухудшения условий обитания, животных и птиц, устанавливаются водоохранные зоны и полосы. В пределах водоохранных зон и полос определяются особые условия хозяйственного использования территории, определенные Правилами установления водоохранных зон и полос, утвержденным приказом министра сельского хозяйства РК от 18 мая 2015г. №19-1/446.

В соответствии с указанными документами Акимом Актыбинской области принято решение № 309 от 15.10.2010 года об установлении водоохранных зон и полос вдоль реки на территории области, согласно которому ширина водоохранных зон (ВЗ) водотоков принята 500 м от уреза среднегодового межennaleго уровня воды. Ширину прибрежных водоохранных полос установить для рек длиной до 50км - 20м; от 50 до 100км - 50м; от 100 до 200км - 100м. Вблизи промышленной площадки водные объекты не расположены. Скважина СТ-74 от реки Джайынды находится на расстоянии: 3,2км., Другие водные объекты на расстоянии 5 км отсутствуют. Скважина СТ-76 от реки Джайынды находится на расстоянии – 13км. Другие водные объекты на расстоянии 5 км отсутствуют.

Подземные воды

В гидрологическом отношении исследуемый район расположен на восточном борту Прикаспийского артезианского бассейна (Урало-Эмбинская система малых артезианских бассейнов). Своеобразие геологического строения, обусловленное солянокупольной тектоникой, предопределило сложные гидрогеологические условия района. Проявление соляной тектоники, прерывистость регионального водоупора, его отсутствие на большей части территории, наличие различного рода гидрогеологических окон способствует разобщенности разновозрастных водоносных горизонтов в одних случаях и взаимосвязи водоносных горизонтов различных систем в других случаях, создавая сложный режим питания, движения и формирования подземных вод как количественном, так и качественном отношениях.

Основными факторами, влияющими на формирование химического состава и минерализации подземных вод в пределах описываемой территории, являются: климат (атмосферные осадки и условия их инфильтрации, процессы континентального засоления); литологический состав водовмещающих пород, степень их трещиноватости; сложные тектонические условия, создающие, с одной стороны, возможность подтока

высокоминерализованных вод по зонам разлома, а с другой – затрудняющие движение подземных вод и связь отдельных водоносных горизонтов с областями их питания.

Естественная защищенность подземных вод определяется совокупностью геолого-гидрогеологических (инженерно-геологических) условий, обеспечивающих предотвращение проникновения загрязняющих веществ в водоносный горизонт. Основным фактором естественной защищенности является их перекрытие слабопроницаемыми отложениями, с коэффициентом фильтрации менее 0,1 м/сутки. При этом учитываются и дополнительные обстоятельства, такие как:

- глубина залегания уровня грунтовых вод (зона аэрации);
- суммарная мощность слабопроницаемых отложений в разрезе зоны аэрации;
- литологические особенности слабопроницаемых отложений.

Исходя из этих позиций, значительные площади наиболее перспективных альб-сеноманских и четвертичных аллювиальных водоносных горизонтов, часто выходящие на дневную поверхность, оказываются практически незащищенными, что требует повышенного внимания к проведению природоохранных мероприятий при складировании отходов и обращении со сточными водами. К относительно защищенным могут быть отнесены участки территории, где альб-сеноманские отложения перекрыты глинистыми толщами сантон-кампана и палеоцен-эоцена.

Скважина СТ-77 от ближайшего водного объекта реки Манысай располагается на расстоянии 13,9 км., до реки Эмба 44,5км., до реки Жайынды 47км., до песков Кокжиде 53км.

Скважина СТ-78 от ближайшего водного объекта реки Манысай располагается на расстоянии 10 км., до реки Эмба 45,8км., до реки Жайынды 47,56 км., до песков Кокжиде 54,8км.

К мероприятиям по предупреждению загрязнения и истощения подземных вод относятся:

- эффективный отвод поверхностных сточных вод с территории промышленного предприятия;
- тщательное выполнение работ по строительству водонесущих инженерных сетей;
- надлежащая организация складирования отходов и готовой продукции производства;
- гидрогеологический контроль за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод в остродефицитных районах;
- строгое соблюдение установленных лимитов на воду, принятие мер по сокращению водоотбора, а также переоценка запасов воды там, где практикой эксплуатации подземных вод не подтвердились утвержденные запасы;
- выделение и соблюдение зон санитарной охраны;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения подземных вод;
- согласование с территориальными органами геологических служб местоположения всех объектов использования и потенциального загрязнения подземных вод (поля фильтрации, накопители, складирование отходов и т.п.).

1.2.3 Состояние недр

Согласно Закону Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27.12.2017 г, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладают некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи природных ресурсов, направленных на рациональное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и разрушения нефтесодержащих пород.

Основной задачей мероприятий по охране недр в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального извлечения запасов нефти и газа, а также других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

При реализации проекта непосредственное воздействие на недра не предполагается.

Мероприятия по охране недр:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
 - рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
 - полное извлечение нефти и газа;
 - защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
 - предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
 - учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
 - осуществления технических решений по предотвращению потерь нефти вследствие нарушений технологии разработки и эксплуатации нефтяных скважин, приводящих к обводнению и дегазации скважин;
 - предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
 - изоляцию пробуренных нефтяных, газовых скважин;
 - герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
 - правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.
- Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:
- сохранение земной поверхности;
 - предотвращение техногенного опустынивания;
 - сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
 - предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
 - изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
 - предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность гидрогеологического, геологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

Территория выполняемых работ не входят в особо охраняемые природные территории и территорию государственного лесного фонда.

Рассматриваемая территория находится вне земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий Республики Казахстан.

1.2.4 Растительный и животный мир

Растительность рассматриваемой территории относится к смешанному пустынно - степному типу. Здесь произрастает сообщества с доминированием гиперксерофильных, ксерофильных микро - мезотермных растений жизненных различных форм. Преимущественно полукустарничков, кустарников, в частности наблюдается преобладание полынных и многолетние солянковые фитоценозов. Основными видами здесь являются полыни, солянки эфемеры.

В зависимости от рельефа растительный покров данной территории характеризуются следующим образом.

Растительность, развивающаяся на суглинистых и супесчаных, в основном солонцеватых почвах, представляет собой пятнистую комплексную полупустыню, в которой большой удельный вес имеют солонцы с чернополынниками. Здесь доминируют типчаково-полынные, лерхеановополынные, лерхеановополынно-типчаковые и их хозяйственные модификации — молочаево — злаково - полынные, ерхеановополынно-молочаевые, полынно-молочаевые.

В целом, растительность песчаных массивов представлена теми же растительными сообществами, что и предыдущая группировка, но здесь доминантами являются шагыр, аркек и типчак

Растительность лугов в пониженных участках представлена мезофильными видами злаков и разнотравья. Основу травостоя составляют мягко стебельные злаки: пырей ползучий, костер безостый, полевица белая; из разнотравья - крокодиленка, герань луговая.

Для минимизации негативного воздействия на объекты растительного и животного мира необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- не допускать расширения производственной деятельности за пределы отведенного земельного участка;
- строго соблюдать технологию ведения работ, использовать технику и оборудование с минимальным шумовым уровнем;
- запрещать перемещение автотранспорта вне проезжих мест;
- соблюдать установленные нормы и правила природопользования;
- проводить просветительскую работу экологического содержания в области бережного отношения и сохранения растительного и животного мира;
- проводить благоустройство территории предприятия.

1.2.5 Почвенный покров

Согласно природно-сельскохозяйственному районированию Казахстана, характеризуемая территория расположена в Прикаспийской провинции полупустынной зоны, в подзоне светло-каштановых почв. Характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены комплексы светло-каштановых солонцеватых и засоленных почв с солонцами /Природно-сельскохозяйственное районирование, 1998; Новикова А.Г. и др., 1968/.

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

Для данной территории характерна комплексность почвенного покрова где в основном представлены сочетания разновидностей серозема и светло — каштановых различной степени засоленности.

Сероземы и светло – каштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории.

Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незасоленные, так засоленный в различной степени. По механическому составу выделяются легко- и среднесуглинистые разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкогопеска (0,25-0,05 мм). Пойменные луговые светло-каштановые обычно получили ограниченное распространение, встречаются одним контуром по сухому руслу р. 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 р. Атжаксы и по волнистой равнине. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко и среднесуглинистые.

Оценка воздействия на почвенный покров

Предполагаемое воздействие проектируемого объекта на почвенно-растительный покров будет сведено к следующему:

- деградация растительного покрова в результате проведения земельных работ;
- временное повышение уровня шума, искусственного освещения в результате работы специальной и автотранспортной техники;
- сокращение площади местообитания.

Для предотвращения разливов ГСМ необходимо предусмотреть герметизацию и изоляцию площадок на месте стоянки автотранспорта и другой техники. Необходимо полностью исключить загрязнение почв ГСМ. *Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды.*

На основании анализа проектной документации, при соблюдении технологии выполнения предусмотренных мероприятий по защите и восстановлению почвенного покрова, можно сделать следующие выводы:

На период строительства проектируемых объектов возможное воздействие на почвенный покров оценивается в пространственном масштабе как локальное; во временном масштабе - как кратковременное и по интенсивности воздействия - как слабое.

1.2.6 Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – непревышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному радиационному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно Гигиеническому нормативу «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 декабря 2020 года № 21822 в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где, f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Радиационная безопасность обеспечивается:

• Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому настоящим отчетом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).
- Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.
- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.
- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.
- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.
- Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах).
- С обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

Целью радиационного мониторинга объектов при производстве добычных работ является обеспечение радиационной безопасности для персонала, и объектов природной среды.

Объекты радиационного мониторинга определены в соответствии с программой производственного экологического контроля. Измерения проводились 2023 году на

территории объектов производственной деятельности НГДУ «Октябрьскнефть» АО «СНПС Актобемунайгаз»

Определение радиационного фона (гамма-излучений) и определение мощности эквивалентной дозы (МЭД) в мкЗв/час проводились специалистами лаборатории ТОО «Ecology Business Consulting» на основании договора на оказание услуг по проведению экологического мониторинга. Измерения проводились в следующих точках: АГЗУ-2, АГЗУ-8, АГЗУ-11, АГЗУ-13, АГЗУ-17, АГЗУ-20, АГЗУ-25.

Результаты измерений представлены в таблице.

Наименование источников воздействия	Установленный норматив микрозиверт в час (мкЗв/час)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/час)	Превышение нормативов "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности", кратность	Мероприятия по устранению нарушения (с указанием сроков)
1	2	3	4	5
АГЗУ-2	0.2	0.12	Нет превышений	Не требуется
АГЗУ-8	0.2	0.11	Нет превышений	Не требуется
АГЗУ-11	0.2	0.12	Нет превышений	Не требуется
АГЗУ-13	0.2	0.11	Нет превышений	Не требуется
АГЗУ-17	0.2	0.11	Нет превышений	Не требуется
АГЗУ-20	0.2	0.13	Нет превышений	Не требуется
АГЗУ-25	0.2	0.12	Нет превышений	Не требуется

1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности.

В связи с тем, что при осуществлении намечаемой деятельности будут осуществляться природоохранные мероприятия изменения окружающей среды не планируется. В рамках проектных работ АО «СНПС-Актобемунайгаз» планируется изучить геологическое строение перспективного участка, уточнить перспективы вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью поисков и подтверждения перспектив нефтегазоносности подсолевого комплекса на рассматриваемом участке, соответственно выбросы ЗВ должны быть минимальными.

1.4. Категория земель и цель использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.

Земельный фонд Республики Казахстан в соответствии с целевым назначением подразделяется на следующие категории:

- 1) земли сельскохозяйственного назначения;
- 2) земли населенных пунктов (городов, поселков и сельских населенных пунктов);
- 3) земли промышленности, транспорта, связи, для нужд космической деятельности, обороны, национальной безопасности и иного несельскохозяйственного назначения;
- 4) земли особо охраняемых природных территорий, земли оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения;
- 5) земли лесного фонда;
- 6) земли водного фонда;
- 7) земли запаса.

Земли АО «СНПС-Актобемунайгаз» относятся к землям промышленности.

К землям промышленности относятся земли, предоставленные для размещения и строительное объектов промышленности, в том числе их санитарно-защитные и иные зоны.

Размеры земельных участков, предоставляемых для указанных целей, определяются в соответствии с утвержденными в установленном порядке нормами или проектно-

технической документацией, а отугвод земельных участков осуществляется с учетом очередности их освоения.

1.5. Показатели объекта, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Конструкция скважин

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюдосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция, которая может изменяться от скважины к скважине в зависимости от геологической структуры. Основным мероприятием, направленным на выполнение данных требований, при строительстве скважин является крепление их ствола – за счет спуска обсадных труб и последующего цементирования их затрубного пространства.

Данным проектом предусматривается следующая конструкция скважины СТ-77:

Направление Ø 508 мм - 30м;

Кондуктор Ø 339,7 мм - 300м;

Техническая колонна Ø 244,5мм - 1050м

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм - 3400м.

Назначение колонн:

508 мм направление спускается на глубину 30 метров с целью перекрытия неустойчивых верхних горизонтов;

339,7 мм кондуктор спускается на глубину 300 метров с целью перекрытия неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых отложениях.

244,5 мм техническая колонна спускается на глубину 1050 метров с целью перекрытия соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях.

168,3 мм эксплуатационная колонна спускается на глубину 3400 метров с целью разобщения нефтеносных горизонтов.

Данным проектом предусматривается следующая конструкция скважины СТ-78:

Направление Ø 508 мм - 30м;

Кондуктор Ø 339,7 мм - 300м;

Техническая колонна Ø 244,5мм - 1050м

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм - 3420м.

Назначение колонн:

508 мм направление спускается на глубину 30 метров с целью перекрытия неустойчивых верхних горизонтов;

339,7 мм кондуктор спускается на глубину 300 метров с целью перекрытия неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых отложениях.

244,5 мм техническая колонна спускается на глубину 1050 метров с целью перекрытия соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях.

168,3 мм эксплуатационная колонна спускается на глубину 3420 метров с целью разобщения нефтеносных горизонтов.

1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий

Наилучшим условием реализации природ сберегающей технологии является условие, когда основные производственные процессы не зависят от квалификации

персонала, а организационно-управленческие структуры процесса составляют неотъемлемую часть используемой техники и технологии. Однако в настоящее время такие технико-технологические разработки отсутствуют.

Для оценки уровня примененной в проекте технологии использованы следующие критерии:

- уровень готовности технологии;
- уровень готовности производства;
- уровень готовности интеграции;
- уровень готовности системы.

Уровень готовности технологии. Используемая технология является серийным производством. Существуют реально эксплуатируемые оборудование, подтверждающие работоспособность технологии в условиях эксплуатации.

Уровень готовности производства. Продукция выпускается в полномасштабном производстве и соответствует всем требованиям к производительности, качеству и надежности. Возможности производственного процесса обеспечивают необходимый уровень качества. Все материалы, инструменты, инспекционное и тестовое оборудование, технические средства и персонал доступны и соответствуют требованиям полномасштабного производства. Цена продукции и затраты на единицу продукции соответствуют целевым, финансирование достаточно для производства продукции по требуемой цене. Практика бережливого производства внедрена.

Уровень готовности интеграции. Применяемые технологии успешно использованы в составе системы, проверены в релевантном окружении взаимодействия используемых технологий.

Уровень готовности системы. Снижены риски интеграции и производства, реализованы механизмы операционной поддержки, оптимизирована логистика, реализован интерфейс с эксплуатацией, система спроектирована с учетом возможностей производства, обеспечены доступность и защита критической информации. Продемонстрированы интеграция системы, взаимодействие с ней, безопасность и полезность. Функциональные возможности соответствуют требованиям заказчика. Поддержка системы осуществляется в соответствии с требованиями к эксплуатации наименее затратным образом на протяжении всего жизненного цикла.

Также при проведении работ предприятие старается использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню.

В настоящее время одним из основных показателей предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность.

Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует о их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач.

В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемые технологические оборудования на месторождении соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и

при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

- характер работ;
- производительность технологических оборудования;
- малоотходность или безотходность технологий;
- минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

Внедрение систем управления и наилучших безопасных техник:

1. Системы мониторинга и контроля

- Установка автоматизированных систем мониторинга выбросов загрязняющих веществ (например, углекислого газа, метана) для оперативного контроля и минимизации их выбросов в атмосферу.

- Использование технологий дистанционного зондирования и беспилотных летательных аппаратов для регулярного мониторинга состояния трубопроводов и оборудования, что позволяет своевременно выявлять утечки и предотвращать аварии.

2. Снижение потерь нефти и газа

- Применение технологий улавливания и повторного использования попутного нефтяного газа вместо его сжигания. Это снижает выбросы парниковых газов и позволяет использовать газ в энергетических целях.

- Оптимизация системы транспортировки нефти и газа, включая использование трубопроводов с антикоррозийным покрытием, чтобы снизить вероятность аварийных разливов.

3. Энергоэффективность

- Модернизация насосного оборудования для снижения энергопотребления. Например, использование насосов с регулируемой частотой вращения.

- Использование возобновляемых источников энергии (солнечных панелей, ветряных турбин) для обеспечения работы вспомогательных объектов на месторождении.

4. Управление водными ресурсами

- Очистка и повторное использование сточных вод для поддержания водного баланса на месторождении и снижения потребления пресной воды.

- Применение технологий низконапорного водоразрыва пласта для минимизации риска загрязнения подземных вод.

5. Обращение с отходами

- Разработка и внедрение систем переработки и утилизации отходов бурения (например, шламов), чтобы минимизировать их негативное воздействие на окружающую среду.

- Организация отдельного сбора и переработки отходов, включая металлолом, пластик и прочие материалы.

6. Рекультивация и восстановление

- Планирование мероприятий по рекультивации земель после завершения разработки месторождения, включая восстановление природного ландшафта и биологического разнообразия.

- Использование устойчивых технологий восстановления нарушенных земель, таких как фиторемедиация (очистка почв растениями) и биоремедиация (использование микроорганизмов для очистки).

7. Обучение и развитие персонала

- Регулярное обучение и сертификация сотрудников по вопросам охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды.

- Внедрение культуры экологической ответственности среди работников, стимулирование инициатив по снижению экологического следа предприятия.

1.7. Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности;

Утилизация существующих зданий, строений, сооружений, оборудования не планируется.

1.8. Ожидаемые виды, характеристики и количества эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействий на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности

Источники выбросов для скважин СТ-77 и СТ-78 подразделяются на организованные и неорганизованные.

при строительстве:

- организованные – 5шт. выбросы, исходящие от выхлопных труб силовых дизельных генераторов, резервуары для хранения дизтоплива;
- неорганизованные – 1шт., подготовительные работы.

Организованные источники:

- Дизель генератор CAT-3512
- Дизель генератор CAT-3512
- Цементировочный агрегат ЦА-400м
- Резервуар для хранения дизтоплива
- Паровой котел WNS 1.0

Неорганизованные источники:

- подготовительные работы

при испытании:

- организованные – 15шт. выбросы, исходящие от выхлопных труб силовых дизельных генераторов;
- неорганизованные – 4шт. резервуары для хранения дизтоплива, подготовительные работы

Организованные источники:

Дизель генератор силового устройства XJ-550;
Емкость для хранения нефти V=50м³ – 4 шт
Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320;
Емкость для хранения дизтоплива
ДЭС
Факельная установка
ПРС (Лебедочный блок)
Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (CAT-3412)
Дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT-C10)
Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (CAT-3456)
Дизельный генератор Нагнетатель №2 (CAT-3306)
Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344)

Неорганизованные источники:

Фонтанная арматура
Нефтегазосепаратор
Блок манифольд
ПРС(Лубрикаторы марки "35 МПа")

Загрязняющими ингредиентами при проведении намечаемых работ могут быть следующие компоненты: углеводороды, оксид углерода, сажа, оксид азота, диоксид азота, метан и другие.

Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборников методик.

Выбросы, которые могут привести к нарушению экологических нормативов или целевых показателей качества атмосферного воздуха, а до их утверждения – гигиенических нормативов при осуществлении операций отсутствуют. Все выбросы в пределах экологических нормат.

Скважина СТ-77

Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	5,5029561955	29,616907925	740,422698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,892146667	4,746664	79,1110667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,37888889	2,0276	40,552
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,792579999	4,71188	94,2376
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000009772	0,0000065128	0,0008141
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,609538889	25,8821	8,62736667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000008291	0,000044652	44,652
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,094366667	0,486704	48,6704
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,26970245	12,1679194872	12,1679195
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,35095	1,93358	19,3358
В С Е Г О :							14,8911478	81,57340658	1087,77767
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Перечень загрязняющих веществ при испытании объектов скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,686690617	10,563770242	264,094256
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,574087227	1,716612664	28,6102111
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,160297737	5,384635202	107,692704
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	7,18143765232	43,4024191854	868,048384
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,0068893301	0,05060931896	6,32616487
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	13,659644036	54,77923202	18,259744
0410	Метан (727*)				50		0,164727212	1,2809188	0,02561838
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		2,13133	0,43353584	0,00867072
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,8051	0,68575052	0,02285835
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,010264	0,0009872	0,009872
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,003224	0,0003104	0,001552
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,006452	0,0006208	0,00103467
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000014343	0,000007406	7,406
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,134555555	0,06674	6,674
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,296804444	3,3918514	3,3918514
В С Е Г О :							39,82151815	121,758001	1310,57292
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

На этапе проектных работ предполагается эксплуатация автотранспорта и спецтехники, работающей на дизельном топливе. Основным источником загрязнения атмосферы при использовании автотранспорта являются отработавшие газы двигателей внутреннего сгорания. В них содержатся оксид углерода, оксид и диоксид азота, различные углеводороды, диоксид серы. Содержание диоксида серы зависит от количества серы в дизельном топливе, а содержание других примесей - от способа его сжигания, а также способа наддува и нагрузки двигателя. Высокое содержание вредных примесей в отработавших газах двигателей в режиме холостого хода обусловлено плохим смешиванием топлива с воздухом и сгоранием топлива при более низких температурах.

Согласно п. 17 статьи 202 Экологического Кодекса РК «Нормативы допустимых выбросов для передвижных источников не устанавливаются».

Работы на месторождении сопровождаются выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие которых на окружающую среду находится в прямой зависимости от метеорологических условий, вида загрязняющего вещества, времени воздействия и др.

Перемещение воздушных масс в атмосфере возникает вследствие существующей разницы в нагреве воздушных слоев, находящихся над морями и материками между полюсами и экватором. Кроме крупномасштабных воздушных течений в нижних слоях атмосферы возникают многочисленные местные циркуляции, связанные с особенностями нагревания атмосферы в отдельных районах. Температурная стратификация атмосферы определяет условие перемешивания загрязняющих веществ и характеризуется коэффициентом стратификации.

Одним из ведущих параметров процесса рассеивания в воздухе конкретного промышленного предприятия является скорость ветра. В условиях безветрия рассеивание вредных веществ происходит главным образом под воздействием вертикальных потоков воздуха, и при данных условиях загрязняющие вещества оседают вблизи источника выброса. Высокие скорости ветра увеличивают разбавляющую роль атмосферы, способствуют более низким кризисным концентрациям в направлении ветра.

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации загрязняющих веществ, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе опасной скорости ветра.

Физическое воздействие

Акустическое воздействие

Шум. Технологические процессы проведения сейсморазведочных 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 проектных 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, эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники 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.

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, состоящий, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Радиационное воздействие

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 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.

1.9. Ожидаемые виды, характеристики и количество отходов, которые будут использованы к ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности

В процессе проведения оценочного бурения скважин образуются бытовые и производственные отходы.

К отходам производства относятся остатки сырья, материалов, веществ, предметов, изделий, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относятся как отходы, образующиеся при основном производстве, так и отходы вспомогательного производства.

К отходам потребления относятся остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного и личного потребления (жизнедеятельности), использования и эксплуатации.

Размещение отходов потребления на объектах предприятия не предусмотрено. Отходы потребления временно хранятся в контейнерах и по мере накопления сдаются в специализированные предприятия по договору.

Вывоз производственных отходов, образующиеся в результате деятельности с территории месторождения для утилизации и переработки, осуществляется подрядной организацией согласно договора.

Буровые отходы своевременно вывозятся подрядной организацией на основе договора. Бурение скважин будет осуществляться **безамбарным методом**. Сбор и хранение буровых отходов не предусмотрено.

Согласно «Экологическому Кодексу РК», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации и захоронения.

По «Классификатору отходов» приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 6.08.2021 года №314 вид отходов при разведке, добыче и физико-химической обработке полезных ископаемых - группа 01 05 буровой шлам и другие отходы бурения:

Основными отходами при бурении скважины являются:

- отработанный буровой раствор;
- буровой шлам;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- тара из под химреактивов (мешкотара и пласмассовые бочки);
- отработанные масла;

Скважина СТ-77

Отработанный буровой раствор (ОБР) - является вторым по объему загрязнению видом отходов бурения. Объем их образования зависит от многих технологических и гидрогеологических условий и рассчитывается для каждого предприятия отдельно, в соответствии с проектной документацией.

Уровень опасности ОБР – код 01 05 05* – опасные отходы.

Буровой шлам (БШ) – являются отходом, образующимся при бурении нефтяных скважин. Наряду с выбуренной из глубины горной породой, которая составляет 90-98% от общей массы, БШ содержат химические добавки – реагенты, позволяющие оптимизировать процесс бурения скважин. Смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляется из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами. БШ по минеральному составу не токсичен, но диспергируясь в среде бурового раствора, его частицы адсорбируют на своей поверхности токсические вещества.

Удельная плотность бурового шлама в среднем равна $2,1 \text{ т/м}^3$, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы, согласно РНД 03.1.0.3.01-96 удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$. Уровень опасности ОБР – код 01 05 05* – опасные отходы.

Таким образом, наряду с выбуренной породой БШ содержит химические реагенты, применяемые для приготовления буровых растворов. Однако, из применяющихся химреактивов, используются их водные растворы, концентрация химреактивов в которых 0,1-0,5 %. Выходящий из скважины буровой раствор является обедненным вследствие указанных выше потерь химвеществ. Поэтому их концентрация в отработанном буровом растворе еще меньше указанной. В условиях разбухания карбонатного по преимуществу

разреза частицы бурового шлама обладают малой пористостью, следовательно, слабо насыщены химически обработанным буровым раствором.

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции токсических веществ в природные объекты должна предусматриваться инженерная система организованного их сбора, хранения. Запрещается сброс отходов бурения (БСВ, ОБР) и канализационных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты.

В процессе бурения скважины осуществляется безамбарный способ бурения. Оборудование замкнутой системы очистки и приготовления бурового раствора с использованием металлических емкостей, а также контейнеров для сбора и вывоза шлама по договору.

Процесс очистки раствора заключается в следующем: буровой раствор из скважины с выбуренной породой поступает в вибросита, где он освобождается от шлама и поступает в пескоотделитель и илоотделитель, в которых происходит отделение песка и ила. Очистка буровых сточных вод от взвешенных веществ достигается в центрифуге. Шлам и твердая фаза собираются в металлических емкостях или контейнерах. Объем металлической емкости объемом 15-20 м³ (с приваренными ручками для удобства транспортировки). По мере заполнения емкости шлам (твердая фаза), транспортером (или экскаватором) подается в самосвал и вывозится на полигон по договору. Неисключено повторное применение отработанного бурового раствора, при непригодности для повторного использования вывозится на полигон по договору. Гидроизоляция площадки под емкости отходов осуществляется металлическими листами или деревянными щитами.

Кроме того, в полах силового, насосного блока и блока приготовления раствора устанавливаются поддоны для сбора дренажей от оборудования, что исключает поступление загрязняющих веществ в окружающую среду при работе установки.

Твердо-бытовые отходы

Строительство скважин предусматривает организацию полевого лагеря (временный вагончик) на территории временного земельного отвода. В результате жизнедеятельности образуются твердые – бытовые отходы. Твердо-бытовые отходы складываются в специальные контейнеры. Территория под твердо-бытовые отходы ограждена с табличкой «ТБО». По мере заполнения контейнеров твердо-бытовые отходы вывозятся на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и транспорта АО «СНПС-Актобемунайгаз».

ТБО характеризуется следующими свойствами: твердые, нетоксичные, не растворимые в воде. Уровень опасности используемой тары – 20 03 01 – неопасные отходы. Количество образования отходов ТБО определяется по формуле (при строительстве скважин):

$$M = \frac{p \cdot t \cdot n \cdot q}{365}$$

где p- норма накопления отходов на 1 человека в год, 0,3 м³/год;

t- численность работников, 30 человек;

n- продолжительность рабочего дня, 112 суток;

q-плотность ТБО, равна 0,25 т/м³

Количество образования ТБО в полевом лагере:

$$M = \frac{0,3 \cdot 30 \cdot 112 \cdot 0,25}{365} = 0,69 \text{ тонн/год}$$

От скважины – 0,69 т/год

Количество образования отходов ТБО определяется по формуле (при испытании скважин):

$$M = \frac{p \cdot t \cdot n \cdot q}{365}$$

где p - норма накопления отходов на 1 человека в год, $0,3 \text{ м}^3/\text{год}$;

m - численность работников, 12 человек;

n - продолжительность рабочего дня, 90суток;

q -плотность ТБО, равна $0,25 \text{ т/м}^3$

Количество образования ТБО в полевом лагере:

$$M = \frac{0,3 \cdot 12 \cdot 90 \cdot 0,25}{365} = 0,22 \text{ тонн/год}$$

от 1-го объекта – $0,22 \text{ т/год}$

от 2-х объектов – $0,44 \text{ т/год}$

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Промасленная ветошь относится к твердым, пожароопасным, невзрывоопасным и водонерастворимым отходам. ветошь содержит до 5% нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные контейнеры и вывозится на полигон.

Уровень опасности промасленной ветоши (ветошь обтирочная) – 15 02 02* – опасные отходы.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

Где M_0 – поступающее количество ветоши- $0,1 \text{ т/год}$

M - норматив содержания в ветоши масел, $M = 0,12 * M_0$;

W - нормативное содержание в ветоши влаги, $W = 0,15 * M_0$;

$$M = 0,12 * 0,1 = 0,012$$

$$W = 0,15 * 0,1 = 0,015$$

Количество промасленной ветоши (при строительстве скважин):

$$N = 0,1 + 0,012 + 0,015 = 0,127 \text{ т/год}$$

Количество промасленной ветоши (при испытании скважин):

$$N = 0,1 + 0,012 + 0,015 = 0,127 \text{ т/год}$$

от 1-го объекта – $0,127 \text{ т/год}$

от 2-х объектов – $0,254 \text{ т/год}$

Тара из под химреактивов (мешкотара и пластмассовые бочки)

При бурении скважин используется различные химические реагенты, после которых отходами являются их упаковка.

Уровень опасности тары из под химреактивов (мешки мешкотара) – 15 01 01 не опасные отходы.

Уровень опасности тары из под химреактивов (пластмассовые бочки) – 15 01 02 не опасные отходы.

Тара (мешки и мешкотара) собирается и вывозится на полигон ТБО УОП и Т

Тара (пластмассовые бочки) вывозится по договору на утилизацию

Вес тары из под реактивов рассчитывается по следующей формуле: $M_{отх} = N \times m$

Количество мешков с реактивами на 1 скважину, шт -150

Вес одного мешка без реактивов кг, -1

$$\text{Мешкотара (мешки)} M_{отх} = 150 \times 1 \text{ кг} = 150 \text{ кг} (0,15 \text{ т})$$

Количество бочек с реактивами, шт-35

Вес одной бочки без реактивов кг, - 10

$$\text{Пластмассовые бочки: } M_{отх} = 35 \times 10 \text{ кг} = 350 \text{ кг} (0,35 \text{ т})$$

Отработанные масла - жидкий отход, уровень опасности 13 02 06* – опасные отходы.

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

$$N = (N_b + N_d) * 0.25;$$

$$N_b = Y_b * H_b * p$$

$$N_d = Y_d * H_d * p$$

где:

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

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

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

Y_b – расход бензина за год, м³

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³

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

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

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

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Расход. Ум ³	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Доля потерь масла от общего его количества	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер
Диз. топливо	807,84	0,032	0,93	0,25	6,01
Всего:					6,01

1.1 Расчет объемов отходов бурения

Расчет объемов отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод) выполнен в соответствии с РД 51-1-96.

Данные для расчета объемов отходов бурения

Таблица 5.1.1

№ п/п	Наименование	Интервал бурения (м)			
		0-30	30-300	300-1050	1050-3400
1.	Диаметр ствола скважины, мм	660,4	444,5	311,2	215,9
2.	Длина интервала ствола, мм	30	270	750	2350
3.	Площадь сечения, м ²	0,342	0,155	0,076	0,036
4.	Коэффициент каверзности	1,1	1,1	1,2	1,2
5.	Объем интервала скважин, м ³	11,29	46,04	68,4	101,52
6.	Объем всей скважины, м ³	$V_{\Pi} = 227,25 \text{ м}^3$			

Расчет объем отходов при строительстве скважины:

1. Объем отходов бурения

1.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n * 1,2$$

$$V_{ш} = 227,25 \times 1,2 = 272,7 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

1.2. Объем отработанного бурового раствора (ОБР)

$$V_{обр} = 0,25 * K_2 * V_n + 0,5 * V_{ц};$$

где K_2 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе (в соответствии с РД 51-1-96), $K_2=1,052$;

V_n - объем циркуляционной системы буровой установки. Объем циркуляционной системы буровой установки, зависит от глубины бурения (Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 51-1-96, $V_{ц} = 120 \text{ м}^3$).

$$V_{обр} = 0,25 \times 1,052 \times 227,25 + 0,5 \times 120 = 119,77 \text{ м}^3$$

1.3. Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) с учетом повторного использования:

$$V_{БСВ} = 0,25 * V_{обр}$$

$$V_{БСВ} = 0,25 * 119,77 = 29,94 \text{ м}^3$$

1.4. Суммарный объем отходов бурения

$$V_{\text{сум}} = 1,1 \times (V_{\text{ш}} + V_{\text{обр}})$$

$$V_{\text{сум}} = 1,1 \times (272,7 + 119,77) = 431,72 \text{ м}^3$$

Количество отходов бурения. Количество отходов бурения (буровой шлам, отработанный буровой раствор, буровые сточные воды) определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{\text{ш}} * \rho_{\text{ш}} + V_{\text{обр}} * \rho_{\text{обр}}$$

где: $V_{\text{ш}}$ - объем шлама, м^3 ;

$V_{\text{обр}}$ - объем отработанного бурового раствора, м^3 ;

$\rho_{\text{ш}}$ - удельный вес бурового шлама, $1,75 \text{ т/м}^3$;

$\rho_{\text{обр}}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, $1,23 \text{ т/м}^3$;

$$Q_1 = 272,7 * 1,75 + 119,77 * 1,23 = 477,23 + 147,32 = 624,55 \text{ т.}$$

Характеристика отходов производства и потребления, образующихся в процессе строительства скважин

№	Наименование отходов	Код по классификатору отходов	Класс опасности	Масса отходов, т	Физико-химическая характеристика	Условия хранения	Рекомендуемое место размещения/Способ утилизации
1	2	3	4	5	6	7	8
Отходы потребления							
1	Твердые бытовые отходы	20 03 01	Не опасные	0,69	Упаковочный материал, жестяные и алюминиевые банки, целлофан, картон, пластиковые стаканы, бутылки. Содержат целлюлозу, полимеры.	Металлический контейнер на специально отведённой площадке	По мере заполнения контейнеров твердо-бытовые отходы вывозятся на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и транспорта АО «СНПС-Актобемунайгаз».
Итого:				0,69			
Производственные отходы							
2	Буровой шлам	01 05 05*	4	477,23	Водная суспензия, твердая часть продукты разрушения горных пород	Специальные металлические ёмкости	Передача спец. предприятиям на договорной основе
3	Отработанный буровой раствор (ОБР)	01 05 05*	4	147, 32	Водная суспензия, состав: вода, глина, химреагенты – 0,1-0,5%	Специальные металлические ёмкости	Передача спец. предприятиям на договорной основе
4	Промасленная ветошь	15 02 02*	3	0,127	Твёрдые. Текстильные. Целлюлоза, нефтемасла до 5%.	Складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши	Вывоз на договорной основе спец. предприятием

5	Отработанные масла	13 02 06*	3	6,01	Жидкие. Состав: вода, мехпримеси, углеводороды	Хранятся в ёмкостях	Передача спец. предприятиям на договорной основе
6	Мешкотара	15 01 01	4	0,15	Твёрдые. Целлюлоза, пластмассовая тара.полимеры.	Специальный контейнер для использ-х тар	Передача спец. предприятиям на договорной основе
7	Пластмассовые бочки	15 01 02	4	0,35	Твёрдые. Целлюлоза, пластмассовая тара.полимеры.	Специальный контейнер для использ-х тар	Передача спец. предприятиям на договорной основе
Итого:				631,187			
Всего:				631,877			

Характеристика отходов производства и потребления, образующихся в процессе испытания скважин

№	Наименование отходов	Код по классификатору отходов	Класс опасности	Масса отходов, т	Физико-химическая характеристика	Условия хранения	Рекомендуемое место размещения/Способ утилизации
1	2	3	4	5	6	7	8
Отходы потребления							
1	Твердые бытовые отходы	20 03 01	Не опасные	0,22	Упаковочный материал, жестяные и алюминиевые банки, целлофан, картон, пластиковые стаканы, бутылки. Содержат целлюлозу, полимеры.	Металлический контейнер на специально отведённой площадке	По мере заполнения контейнеров твердо-бытовые отходы вывозятся на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и транспорта АО «СНПС-Актобемунайгаз».
Итого: от 1-го объекта				0,22			
от 2-х объектов				0,44			
Производственные отходы							
2	Промасленная ветошь	15 02 02*	3	0,127	Твёрдые. Текстильные. Целлюлоза, нефтемасла до 5%.	Складывается в металлическом контейнере для промасленной ветоши	Вывоз на договорной основе спец. предприятием
Итого: от 1-го объекта				0,127			
от 2-х объектов				0,254			
Всего: от 1-го объекта				0,347			
от 2-х объектов				0,694			

Таблица 5.1.2

Лимиты размещения отходов производства и потребления при строительстве скважины

Наименование отходов	Образование т/год	Размещение ,т/год	Передача сторонним организациям,т/год
1	2	3	4
Всего	631,877		631,877
в.т.ч.отходов производства	631,187		631,187
Отходов потребления	0,69		0,69
Опасные отходы			
Перечень отходов			
Буровой шлам	477,23		477,23
Отработанный буровой раствор	147, 32		147, 32
Отработанные масла	6,01		6,01
Промасленная ветошь	0,127	-	0,127
Неопасные отходы			
Перечень отходов			
ТБО	0,69	-	0,69
Мешкотара	0,15	-	0,15
Пластмассовые бочки	0,35	-	0,35

Таблица 5.1.2

Лимиты размещения отходов производства и потребления при испытании скважины от 1-го объекта

Наименование отходов	Образование т/год	Размещение ,т/год	Передача сторонним организациям,т/год
1	2	3	4
Всего	0,347		0,347
в.т.ч.отходов производства	0,127		0,127
Отходов потребления	0,22		0,22
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	0,127	-	0,127
Неопасные отходы			
Перечень отходов			
ТБО	0,22	-	0,22

от 2-х объектов

Наименование отходов	Образование т/год	Размещение ,т/год	Передача сторонним организациям,т/год
1	2	3	4
Всего	0,694		0,694
в.т.ч.отходов производства	0,254		0,254
Отходов потребления	0,44		0,44

Опасные отходы			
Промасленная ветошь	0,254	-	0,254
Неопасные отходы			
Перечень отходов			
ТБО	0,44	-	0,44

Скважина СТ-78

Отработанный буровой раствор (ОБР) - является вторым по объему загрязнении видом отходов бурения. Объем их образования зависит от многих технологических и гидрогеологических условий и рассчитывается для каждого предприятия отдельно, в соответствии с проектной документацией.

Уровень опасности ОБР – код 01 05 05* – опасные отходы.

Буровой шлам (БШ) – являются отходом, образующимся при бурении нефтяных скважин. Наряду с выбуренной из глубины горной породой, которая составляет 90-98% от общей массы, БШ содержат химические добавки – реагенты, позволяющие оптимизировать процесс бурения скважин. Смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляется из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами. БШ по минеральному составу не токсичен, но диспергируясь в среде бурового раствора, его частицы адсорбируют на своей поверхности токсические вещества.

Удельная плотность бурового шлама в среднем равна $2,1 \text{ т/м}^3$, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы, согласно РНД 03.1.0.3.01-96 удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$. Уровень опасности ОБР – код 01 05 05* – опасные отходы.

Таким образом, наряду с выбуренной породой БШ содержит химические реагенты, применяемые для приготовления буровых растворов. Однако, из применяющихся химреагентов, используются их водные растворы, концентрация химреагентов в которых 0,1-0,5 %. Выходящий из скважины буровой раствор является обедненным вследствие указанных выше потерь химвеществ. Поэтому их концентрация в отработанном буровом растворе еще меньше указанной. В условиях разбухания карбонатного по преимуществу разреза частицы бурового шлама обладают малой пористостью, следовательно, слабо насыщены химически обработанным буровым раствором.

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции токсических веществ в природные объекты должна предусматриваться инженерная система организованного их сбора, хранения. Запрещается сброс отходов бурения (БСВ, ОБР) и канализационных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты.

В процессе бурения скважины осуществляется безамбарный способ бурения. Оборудование замкнутой системы очистки и приготовления бурового раствора с использованием металлических емкостей, а также контейнеров для сбора и вывоза шлама по договору.

Процесс очистки раствора заключается в следующем: буровой раствор из скважины с выбуренной породой поступает в вибросита, где он освобождается от шлама и поступает в пескоотделитель и илоотделитель, в которых происходит отделение песка и ила. Очистка буровых сточных вод от взвешенных веществ достигается в центрифуге. Шлам и твердая фаза собираются в металлических емкостях или контейнерах. Объем металлической емкости объемом $15-20 \text{ м}^3$ (с приваренными ручками для удобства транспортировки). По мере заполнения емкости шлам (твердая фаза), транспортером (или экскаватором) подается в самосвал и вывозится на полигон по договору. Неисключено повторное

применение отработанного бурового раствора, при непригодности для повторного использования вывозится на полигон по договору. Гидроизоляция площадки под емкости отходов осуществляется металлическими листами или деревянными щитами.

Кроме того, в полах силового, насосного блока и блока приготовления раствора устанавливаются поддоны для сбора дренажей от оборудования, что исключает поступление загрязняющих веществ в окружающую среду при работе установки.

Твердо-бытовые отходы

Строительство скважин предусматривает организацию полевого лагеря (временный вагончик) на территории временного земельного отвода. В результате жизнедеятельности образуются твердые – бытовые отходы. Твердо-бытовые отходы складываются в специальные контейнеры. Территория под твердо-бытовые отходы ограждено с табличкой «ТБО». По мере заполнения контейнеров твердо-бытовые отходы вывозятся на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и транспорта АО «СНПС-Актобемунайгаз».

ТБО характеризуется следующими свойствами: твердые, нетоксичные, не растворимые в воде. Уровень опасности используемой тары – 20 03 01 – неопасные отходы. Количество образования отходов ТБО определяется по формуле (при строительстве скважин):

$$M = \frac{p \cdot m \cdot n \cdot q}{365}$$

где p-норма накопления отходов на 1 человека в год, 0,3 м³/год;

m- численность работников, 30 человек;

n- продолжительность рабочего дня, 112суток;

q-плотность ТБО, равна 0,25 т/м³

Количество образования ТБО в полевом лагере:

$$M = \frac{0,3 \cdot 30 \cdot 112 \cdot 0,25}{365} = 0,69 \text{ тонн/год}$$

Количество образования отходов ТБО определяется по формуле (при испытании скважин):

$$M = \frac{p \cdot m \cdot n \cdot q}{365}$$

где p-норма накопления отходов на 1 человека в год, 0,3 м³/год;

m- численность работников, 12 человек;

n- продолжительность рабочего дня, 90суток;

q-плотность ТБО, равна 0,25 т/м³

Количество образования ТБО в полевом лагере:

$$M = \frac{0,3 \cdot 12 \cdot 90 \cdot 0,25}{365} = 0,22 \text{ тонн/год}$$

от 1-го объекта – 0,22т/год

от 2-х объектов – 0,44т/год

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Промасленная ветошь относится к твердым, пожароопасным, невзрывоопасным и водонерастворимым отходам. ветошь содержит до 5% нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные контейнеры и вывозится на полигон.

Уровень опасности промасленной ветоши (ветошь обтирочная) – 15 02 02* – опасные отходы.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

Где M₀ – поступающее количество ветоши- 0,1т/год

М-норматив содержания в ветоши масел, $M=0,12 \cdot M_0$;
 W- нормативное содержание в ветоши влаги, $W=0,15 \cdot M_0$;
 $M=0,12 \cdot 0,1=0,012$
 $W=0,15 \cdot 0,1=0,015$

Количество промасленной ветоши (при строительстве скважин):

$N=0,1+0,012+0,015=0,127 \text{ т/год}$

Количество промасленной ветоши (при испытании скважин):

$N=0,1+0,012+0,015=0,127 \text{ т/год}$

$N=0,1+0,012+0,015=0,127 \text{ т/год}$

от 1-го объекта – $0,127 \text{ т/год}$

от 2-х объектов) – $0,254 \text{ т/год}$

Тара из под химреактивов (мешкотара и пластмассовые бочки)

При бурении скважин используется различные химические реагенты, после которых отходами являются их упаковка.

Уровень опасности тары из под химреактивов (мешки мешкотара) – 15 01 01 не опасные отходы.

Уровень опасности тары из под химреактивов (пластмассовые бочки) – 15 01 02 не опасные отходы.

Тара (мешки и мешкотара) собирается и вывозится на полигон ТБО УОПиТ

Тара (пластмассовые бочки) вывозится по договору на утилизацию

Вес тары из под реактивов рассчитывается по следующей формуле: $M_{отх} = N \times m$

Количество мешков с реактивами на 1 скважину, шт -150

Вес одного мешка без реактивов кг, -1

Мешкотара (мешки) $M_{отх} = 150 \times 1 \text{ кг} = 150 \text{ кг} (0,15 \text{ т})$

Количество бочек с реактивами, шт-35

Вес одной бочки без реактивов кг, - 10

Пластмассовые бочки: $M_{отх} = 35 \times 10 \text{ кг} = 350 \text{ кг} (0,35 \text{ т})$

Отработанные масла - жидкий отход, уровень опасности 13 02 06* – опасные отходы.

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

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

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

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

где:

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

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

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

Y_b – расход бензина за год, м^3

Y_d – расход дизельного топлива за год, м^3

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

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

p – Плотность моторного масла, $0,930 \text{ т/м}^3$

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Расход. м^3	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м^3	Доля потерь масла от общего его количества	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер
----------------------	----------------------	--	---------------------------------	--	---

Диз. топливо	807,84	0,032	0,93	0,25	6,01
Всего:	6,01				

1.1 Расчет объемов отходов бурения

Расчет объемов отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод) выполнен в соответствии с РД 51-1-96.

Данные для расчета объемов отходов бурения

Таблица 5.1.1

№ п/п	Наименование	Интервал бурения (м)			
		0-30	30-300	300-1050	1050-3420
1.	Диаметр ствола скважины, мм	660,4	444,5	311,2	215,9
2.	Длина интервала ствола, мм	30	270	750	2370
3.	Площадь сечения, м ²	0,342	0,155	0,076	0,036
4.	Коэффициент каверзности	1,1	1,1	1,2	1,2
5.	Объем интервала скважин, м ³	11,29	46,04	68,4	102,38
6.	Объем всей скважины, м ³	V _п = 228,11 м ³			

Расчет объем отходов при строительстве скважины:

1. Объем отходов бурения

1.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n * 1,2$$

$$V_{ш} = 228,11 \times 1,2 = 273,73 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

1.2. Объем отработанного бурового раствора (ОБР)

$$V_{обр} = 0,25 * K_2 * V_n + 0,5 * V_{ц};$$

где K₂- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе (в соответствии с РД 51-1-96), K₂=1,052;

V_п - объем циркуляционной системы буровой установки. Объем циркуляционной системы буровой установки, зависит от глубины бурения (Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 51-1-96, V_ц = 120 м³).

$$V_{обр} = 0,25 \times 1,052 \times 228,11 + 0,5 \times 120 = 119,99 \text{ м}^3$$

1.3. Объем буровых сточных вод (V_{БСВ}) с учетом повторного использования:

$$V_{БСВ} = 0,25 * V_{обр}$$

$$V_{БСВ} = 0,25 * 119,99 = 30 \text{ м}^3$$

1.4. Суммарный объем отходов бурения

$$V_{сум} = 1,1 \times (V_{ш} + V_{обр})$$

$$V_{сум} = 1,1 \times (273,73 + 119,99) = 433,09 \text{ м}^3$$

Количество отходов бурения. Количество отходов бурения (буровой шлам, отработанный буровой раствор, буровые сточные воды) определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{ш} * \rho_{ш} + V_{обр} * \rho_{обр}$$

где: V_ш - объем шлама, м³;

V_{обр} - объем отработанного бурового раствора, м³;

ρ_ш - удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м³;

ρ_{обр} - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,23 т/м³;

$$Q_1 = 273,73 * 1,75 + 119,99 * 1,23 = 479,03 + 147,59 = 626,62 \text{ т.}$$

Характеристика отходов производства и потребления, образующихся в процессе строительства скважины

№	Наименование отходов	Код по классификатору отходов	Класс опасности	Масса отходов, т	Физико-химическая характеристика	Условия хранения	Рекомендуемое место размещения/Способ утилизации
1	2	3	4	5	6	7	8
Отходы потребления							
1	Твердые бытовые отходы	20 03 01	Не опасные	0,69	Упаковочный материал, жестяные и алюминиевые банки, целлофан, картон, пластиковые стаканы, бутылки. Содержат целлюлозу, полимеры.	Металлический контейнер на специально отведённой площадке	По мере заполнения контейнеров твердо-бытовые отходы вывозятся на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и транспорта АО «СНПС-Актобемунайгаз».
Итого:				0,69			
Производственные отходы							
2	Буровой шлам	01 05 05*	4	479,03	Водная суспензия, твердая часть продукты разрушения горных пород	Специальные металлические ёмкости	Передача спец. предприятиям на договорной основе
3	Отработанный буровой раствор (ОБР)	01 05 05*	4	147, 59	Водная суспензия, состав: вода, глина, химреагенты – 0,1-0,5%	Специальные металлические ёмкости	Передача спец. предприятиям на договорной основе
4	Промасленная ветошь	15 02 02*	3	0,127	Твёрдые. Текстильные. Целлюлоза, нефтемасла до 5%.	Складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши	Вывоз на договорной основе спец. предприятием

5	Отработанные масла	13 02 06*	3	6,01	Жидкие. Состав: вода, мехпримеси, углеводороды	Хранятся в ёмкостях	Передача спец. предприятиям на договорной основе
6	Мешкотара	15 01 01	4	0,15	Твёрдые. Целлюлоза, пластмассовая тара.полимеры.	Специальный контейнер для использ-х тар	Передача спец. предприятиям на договорной основе
7	Пластмассовые бочки	15 01 02	4	0,35	Твёрдые. Целлюлоза, пластмассовая тара.полимеры.	Специальный контейнер для использ-х тар	Передача спец. предприятиям на договорной основе
Итого:				633,257			
Всего:				633,947			

Характеристика отходов производства и потребления, образующихся в процессе испытания скважин

№	Наименование отходов	Код по классификатору отходов	Класс опасности	Масса отходов, т	Физико-химическая характеристика	Условия хранения	Рекомендуемое место размещения/Способ утилизации
1	2	3	4	5	6	7	8
Отходы потребления							
1	Твердые бытовые отходы	20 03 01	Не опасные	0,22	Упаковочный материал, жестяные и алюминиевые банки, целлофан, картон, пластиковые стаканы, бутылки. Содержат целлюлозу, полимеры.	Металлический контейнер на специально отведённой площадке	По мере заполнения контейнеров твердо-бытовые отходы вывозятся на полигон складирования твердо-бытовых отходов Управления общественным питанием и транспорта АО «СНПС-Актобемунайгаз».
Итого: от 1-го объекта				0,22			
от 2-х объектов				0,44			
Производственные отходы							
2	Промасленная ветошь	15 02 02*	3	0,127	Твёрдые. Текстильные. Целлюлоза, нефтемасла до 5%.	Складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши	Вывоз на договорной основе спец. предприятием
Итого: от 1-го объекта				0,127			
от 2-х объектов				0,254			
Всего: от 1-го объекта				0,347			
от 2-х объектов				0,694			

Таблица 5.1.2

Лимиты размещения отходов производства и потребления при строительстве скважины

Наименование отходов	Образование т/год	Размещение ,т/год	Передача сторонним организациям,т/год
1	2	3	4
Всего	633,947		633,947
в.т.ч.отходов производства	633,257		633,257
Отходов потребления	0,69		0,69
Опасные отходы			
Перечень отходов			
Буровой шлам	479,03		479,03
Отработанный буровой раствор	147, 59		147, 59
Отработанные масла	6,01		6,01
Промасленная ветошь	0,127	-	0,127
Неопасные отходы			
Перечень отходов			
ТБО	0,69	-	0,69
Мешкотара	0,15	-	0,15
Пластмассовые бочки	0,35	-	0,35

Таблица 5.1.2

**Лимиты размещения отходов производства и потребления при испытании скважины
от 1-го объекта**

Наименование отходов	Образование т/год	Размещение ,т/год	Передача сторонним организациям,т/год
1	2	3	4
Всего	0,347		0,347
в.т.ч.отходов производства	0,127		0,127
Отходов потребления	0,22		0,22
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	0,127	-	0,127
Неопасные отходы			
Перечень отходов			
ТБО	0,22	-	0,22

от 2-х объектов

Наименование отходов	Образование т/год	Размещение ,т/год	Передача сторонним организациям,т/год
1	2	3	4
Всего	0,694		0,694
в.т.ч.отходов производства	0,254		0,254
Отходов потребления	0,44		0,44
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	0,254	-	0,254
Неопасные отходы			
Перечень отходов			
ТБО	0,44	-	0,44

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Лицензионный участок (Центральная территория восточного борта Прикаспийской впадины) находится южнее от месторождения Жанажол, в административном отношении расположен в Байганинском районах Актыубинской области. В тектоническом отношении данный участок приурочен к центральной части восточного борта Прикаспийской впадины.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную пологими балками и оврагами. Абсолютные отметки его колеблются от 125 до 270 м. Гидрографическая сеть развита слабо. В районе работ в северной его части протекает пересыхающая река Манисай. На отдельных участках развивается сеть мелких оврагов. Местность изобилует мелкими сорами (пересыхающими озёрами), с питанием атмосферными осадками. Пресноводных колодцев нет.

В Байганинском районе преобладают ветры юго-восточного направления. Период с середины ноября до середины апреля является периодом снежного покрова с толщиной снежного покрова зимой до 20-30 см. Первый снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта.

Байганинский район расположен в Актыубинской области Казахстана, на западе страны. Территория района занимает площадь около 42,000 квадратных километров, являясь одной из крупных административных единиц области. В Байганинском районе преобладает полупустынный ландшафт с суровым континентальным климатом, характеризующимся жарким летом и холодной зимой. На территории района имеются месторождения полезных ископаемых, включая нефть и битуминозные породы, что делает район важным с экономической точки зрения.

По данным последних переписей и оценок, население Байганинского района составляет около 30 тысяч человек. Жители района преимущественно сосредоточены в поселках и селах, с административным центром в селе Карауылкельды.

Растительность формируется только за счет атмосферных осадков, что в свою очередь обусловило ее характер. Травястые природные пастбища изреженные и бедные. Основу его составляют ковыльно-полынно-типчаковые группировки. Толщина плодородного слоя в среднем 8 см.

Животный мир разнообразен, встречаются представители различных типов. Из млекопитающих обитают волки, лисы, зайцы; из грызунов - суслики, тушканчики, песчанки, полевые мыши. Из пресмыкающихся следует отметить ящериц и различных змей, в том числе и ядовитых. Из пернатых встречаются орлы, степные куропатки, дрофы, дикие голуби. Через район проходят пути миграции сайгаков.

Заповедные территории близ контрактной территории отсутствуют.

Ближайшими разрабатываемыми нефтегазовыми месторождениями к площади работ являются Жанажол, Кенкияк, которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и мощностями по подготовке добычи нефти и газа. Нефть этих месторождений по нефтепроводу подается в магистральный нефтепровод Атырау-Орск. Нефтепромыслы указанных месторождений связаны шоссейной дорогой с асфальтовым покрытием с г.Актобе. Месторождение Такыр расположено на расстоянии 30 км к северо-востоку от площади работ.

Ближайшей железнодорожной станцией и районным центром является ст. Эмба.

Нефтепромыслы месторождений Жанажол и Кенкияк связаны шоссейной дорогой с асфальтовым покрытием с г.Актобе. Несколько севернее от изучаемой площади проходит асфальтированная дорога Жанажол-Эмба-Актобе.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

По проекту предусматривается строительство и испытание пластов скважин СТ-77 и СТ-78.

Проектируемая оценочная скважина СТ-77 заложена на месторождении Северная Трува на расстоянии 2,1км к юго-востоку от скважины YAKUT-1 и на расстоянии 1,85км к северо-западу от скважины СТ-73.

В P_{1s}-а отложениях данной восточной зоны выделяется распространение карбонатных построек. В соседних скважинах СТ-50, СТ-72, СТ-73 и YAKUT-1 выделены коллектора P_{1s}-а возраста, где по скважине СТ-50 был получен промышленный приток нефти 13,4м³/сут.

В скважинах СТ-72 и СТ-73 в толще КТ-I были получены промышленные притоки нефти: 80,9т/сут и 132т/сут соответственно. Таким образом, целевыми горизонтами в проектной скважине СТ-77 являются коллектора КТ-II, КТ-I и P_{1s}-а возраста.

По данным бурения соседних скважин и проведенной на структуре сейсморазведки 3Д прогнозируется следующий разрез по скважине СТ-77 структуры Северная Трува:

Кайнозойско-мезозойская группа: мощностью до 1050м, литологически представлены чередованием толщ песчано-глинистых пород различной окраски. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевролиты серые, крепкие, массивные. Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые.

Отложения верхней перми и Кунгурский ярус (P_{1kg}) в районе заложения скважины размыты по данным сейсморазведочных работ и бурения скважин.

Сакмарский-Ассельский ярусы (P_{1s}-а): с 1050м до 2317м, литологически представлены аргиллитами серыми, иногда темно-серыми, средней твердости, алевритистыми, с включениями пирита, известковистыми; алевролитами серыми, известковистыми, крепкими. Карбонатные постройки сложены известняками светло-буро-серыми, биокластическими, водораслевыми, сферолитовыми. Возможно в карбонатных постройках содержание углеводородов.

Толща КТ-I: развита в объеме мячковского горизонта московского яруса и верхнего карбона – гжельского и касимовского ярусов, предположительно залегает с глубины 2317м до 2722м, литологически представлена чередованием светло-серых, серых мелко-криптокристаллических доломитистых известняков с межзернистыми порами растворения, и доломитов светло-серых криптокристаллических с порами и трещинами растворения, с редкими прослоями аргиллитов.

Терригенная межкарбонатная толща: подольский горизонт московского яруса - является границей между карбонатными толщами КТ-I и КТ-II и служит крышкой для залежей в известняках КТ-II, предположительное залегание на глубине с 2722м до 3050м, преимущественно представлена переслаиванием серых и темно-серых аргиллитов, возможны пропластки известняков и мергелей и редкие прослои песчаников и алевролитов.

Толща КТ-II: объединяет породы каширского и верейского горизонта нижнемосковского яруса и башкирского яруса и предположительно залегает с глубины 3050м, литологически представляет собой переслаивание светло-серых, серых органогенных, оолитовых известняков с редкими и тонкими прослоями темно-серых аргиллитов. Проектируется закончить скважину забоем 3400м в отложениях КТ-II.

Назначение скважины – оценочная.

Цель бурения – оценка нефтегазоносности карбонатных толщ КТ-II, КТ-I и P_{1s}-а

Проектный горизонт – КТ-II

Проектная глубина – 3400м.

Географические координаты

Наименование скважин	северная широта	восточная долгота
СТ-77	47° 47' 51,30"	57° 24' 36,56"

Проектируемая оценочная скважина СТ-78 заложена на структуре Северная Трува на расстоянии 4,25 км к юго-востоку от скважины СТ-43 и на расстоянии 1,9км к северо-западу от скважины СТ-72.

В P1s-a отложениях данной восточной зоны выделяется распространение карбонатных построек. В соседних скважинах СТ-43, СТ-50, СТ-72, СТ-73 и YAKUT-1 выделены коллектора P1s-a возраста, где по скважине СТ-50 был получен промышленный приток нефти 13,4м³/сут. В скважинах СТ-72 и СТ-73 в толще КТ-I были получены промышленные притоки нефти: 80,9т/сут и 132т/сут соответственно.

Таким образом, целевыми горизонтами в проектной скважине СТ-78 являются коллектора КТ-II, КТ-I и P1s-a возраста.

По данным бурения соседних скважин и проведенной на структуре сейсморазведки 3Д прогнозируется следующий разрез по скважине СТ-78 структуры Северная Трува:

Кайнозойско-мезозойская группа: мощностью до 1050м, литологически представлены чередованием толщ песчано-глинистых пород различной окраски. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевролиты серые, крепкие, массивные. Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые.

Отложения верхней перми и Кунгурский ярус (P1kg) в районе заложения скважины размыты по данным сейсморазведочных работ и бурения скважин.

Сакмарский-Ассельский ярусы (P1s-a): с 1050м до 2340м, литологически представлены аргиллитами серыми, иногда темно-серыми, средней твердости, алевритистыми, с включениями пирита, известковистыми; алевролитами серыми, известковистыми, крепкими. Карбонатные постройки сложены известняками светло-буро-серыми, биокластическими, водораслевыми, сферолитовыми. Возможно в карбонатных постройках содержание углеводородов.

Толща КТ-I: развита в объеме мячковского горизонта московского яруса и верхнего карбона – гжельского и касимовского ярусов, предположительно залегает с глубины 2340м до 2747м, литологически представлена чередованием светло-серых, серых мелко-криптокристаллических доломитистых известняков с межзернистыми порами растворения, и доломитов светло-серых криптокристаллических с порами и трещинами растворения, с редкими прослоями аргиллитов.

Терригенная межкарбонатная толща: подольский горизонт московского яруса - является границей между карбонатными толщами КТ-I и КТ-II и служит крышкой для залежей в известняках КТ-II, предположительное залегание на глубине с 2747м до 3057м, преимущественно представлена переслаиванием серых и темно-серых аргиллитов, возможны пропластки известняков и мергелей и редкие прослои песчаников и алевролитов.

Толща КТ-II: объединяет породы каширского и верейского горизонта нижнемосковского яруса и башкирского яруса и предположительно залегает с глубины 3057м, литологически представляет собой переслаивание светло-серых, серых органогенных, оолитовых известняков с редкими и тонкими прослоями темно-серых аргиллитов. Проектируется закончить скважину забоем 3420м в отложениях КТ-II.

Назначение скважины – оценочная.

Цель бурения: оценка нефтегазоносности карбонатных толщ КТ-II, КТ-I и P1s-a

Проектный горизонт – КТ-II

Проектная глубина – 3420м.

Географические координаты

Наименование скважин	северная широта	восточная долгота
----------------------	-----------------	-------------------

СТ-78	47° 46' 31,52"	57° 23' 23,64"
-------	----------------	----------------

Основной целью бурения и испытания проектируемых поисковых скважин на изучаемых площадях является изучение геологического строения и оценка нефтегазоносности подсоловых нижнепермских и каменноугольных отложений. Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность производится геологической и геофизической группой на основании данных исследований, проведенных в процессе бурения скважин, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопоявлений и разгазирования промысловой жидкости и комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов.

4. ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Согласно заключения на скрининг Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности № KZ47VWF00188365 от 09.07.2024г. и № KZ15VWF00191075 от 15.07.2024г. проводится оценка воздействия на окружающую среду от намечаемой деятельности. Отчет о возможных воздействиях разрабатывается согласно 72 статьи ЭК РК.

Экологическая оценка по упрощенному порядку проводится для намечаемой и осуществляемой деятельности, не подлежащей обязательной оценке воздействия на окружающую среду в соответствии с Экологическим кодексом РК, при разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.

Согласно Экологического кодекса работы по строительству продолжительностью до 1 года относятся к III категории, однако для АО «СНПС-Актобемунайгаз» установлена I категория, работы по разведки и добычи углеводородов. В связи с этим проектные работы будут относиться к I категории.

5. ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

Согласно заключения на скрининг Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности № KZ47VWF00188365 от 09.07.2024г. и № KZ15VWF00191075 от 15.07.2024г. проводится оценка воздействия на окружающую среду от намечаемой деятельности. Отчет о возможных воздействиях разрабатывается согласно 72 статьи ЭК РК.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

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 отсутствуют.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – длительное при планируемой эксплуатации скважин.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки при получении ЭРВ в рамках ППМ.

Вывод: В целом воздействия работ при эксплуатации скважин на состояние здоровья населения может быть оценено, как *локальное* и длительное при планируемой эксплуатации скважин.

6.2 Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

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.).
- Проведение работ по эксплуатации скважин отразится на почвенно-растительном покрове виде следующих изменений:
- частичное повреждение растений
 - загрязнения почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ
 - запыления придорожной растительности;

Таблица 6.2.1 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Растительность				
Снятие растительного покрова	Ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как *умеренное, локальное и временное*.

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 место обитания при проведении проектных работ, складировании производственно-бытовых отходов и в период эксплуатации 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 6.2.2 - Анализ воздействия на фауну

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Фауна				
Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4

6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

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;
- монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах вод с хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, сточными водами.

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

Необходимо полностью исключить загрязнение почв ГСМ. Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды.

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;

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

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. Обеспечить соблюдение норм статьи 140 Земельного кодекса РК, а именно: - снятие, хранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с повреждением земель; - рекультивация нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств и своевременное вовлечение их в хозяйственный оборот.

Участок находится вне территории государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Таблица 6.3.1 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенного покрова

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

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как *умеренное, локальное и временное*.

6.4 Вода (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Источниками загрязнения вод при строительстве месторождения могут быть: бытовые и технические воды, химические реагенты.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замазученных территорий.

Однако предусмотренными мероприятиями о защите окружающей среды предусмотрено недопущение загрязнения вод.

Таблица 6.4.1 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Подземные воды				
Загрязнение подземных вод сточными водами,	Локальное 1	Временное 1	Слабое 2	низкой значимости 2

возможными разливами ГСМ				
--------------------------	--	--	--	--

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

Актуальное состояние водных ресурсов

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрации, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Водозаборная наблюдательная скважина № В 51 47.5702998 57.2138799	Уровень воды	Не регламентируется	88.7	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10,7	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.83	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	131	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	144	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	102	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	1,65	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.021	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.055	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1,08	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8,1	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.4	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	5.0	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	501	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	4.4	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.29	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	61,0	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	36,5	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.012	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	0,1	-	Не требуется
Водозаборная наблюдательная скважина № В 56 47.5380997	Уровень воды	Не регламентируется	85.1	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10,8	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.04	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	179	-	Не требуется

57.2205999	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	198	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	150	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.39	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.023	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.039	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1,06	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8,4	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2,5	-	Не требуется
	АПВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	4.4	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	530	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	5.8	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.29	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	54.1	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	28.4	-	Не требуется
Водозаборная наблюдательная скважина № В 566 47.54114999 57.24149999	Железо общее	Не регламентируется	0.005	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
	Уровень воды	Не регламентируется	93.5	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10,4	-	Не требуется
	pH	Не регламентируется	6,83	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	166	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	187	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	131,6	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	0.38	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется

	Кадмий	Не регламентируется	0.018	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	0.083	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.1	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8,8	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	2.4	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	5.2	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	512	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	4.8	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0.22	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	47.8	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	23,5	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.031	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
Водозаборная наблюдательная скважина № В 58 47.5572999 57.27142998	Фенолы	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
	Уровень воды	Не регламентируется	92.5	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10,5	-	Не требуется
	pH	Не регламентируется	6,7	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	176	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	189	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	104	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.35	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.025	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.04	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1,25	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8,4	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	3.5	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	5.1	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	541	-	Не требуется

	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	3.9	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.29	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	41.0	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	22.5	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.018	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
Водозаборная наблюдательная скважина № В 59 47.5673999 57.3098000	Уровень воды	Не регламентируется	82.5	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10,9	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.1	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	144	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	168	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	95	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.27	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.023	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.037	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1,6	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8,3	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2,3	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	5,5	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	510	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	4.9	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.29	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	37.1	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	22.5	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.062	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
	Уровень воды	Не регламентируется	100.1	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	9,4	-	Не требуется

Водозаборная наблюдательная скважина № В 63 47.50370999 57.27391997	рН	Не регламентируется	6,5	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	136,8	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	158,6	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	101	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.32	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.035	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.049	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1,63	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	9,0	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.2	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	4.8	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	486	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	4.3	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.47	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	40.5	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	22,1	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.051	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
Водозаборная наблюдательная скважина № В 67 47.50872999 57.29341998	Уровень воды	Не регламентируется	85.5	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	10,9	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.25	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	168	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	169	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	101	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.42	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется

	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.019	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.032	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1,25	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	8,8	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2,9	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	4.8	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	501	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	2.3	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.42	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	50.1	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	24.2	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.008	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
Водозаборная наблюдательная скважина № В 68 47.51271945 57.31281999	Уровень воды	Не регламентируется	84.0	-	Не требуется
	Температура	Не регламентируется	11.0	-	Не требуется
	pH	Не регламентируется	7.31	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	168	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	177	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	104	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.29	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.017	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.028	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0,25	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	4.6	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.0	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется

	Жесткость общая	Не регламентируется	4.5	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	512	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	3.8	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.28	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	48.4	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	25.4	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.012	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
Водозаборная скважина на комплексной станции № 66 47.645931 55.886318	рН	Не регламентируется	7.15	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	158	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	164	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	102	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.32	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.027	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.034	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	0,25	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	5.9	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.5	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	5.0	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	490	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	5.1	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.24	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	30.5	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	18.6	-	Не требуется
	Железо общее	Не регламентируется	0.014	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
	рН	Не регламентируется	7.2	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регламентируется	152	-	Не требуется

Водозаборная скважина на комплексной станции № 66 47.645931 55.886318	Карбонаты	Не регламентируется	<8	-	Не требуется
	Хлориды	Не регламентируется	148	-	Не требуется
	Сульфаты	Не регламентируется	106,5	-	Не требуется
	Фосфаты	Не регламентируется	0.24	-	Не требуется
	Медь	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Никель	Не регламентируется	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	Не регламентируется	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	Не регламентируется	0.024	-	Не требуется
	Нитриты	Не регламентируется	0.17	-	Не требуется
	Нитраты	Не регламентируется	1.3	-	Не требуется
	ХПК	Не регламентируется	6.5	-	Не требуется
	БПК ₅	Не регламентируется	2.1	-	Не требуется
	АПАВ	Не регламентируется	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	Не регламентируется	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	Не регламентируется	4.5	-	Не требуется
	Сухой остаток	Не регламентируется	456	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не регламентируется	4.7	-	Не требуется
	Азот аммонийный	Не регламентируется	0.32	-	Не требуется
	Кальций	Не регламентируется	29,1	-	Не требуется
	Магний	Не регламентируется	18,6	-	Не требуется
Река Жайынды на входе 47.607452 55.967802	Железо общее	Не регламентируется	0.011	-	Не требуется
	Сероводород	Не регламентируется	<0,002	-	Не требуется
	Фториды	Не регламентируется	<0,02	-	Не требуется
	pH	6,0-9,0	7.3	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регл-ся	91,2	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регл-ся	<8,0	-	Не требуется
	Хлориды	350	100,2	-	Не требуется
	Сульфаты	500	69.5	-	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.19	-	Не требуется
	Медь	1	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	5	<0,005	-	Не требуется
	Никель	0.1	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	0.03	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.024	-	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.09	-	Не требуется

	Нитраты	45	1.28	-	Не требуется
	ХПК	30	8,5	-	Не требуется
	БПК ₅	6	3.4	-	Не требуется
	АПАВ	0.5	0,027	-	Не требуется
	Фенолы	0.001	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	7	5.3	-	Не требуется
	Сухой остаток	1000	371	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	0,75+фон	4.8	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.44	-	Не требуется
	Кальций	Не регл-ся	29,6	-	Не требуется
	Магний	Не регл-ся	18,1	-	Не требуется
	Железо общее	0.3	0.019	-	Не требуется
	Кислород растворенный	не менее 4	6.8	-	Не требуется
Река Жайынды на выходе 47.789635 55.988207	рН	6,0-9,0	7,35	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не регл-ся	95.8	-	Не требуется
	Карбонаты	Не регл-ся	<8,0	-	Не требуется
	Хлориды	350	94.1	-	Не требуется
	Сульфаты	500	76.5	-	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.26	-	Не требуется
	Медь	1	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	5	<0,005	-	Не требуется
	Никель	0.1	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	0.03	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.019	-	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.32	-	Не требуется
	Нитраты	45	1.21	-	Не требуется
	ХПК	30	8.4	-	Не требуется
	БПК ₅	6	3.2	-	Не требуется
	АПАВ	0.5	0,03	-	Не требуется
	Фенолы	0.001	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	7	4.8	-	Не требуется
	Сухой остаток	1000	362	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	0,75+фон	3.8	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.30	-	Не требуется
	Кальций	Не регл-ся	28.6	-	Не требуется
	Магний	Не регл-ся	18.4	-	Не требуется

	Железо общее	0.3	0.022	-	Не требуется
	Кислород растворенный	не менее 4	6.4	-	Не требуется
р.Ащисай на входе с контрактной территорий 47.652144 55.86354	рН	6,0-9,0	7.4	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	-	89.5	-	Не требуется
	Карбонаты	-	<8,0	-	Не требуется
	Хлориды	350	106.1	-	Не требуется
	Сульфаты	500	72,6	-	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.22	-	Не требуется
	Медь	1	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	5	<0,005	-	Не требуется
	Никель	0.1	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	0.03	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.024	-	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.07	-	Не требуется
	Нитраты	45	1.02	-	Не требуется
	ХПК	30	7.9	-	Не требуется
	БПК ₅	6	3.4	-	Не требуется
	АПАВ	0.5	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	0.001	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	7	5.2	-	Не требуется
	Сухой остаток	1000	363	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	0,75+фон	4.7	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.40	-	Не требуется
	Кальций	-	26.8	-	Не требуется
	Магний	-	18.5	-	Не требуется
	Железо общее	0.3	0.016	-	Не требуется
	Кислород растворенный	не менее 4	6.5	-	Не требуется
р.Ащисай на выходе с контрактной территорий 47.589637 55.75211	рН	6,0-9,0	7.28	-	Не требуется
	Гидрокарбонаты	-	93.1	-	Не требуется
	Карбонаты	-	<8,0	-	Не требуется
	Хлориды	350	99.1	-	Не требуется
	Сульфаты	500	80.5	-	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.29	-	Не требуется
	Медь	1	<0,0005	-	Не требуется
	Цинк	5	<0,005	-	Не требуется

	Никель	0.1	<0,005	-	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0,0001	-	Не требуется
	Свинец	0.03	<0,002	-	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.025	-	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.042	-	Не требуется
	Нитраты	45	1.15	-	Не требуется
	ХПК	30	9.8	-	Не требуется
	БПК ₅	6	2.9	-	Не требуется
	АПАВ	0.5	<0,025	-	Не требуется
	Фенолы	0.001	<0,0005	-	Не требуется
	Жесткость общая	7	4.9	-	Не требуется
	Сухой остаток	1000	351	-	Не требуется
	Взвешенные в-ва	-	3.6	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.41	-	Не требуется
	Кальций	-	29.1	-	Не требуется
	Магний	-	18.8	-	Не требуется
	Железо общее	0.3	0.017	-	Не требуется
	Кислород растворенный	не менее 4	6.6	-	Не требуется

Водоснабжение. Источников пресной воды в районе проектируемых работ нет.

Водоснабжение водой буровой бригады для питьевых и хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами и привозной бутилированной водой.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации, строительства скважины, водяной скважины и их демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 февраля 2023 года № 31934. Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³.

Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит максимально 30 человек. Проживать члены буровой бригады будут на участке проведения работ (вагон-чики с душем, умывальником).

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 февраля 2023 года № 31934.

Водоотведение. Сточные воды отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору. Сброс воды в поверхностные, подземные воды и на рельеф местности не планируется. В связи с тем, что вывоз сточных вод будет осуществляться подрядной организацией, очистка и повторное использование не планируется. Более детальное описание процесса будет на этапе получения экологического разрешения на воздействие в проекта нормативов допустимых сбросов.

Специальное водопользование на период проведенных работ АО «СНПС-Актөбемұнайгаз» не предусмотрено.

Скважина СТ-77**Расчеты водопотребления и водоотведения на период строительства и испытания**

Таблица 3.3.1

Баланс водопотребления технической воды

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м ³	Водопотребление, м ³
Вода для технических нужд				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	302,44
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	328,9
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	111
4	Запас технический воды в период испытания	Привозная	-	200
Итого				942,34
Питьевое и бытовое водоснабжение				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)		Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)		
в период строительства		Водоснабжения и наружные сети и сооружения 4,5х1,3х112=655,2м ³ /год		
в период испытания: от 2-х объектов		Водоснабжения и наружные сети и сооружения 1,8х1,3х90=210,6х2=421,2м ³ /год		
Итого		Водоснабжения и наружные сети и сооружения: 1076,40 м ³ /год		

Таблица 3.3.2

Производство	Водопотребление, м³/год							Водоотведение, м³/год				
	Всего	На производственные нужды				На хозяйств. – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно – используемая вода							
		Всего	В том числе питьевого качества									
1	1695,78	942,34	-	302,44	302,44	753,44	753,44	783,38	-	29,94	753,44	

*Примечание: Всего объем водопотребления 1695,78м³/год, с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме 753,44м³/год. Потребное количество технической воды при бурении и испытании 942,34м³. Вода для технических нужд как и хозяйственно бытовых завозится согласно договора.

Расчеты водопотребления и водоотведения. (из расчета на одну скважину)

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где $q_{\text{ж}}$ - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$ - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 30 / 1000 = 4,5 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления $K_{\text{сут}}$: $K_{\text{сут.макс}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год макс}} = 4,5 \times 1,3 \times 112 = 655,2 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения $Q_{\text{макс}} - 655,2 \text{ м}^3 / \text{год}$.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$655,2 \times 70 / 100 = 458,64 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды $458,64 \text{ м}^3 / \text{год}$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{БСВ}}$) с учетом повторного использования:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 * V_{\text{обр}}$$

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 * 119,77 = 29,94 \text{ м}^3$$

От скважины – $29,94 \text{ м}^3$

Расчет воды, используемой на технические нужды

Необходимого количества воды для приготовления и обработки раствора.

$$V_{\text{в}} = V_{\text{б.р}} - V_{\text{г}} = 347,25 - 44,81 = 302,44 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{г}} = \frac{V_{\text{б.р}} \cdot (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{в}})} = \frac{347,25 \cdot (1,2 - 1)}{(2,55 - 1)} = 44,81 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{б.р}} = V_{\text{п}} + V_{\text{ц}} = 227,25 + 120 = 347,25 \text{ м}^3$$

где: $V_{\text{в}}$ – объем воды, м^3 ;

$V_{\text{б.р}}$ – объем бурового раствора, м^3 ;

$V_{\text{г}}$ – объем глины, м^3 ;

$\rho_{\text{р}}$ - удельный вес раствора, $\text{т}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{в}}$ - удельный вес воды, $\text{т}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{г}}$ - удельный вес глины, $\text{т}/\text{м}^3$;

$V_{\text{п}}$ - объем приготавливаемого бурового раствора при бурении всей скважины, $V_{\text{п}} = 227,25 \text{ м}^3$;

$V_{\text{ц}}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, $V_{\text{ц}} = 120 \text{ м}^3$.

Объем воды для приготовления и обработки раствора – $302,44 \text{ м}^3$

Необходимого количества воды для цементации и запас раствора при осложнении.

1. направление: V воды на цементация. - 30 м^3

2. кондуктор: V на затворение. – $34,6 \text{ м}^3$, $V_{\text{пр.ж.}} - 23,0 \text{ м}^3$

3. тех. колонну: V затв. – 62 м^3 , $V_{\text{пр.ж.}} - 40,7 \text{ м}^3$

4. экс. колонну: $V_{\text{затв.}} - 81,8 \text{ м}^3$, $V_{\text{пр.ж.}} - 56,8 \text{ м}^3$

Объем воды на 1 скважину – $328,9 \text{ м}^3$

Согласно Требованиям ПБ в случае проявления на буровой должен быть 2 кратный запас бурового раствора – $55,5 \times 2 = 111 \text{ м}^3$.

Вода для хоз-бытовых нужд предоставляется на договорной основе. Вода привозится в бутылках и цистернах. По согласованию с районной санэпидемстанцией цистерны обеззараживаются не менее 1 раза в 10 дней.

Обеспечение скважин глубокого бурения технической водой при строительстве также осуществляется на договорной основе. Строительство скважин производится подрядной буровой компанией.

Расчеты водопотребления и водоотведения при испытании скважин

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где $q_{\text{ж}}$ - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$ - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 12 / 1000 = 1,8 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления $K_{\text{сут}}$: $K_{\text{сут.мах}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год мах}} = 1,8 \times 1,3 \times 90 = 210,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от 1-го объекта – 210,6 м³/год.

от 2-х объектов – 421,2 м³/год.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$210,6 \times 70/100 = 147,4 \text{ м}^3/\text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от 1-го объекта – 147,4 м³/год.

от 2-х объектов – 294,8 м³/год.

Скважина СТ-78**Расчеты водопотребления и водоотведения на период строительства и испытания**

Таблица 3.3.1

Баланс водопотребления технической воды

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м ³	Водопотребление, м ³
Вода для технических нужд				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	303,19
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	330
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	111,6
4	Запас технический воды в период испытания	Привозная	-	200
Итого				944,79
Питьевое и бытовое водоснабжение				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)		Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)		
в период строительства		Водоснабжения и наружные сети и сооружения 4,5x1,3x112=655,2м ³ /год		
в период испытания: от 2-х объектов		Водоснабжения и наружные сети и сооружения 1,8x1,3x90=210,6x2=421,2м ³ /год		
Итого		Водоснабжения и наружные сети и сооружения: 1076,40 м ³ /год		

Таблица 3.3.2

Производство	Водопотребление, м³/год						Водоотведение, м³/год					
	Всего	На производственные нужды			На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно – бытовые сточные воды	Примечание	
		Свежая вода		Оборотная вода								
		Всего	В том числе питьевого качества									
1	1698,23	944,79	-	303,19	303,19	753,44	753,44	783,44	-	30	753,44	

*Примечание: Всего объем водопотребления 1698,23м³/год, с учетом хозяйственно бытовых сточных вод в объеме 753,44м³/год. Потребное количество технической воды при бурение и испытание 944,79м³. Вода для технических нужд как и хозяйственно бытовых завозится согласно договора.

Расчеты водопотребления и водоотведения. (из расчета на одну скважину)

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где $q_{\text{ж}}$ - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$ - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 30 / 1000 = 4,5 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления $K_{\text{сут}}$: $K_{\text{сут.мах}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год мах}} = 4,5 \times 1,3 \times 112 = 655,2 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения $Q_{\text{мах}} - 655,2 \text{ м}^3 / \text{год}$.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$655,2 \times 70 / 100 = 458,64 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды $458,64 \text{ м}^3 / \text{год}$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{БСВ}}$) с учетом повторного использования:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 * V_{\text{обр}}$$

$$V_{\text{БСВ}} = 0,25 * 119,99 = 30 \text{ м}^3$$

От скважины – 30 м^3

Расчет воды, используемой на технические нужды

Необходимого количества воды для приготовления и обработки раствора.

$$V_{\text{в}} = V_{\text{б.р}} - V_{\text{г}} = 348,11 - 44,92 = 303,19 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{г}} = \frac{V_{\text{б.р}} \cdot (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{в}})} = \frac{348,11 \cdot (1,2 - 1)}{(2,55 - 1)} = 44,92 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{б.р}} = V_{\text{п}} + V_{\text{ц}} = 228,11 + 120 = 348,11 \text{ м}^3$$

где: $V_{\text{в}}$ – объем воды, м^3 ;

$V_{\text{б.р}}$ – объем бурового раствора, м^3 ;

$V_{\text{г}}$ – объем глины, м^3 ;

$\rho_{\text{р}}$ - удельный вес раствора, $\text{т}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{в}}$ - удельный вес воды, $\text{т}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{г}}$ - удельный вес глины, $\text{т}/\text{м}^3$;

$V_{\text{п}}$ - объем приготавливаемого бурового раствора при бурении всей скважины, $V_{\text{п}} = 228,11 \text{ м}^3$;

$V_{\text{ц}}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, $V_{\text{ц}} = 120 \text{ м}^3$.

Объем воды для приготовления и обработки раствора – $303,19 \text{ м}^3$

Необходимого количества воды для цементации и запас раствора при осложнении.

1. направление: V воды на цементаж. – 30 м^3

2. кондуктор: V на затворение. – $34,6 \text{ м}^3$, $V_{\text{пр.ж.}} - 23,0 \text{ м}^3$

3. тех. колонну: V затв. – 62 м^3 , $V_{\text{пр.ж.}} - 40,7 \text{ м}^3$

4. экс. колонну: $V_{\text{затв.}} - 82,5 \text{ м}^3$, $V_{\text{пр.ж.}} - 57,2 \text{ м}^3$

Объем воды на 1 скважину – 330 м^3

Согласно Требованиям ПБ в случае проявления на буровой должен быть 2 кратный запас бурового раствора – $55,8 \times 2 = 111,6 \text{ м}^3$.

Вода для хоз-бытовых нужд предоставляется на договорной основе. Вода привозится в бутылках и цистернах. По согласованию с районной санэпидемстанцией цистерны обеззараживаются не менее 1 раза в 10 дней.

Обеспечение скважин глубокого бурения технической водой при строительстве также осуществляется на договорной основе. Строительство скважин производится подрядной буровой компанией.

Расчеты водопотребления и водоотведения при испытании скважин

Нормы водоотведения соответствует нормам водопотребления

Питьевая вода и бытовое водоснабжение:

$$Q_{\text{сут.м}} = \sum q_{\text{ж}} N_{\text{ж}} / 1000,$$

где $q_{\text{ж}}$ - удельное водопотребление, (потребность для всех этапов строительства скважины при норме 150 литров на 1 человека в сутки, принимаемое по СНиП 4.01-02-2009, Таблице 5.1);

$N_{\text{ж}}$ - количества работников.

$$Q_{\text{сут.м}} = 150 \times 12 / 1000 = 1,8 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Коэффициент суточной неравномерности водопотребления $K_{\text{сут}}$: $K_{\text{сут.макс}} = 1,1-1,3$

$$Q_{\text{год макс}} = 1,8 \times 1,3 \times 90 = 210,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

Объем питьевого и бытового водоснабжения от 1-го объекта – 210,6 м³/год.

от 2-х объектов – 421,2 м³/год.

В процессе хозяйственно-бытовой деятельности месторождения образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем хозяйственно-бытовых стоков рассчитан с учетом потерь из расчета 70% от водопотребления.

$$210,6 \times 70/100 = 147,4 \text{ м}^3/\text{год}$$

Хозяйственно-бытовые сточные воды от 1-го объекта – 147,4 м³/год.

от 2-х объектов – 294,8 м³/год.

6.5 Атмосферный воздух

Источниками воздействия на атмосферный воздух является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для строительства и эксплуатации скважин.

Таблица 6.5.1 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Атмосферный воздух				
Выбросы ЗВ в атмосферу от стационарных источников	Локальное 1	Воздействие средней продолжительности 2	Умеренное 3	Воздействие низкой значимости 6
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Ограниченное воздействие 2	Воздействие средней продолжительности 2	Слабое 2	Низкой значимости 8

Вывод: В целом воздействия работ при эксплуатации скважин на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как *локальное, слабое и временное*

7. ВОЗМОЖНЫЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ

Прямое воздействие

Прямое воздействие на атмосферный воздух будет связано с непосредственным выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Прямое воздействие также будет связано с возможностью трансформации некоторых загрязняющих веществ за счет образования групп суммации, распада веществ или способностью давать новые вещества при взаимодействии с другими веществами, что будет влиять на качество воздуха в пределах области воздействия проектируемого объекта – это 500 метров от периметра территории производственной площадки.

Пространственные, временные параметры и параметры интенсивности воздействия

В соответствии с действующими в РК методиками прямое воздействие оценивается по пространственным, временным параметрам и его интенсивности, вытекающих из принятых технических решений.

Поступление в окружающую природную среду загрязняющих веществ возможно на всех стадиях технологического процесса.

При оценке воздействия в результате намечаемой проектной деятельности выделены основные источники загрязнения, определены расчетным методом основные загрязняющие вещества и их валовое количество, установлена зона влияния объекта на атмосферный воздух, в пределах которой проведен расчет концентраций вредных веществ с учетом нормативного размера СЗЗ и разработан комплекс мероприятий и технических решений, направленных на предотвращение отрицательного воздействия на воздушный бассейн.

Для контроля возможных существенных воздействий намечаемой деятельности согласно Экологического Кодекса РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК необходимо внедрять системы автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках выбросов.

Автоматизированная система мониторинга эмиссий в окружающую среду – автоматизированная система производственного экологического мониторинга, отслеживающая показатели эмиссий в окружающую среду на основных стационарных источниках эмиссий, которая обеспечивает передачу данных в информационную систему мониторинга эмиссий в окружающую среду в режиме реального времени в соответствии с правилами ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Функционирование автоматизированной системы мониторинга, осуществляемые ею измерения, их обработка, передача, хранение и использование должны соответствовать требованиям законодательства Республики Казахстан в области технического регулирования, об обеспечении единства измерений и об информатизации. Согласно п. 10 «Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» проект автоматизированной системы мониторинга эмиссий является частью проектной документации по строительству и (или) эксплуатации или иных проектных документов для получения экологических разрешений.

АСМ предназначена для:

- 1) контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ и массовой концентрации загрязняющих веществ;
- 2) оценки эффективности мероприятий по снижению вредного воздействия загрязняющих веществ на состояние атмосферного воздуха;
- 3) учета выбросов загрязняющих веществ по результатам непрерывных измерений, подготовки отчетности производственного экологического контроля.

Системы мониторинга выбросов прежде всего должны обеспечивать достоверные результаты, однако не менее важно, чтобы они работали надежно, требовали минимального обслуживания и служили на протяжении не одного десятилетия.

Решение по мониторингу выбросов включает:

- измерение химического состава и концентрации компонентов отходящих газов, измерение содержания пыли, измерение температуры, абсолютного давления и мгновенного расхода дымовых газов, контроллеры и специальное программное обеспечение для сбора, обработки и хранения информации.

Оборудование АСМ не является источником загрязнения атмосферного воздуха. АСМ позволит получать в непрерывном режиме данные измерений параметров выбросов загрязняющих веществ, оперативно реагировать на их изменения, достоверно оценивать воздействие выбросов на атмосферный воздух, эффективно планировать мероприятия по снижению выбросов.

Предприятие, внедряющее системы мониторинга выбросов, снижает риски штрафов и получает возможность оценивать целесообразность внедрения прогрессивных технологий, направленных на повышение экологической чистоты производства.

Внедрение систем экологического мониторинга и следующие за этим мероприятия по снижению выбросов ведут к улучшению экологической ситуации не только на территории предприятия, но и в ближайших населенных пунктах.

Выводы

1. Автоматизированная система мониторинга за выбросами окажет положительное воздействие на состояние атмосферного воздуха в районе предприятия так как позволит получать в непрерывном режиме данные измерений параметров выбросов загрязняющих веществ, оперативно реагировать на их изменения, достоверно оценивать воздействие выбросов на атмосферный воздух, эффективно планировать мероприятия по снижению выбросов.

2. Проведенные расчеты показали, что выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при монтаже оборудования не создадут зон превышения допустимого уровня загрязнения атмосферы за пределами территории предприятия.

3. Оценка существующего состояния атмосферного воздуха и положительного эффекта от планируемой деятельности по мониторингу эмиссий свидетельствует о принципиальной возможности и необходимости реализации объекта с точки зрения воздействия на атмосферный воздух.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.

Скважина СТ-77

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при подготовительных работах. (6907)

При подготовительных работах проводятся планировка площадки, снятие грунта до начала подготовительных работ к бурению скважин.

При этом будут проводиться следующие этапы работ:

- планировка территории к строительству скважин;
- снятие плодородного слоя почвы бульдозерами.

Плодородный слой снимается бульдозером и укладывается на ненарушенную поверхность в границах полосы кратковременного отвода. Глубина снятия плодородного слоя почвы составляет 0,20 м. Снятие плодородного слоя почвы проводится бульдозерами.

Потребность расхода дизельного топлива при работе строительной техники (СН РК 8.02-03-2002)

Наименование механизмов	Уд. Расход топлива, кг/час	Время работы, час	Общий расход топлива, т
Дизельное топливо			

Бульдозер 59 кВт	6,04	14	0,08456
Автогрейдер	7,63	2	0,01526
	УР _{ср.} = 6,83		
Всего:		16	0,10

Примечание: Удельный расход топлива ориентировочный.

Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	14
1.2.	Количество грунта при планировке	G _п	т/пер	6533
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	466,6
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$G = q_{уд} * \gamma * V * K_1 * K_2 / t_{цб} * K_p$	Q	г/сек	0,032
	Коэффициент, учитывающий скорость ветра	K ₁	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	K ₂	(табл.4)	0,1
	Удельное выделение твердых частиц с 1 куб.м породы подаваемой в отвал г/куб	q _{уд}	(табл.19)	2,11
	Время цикла, с	t _{цб}		90
	Объем материала перемещаемого бульдозером за цикл, м ³	V		7
	Коэффициент разрыхления горной породы	K _p	(Таб 2.3)	1,5
	Плотность породы, т/м ³	γ	(Таб 2.3)	2,5
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = q_{уд} * 3,6 * \gamma * V * RT * 10^{-3} * K_1 * K_2 / t_{цб} * K_p$	M	т/пер	0,0016
Приложение 8 к приказу Министерства окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 года №221-Ө				

Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	2
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$M_{сек} = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1}{3600}$	M _{п сек}	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C ₁	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорость передвижения	C ₂	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C ₃	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g ₁	г/км	500

2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,00078
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников РК от 18.04.2008г. №100-п Приложение 13,11.				

Статическое хранение материала

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

Материал: Согласно перечню представленного в методике расчета таблица 3.1.1 для наших условия применима глина и песчанник.

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3) , $K_4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с , $G_{3SR} = 4.3$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2) , $K_{3SR} = 1.2$

Скорость ветра (максимальная), м/с , $G_3 = 25$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2) , $K_3 = 3$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4) , $K_5 = 0.01$

Размер куска материала, мм , $G_7 = 102$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.3.1.5) , $K_7 = 0.2$

Поверхность пыления в плане, м² , $S = 9000$

Коэфф., учитывающий профиль поверхности складированного материала , $K_6 = 1.30$

Унос материала с 1 м² фактической поверхности, г/м²*с(табл.3.1.1) , $Q = 0.004$

Количество дней с устойчивым снежным покровом , $TSP = 136$

Продолжительность осадков в виде дождя, часов/год , $TO = 360$

Количество дней с осадками в виде дождя в году , $TD = 2 * TO / 24 = 2 * 360 / 24 = 30$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы , $NJ = 0$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.3) , $GC = K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * Q * S * (1 - NJ) = 3 * 1 * 0.01 * 1.30 * 0.2 * 0.004 * 9000 * (1 - 0) = 0.2808$

Валовый выброс, т/год (3.2.5) , $MC = 0.0864 * K_{3SR} * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * Q * S * (365 - (TSP + TD)) * (1 - NJ) = 0.0864 * 1.2 * 1 * 0.01 * 1.30 * 0.2 * 0.004 * 9000 * (365 - (136 + 30)) * (1 - 0) = 1.93118$

Сумма выбросов, г/с (3.2.1, 3.2.2) , $G = G + GC = 0 + 0.2808 = 0.2808$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4) , $M = M + MC = 0 + 1.93118 = 1.93118$

Общие выбросы по всем видам работ: 6907

Код	Примесь	г/с	т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.35095	1.93358

2.4 Расчет валовых выбросов от САТ-3512 (1935, 1936)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1935, Труба

Источник выделения N 001, Дизель генератор САТ-3512

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 403.92

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 1030

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 220

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 220 \cdot 1030 = 1.975952 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 1.975952 / 0.359066265 = 5.503028806 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	7.2	10.8	3.6	0.6	1.2	0.15	1.3E-5

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	30	45	15	2.5	5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 = 7.2 \cdot 1030 / 3600 = 2.06$$

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} = 30 \cdot 403.92 / 1000 = 12.1176$$

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

$$M_i = (e_{mi} \cdot P / 3600) \cdot 0.8 = (10.8 \cdot 1030 / 3600) \cdot 0.8 = 2.472$$

$$W_i = (q_{ji} \cdot B_{год} / 1000) \cdot 0.8 = (45 \cdot 403.92 / 1000) \cdot 0.8 = 14.54112$$

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 = 3.6 \cdot 1030 / 3600 = 1.03$$

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 = 15 \cdot 403.92 / 1000 = 6.0588$$

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 = 0.6 \cdot 1030 / 3600 = 0.171666667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 2.5 * 403.92 / 1000 = 1.0098$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 1030 / 3600 = 0.34333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 403.92 / 1000 = 2.0196$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.15 * 1030 / 3600 = 0.042916667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.6 * 403.92 / 1000 = 0.242352$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.000013 * 1030 / 3600 = 0.000003719$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 403.92 / 1000 = 0.000022216$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (10.8 * 1030 / 3600) * 0.13 = 0.4017$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (45 * 403.92 / 1000) * 0.13 = 2.362932$$

Итого выбросы по веществам:1935

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.472	14.54112	0	2.472	14.54112
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4017	2.362932	0	0.4017	2.362932
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.171666667	1.0098	0	0.171666667	1.0098
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.343333333	2.0196	0	0.343333333	2.0196
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.06	12.1176	0	2.06	12.1176
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000003719	0.000022216	0	0.000003719	0.000022216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.042916667	0.242352	0	0.042916667	0.242352
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.03	6.0588	0	1.03	6.0588

Итого выбросы по веществам:1936

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.472	14.54112	0	2.472	14.54112

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4017	2.362932	0	0.4017	2.362932
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.171666667	1.0098	0	0.171666667	1.0098
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.343333333	2.0196	0	0.343333333	2.0196
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.06	12.1176	0	2.06	12.1176
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000003719	0.000022216	0	0.000003719	0.000022216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.042916667	0.242352	0	0.042916667	0.242352
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.03	6.0588	0	1.03	6.0588

2.5 Расчет валовых выбросов в атмосферу от ЦА-700 (1937)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1937, Труба

Источник выделения N 001, Цементировочный агрегат ЦА-700

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 256

Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 240

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 240 \cdot 256 = 0.5357568 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.5357568 / 0.359066265 = 1.492083362 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 6.2 * 256 / 3600 = 0.440888889$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 26 * 4 / 1000 = 0.104$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_z / 3600) * 0.8 = (9.6 * 256 / 3600) * 0.8 = 0.546133333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.8 = (40 * 4 / 1000) * 0.8 = 0.128$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 2.9 * 256 / 3600 = 0.206222222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 12 * 4 / 1000 = 0.048$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 0.5 * 256 / 3600 = 0.035555556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 2 * 4 / 1000 = 0.008$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 1.2 * 256 / 3600 = 0.085333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 4 / 1000 = 0.02$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 0.12 * 256 / 3600 = 0.008533333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.5 * 4 / 1000 = 0.002$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 0.000012 * 256 / 3600 = 0.000000853$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 4 / 1000 = 0.00000022$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_z / 3600) * 0.13 = (9.6 * 256 / 3600) * 0.13 = 0.088746667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 4 / 1000) * 0.13 = 0.0208$$

Итого выбросы по веществам:1937

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.546133333	0.128	0	0.546133333	0.128

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.088746667	0.0208	0	0.088746667	0.0208
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.035555556	0.008	0	0.035555556	0.008
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.085333333	0.02	0	0.085333333	0.02
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.440888889	0.104	0	0.440888889	0.104
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000853	0.00000022	0	0.000000853	0.00000022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008533333	0.002	0	0.008533333	0.002
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.206222222	0.048	0	0.206222222	0.048

2.6 Расчет валовых выбросов в атмосферу от резервуаров для хранения дизтопливо (1938)

Город: 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект: 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения: 1938, ПСК

Источник выделения: 1938 01, Резервуар для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.14**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 1.9**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 2.6**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 403.92**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 4**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 30**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: Б - Нефть после электрообессоливающей установки, бензины товарные, бензины широкой фракции и др. при Т закач. жидкости не превышающей Твзд. на 30С

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.7$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $GHRI = 0.22$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.22 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001276$

Коэффициент, $KPSR = 0.7$

Коэффициент, $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 60$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.001276$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.14 \cdot 1 \cdot 4 / 3600 = 0.00349$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (1.9 \cdot 0 + 2.6 \cdot 403.92) \cdot 1 \cdot 10^{-6} + 0.001276 = 0.002326$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.002326 / 100 = 0.0023194872$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00349 / 100 = 0.003480228$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.002326 / 100 = 0.0000065128$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00349 / 100 = 0.000009772$

Итого выбросы по веществам: 1938

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000009772	0.0000065128
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.003480228	0.0023194872

2.7 Расчет валовых выбросов в атмосферу от парового котла WNS-2-1.25-Y (1939)

Город: 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект: 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения: 1939, Труба

Источник выделения: 1939 01, Паровой котел WNS-2-1.25-Y

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива

в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, $K3 = \text{Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)}$

Расход топлива, т/год, $BT = 111$

Расход топлива, г/с, $BG = 3.5$

Марка топлива, $M = \text{Дизельное топливо}$

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг (прил. 2.1), $QR = 10210$

Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$

Средняя зольность топлива, % (прил. 2.1), $AR = 0.025$

Предельная зольность топлива, % не более (прил. 2.1), $A1R = 0.025$

Среднее содержание серы в топливе, % (прил. 2.1), $SR = 0.3$

Предельное содержание серы в топливе, % не более (прил. 2.1), $S1R = 0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

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

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, $QN = 1$

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, $QF = 1$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.0857$

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0857 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.0857$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $M = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 111 \cdot 42.75 \cdot 0.0857 \cdot (1-0) = 0.406667925$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $G = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 3.5 \cdot 42.75 \cdot 0.0857 \cdot (1-0) = 0.0128228625$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2), $NSO2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, % (прил. 2.1), $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 111 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 111 = 0.65268$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 3.5 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 3.5 = 0.02058$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, % (табл. 2.2), $Q4 = 0$

Тип топki: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, % (табл. 2.2), $Q3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 111 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 1.5429$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 3.5 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.04865$

Итого: 1939

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0128228625	0.406667925
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02058	0.65268
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.04865	1.5429

Расчеты выбросов загрязняющих веществ при испытании скважин.

Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизель генератора силовых устройств XJ-550 (1940)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1940, Дизель генератор силового устройства XJ-550;

Источник выделения N 1940, Дизель генератор силового устройства XJ-550

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 37

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 550

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 31.145

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 31.145 * 550 = 0.14937142 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.14937142 / 0.359066265 = 0.415999593 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 6.2 * 550 / 3600 = 0.947222222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} = 26 * 37 / 1000 = 0.962$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.8 = (9.6 * 550 / 3600) * 0.8 = 1.173333333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{200} / 1000) * 0.8 = (40 * 37 / 1000) * 0.8 = 1.184$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 2.9 * 550 / 3600 = 0.443055556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 12 * 37 / 1000 = 0.444$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.5 * 550 / 3600 = 0.076388889$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 2 * 37 / 1000 = 0.074$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 550 / 3600 = 0.183333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 37 / 1000 = 0.185$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.12 * 550 / 3600 = 0.018333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.5 * 37 / 1000 = 0.0185$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.000012 * 550 / 3600 = 0.000001833$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 37 / 1000 = 0.000002035$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (9.6 * 550 / 3600) * 0.13 = 0.190666667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 37 / 1000) * 0.13 = 0.1924$$

Итого выбросы по веществам:1940

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.173333333	1.184	0	1.173333333	1.184
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.190666667	0.1924	0	0.190666667	0.1924
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.076388889	0.074	0	0.076388889	0.074
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.183333333	0.185	0	0.183333333	0.185
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.947222222	0.962	0	0.947222222	0.962
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001833	0.000002035	0	0.000001833	0.000002035
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.018333333	0.0185	0	0.018333333	0.0185
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.443055556	0.444	0	0.443055556	0.444
от 1-го объекта						3.059902035
от 2-х объектов						6.11980407

Расчет валовых выбросов в атмосферу от емкости для хранения нефти (1941,1942,1943,1944)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0012,Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения: 1941, Емкость для хранения нефти;

Источник выделения: 1941, Емкость для хранения нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 40**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.92**

KTMAX = 0.92

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 100**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.910**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 100 / (0.91 · 50) = 2.2**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 15**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 460 , P = 460**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 43**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 43 + 45 = 70.8**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS ·**

(KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 460 · 70.8 · (0.92 · 1 + 0.42) · 0.1 · 2.5 · 100 / (10⁷ · 0.91) = 0.03525

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 460 · 70.8 · 0.92 · 0.1 · 1 · 15) / 10⁴ = 0.733**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.03525 / 100 = 0.02554**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.733 / 100 = 0.531**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.03525 / 100 = 0.00945**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.733 / 100 = 0.1964**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0001234$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.733 / 100 = 0.002566$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000776$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.733 / 100 = 0.001613$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000388$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.733 / 100 = 0.000806$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.03525 / 100 = 0.00002115$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.733 / 100 = 0.00044$

Итого выбросы по веществам: 1941,1942,1943,1944

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00044	0.00002115
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.531	0.02554
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1964	0.00945
0602	Бензол (64)	0.002566	0.0001234
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000806	0.0000388
0621	Метилбензол (349)	0.001613	0.0000776
от 1-го объекта			0.03525095
от 2-х объектов			0.0705019

Расчет валовых выбросов в атмосферу от насосной установки для перекачки нефти ЦА-320 (1945)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0012,Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1945, Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320;

Источник выделения N 1945,Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 5.3

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b, * P, = 8.72 * 10^{-6} * 5.3 * 176 = 0.008134016 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.008134016 / 0.359066265 = 0.022653245 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:1945

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.0640	0	0.375466667	0.064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.01040	0	0.061013333	0.0104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.0040	0	0.024444444	0.004
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.010	0	0.058666667	0.01
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.0520	0	0.303111111	0.052
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.00000011	0	0.000000587	0.00000011
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.0010	0	0.005866667	0.001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-	0.141777778	0.0240	0	0.141777778	0.024

	С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					
от 1-го объекта						0.16540011
от 2-х объектов						0.33080022

Расчет валовых выбросов в атмосферу от емкостей для хранения дизтоплива (1946)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения: 1946, Емкость для хранения дизтоплива;

Источник выделения: 1946, Емкость для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.14**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 1.9**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 2.6**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 72.74**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 4**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 10**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: Б - Нефть после электрообессоливающей установки, бензины товарные, бензины широкой фракции и др. при Т закач. жидкости не превышающей Твзд. на 30С

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.7**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.22**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.22 · 0.0029 · 1 = 0.000638

Коэффициент, **KPSR = 0.7**

Коэффициент, **KPMAX = 1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 10**

Сумма Ghri · Knp · Nr, **GHR = 0.000638**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.14 · 1 · 4 / 3600 = 0.00349**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (1.9 · 0 + 2.6 · 72.74) · 1 · 10⁻⁶ + 0.000638 = 0.000827**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.000827 / 100 = 0.000825**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00349 / 100 = 0.00348$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000827 / 100 = 0.000002316$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00349 / 100 = 0.00000977$

Итого: 1946

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000977	0.000002316
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00348	0.000825
от 1-го объекта			0.000827316
от 2-х объектов			0.001654632

Расчет валовых выбросов в атмосферу от ДЭС (1947)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0012,Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1947, ДЭС;

Источник выделения N 1947,ДЭС

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 2.6

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 250

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 4.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 4.8 \cdot 250 = 0.010464 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.010464 / 0.359066265 = 0.029142253 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5
---	----	----	----	---	---	-----	--------

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 6.2 * 250 / 3600 = 0.430555556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 26 * 2.6 / 1000 = 0.0676$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.8 = (9.6 * 250 / 3600) * 0.8 = 0.533333333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.8 = (40 * 2.6 / 1000) * 0.8 = 0.0832$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 2.9 * 250 / 3600 = 0.201388889$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 12 * 2.6 / 1000 = 0.0312$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.5 * 250 / 3600 = 0.034722222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 2 * 2.6 / 1000 = 0.0052$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 250 / 3600 = 0.083333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 2.6 / 1000 = 0.013$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.12 * 250 / 3600 = 0.008333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.5 * 2.6 / 1000 = 0.0013$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.000012 * 250 / 3600 = 0.000000833$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 2.6 / 1000 = 0.000000143$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (9.6 * 250 / 3600) * 0.13 = 0.086666667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 2.6 / 1000) * 0.13 = 0.01352$$

Итого выбросы по веществам:1947

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.533333333	0.0832	0	0.533333333	0.0832
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.086666667	0.01352	0	0.086666667	0.01352
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.034722222	0.0052	0	0.034722222	0.0052
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.083333333	0.013	0	0.083333333	0.013

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.430555556	0.0676	0	0.430555556	0.0676
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000833	0.000000143	0	0.000000833	0.000000143
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008333333	0.0013	0	0.008333333	0.0013
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.201388889	0.0312	0	0.201388889	0.0312
от 1-го объекта						0.215020143
от 2-х объектов						0.430040286

Расчет валовых выбросов в атмосферу от факельной установки (1948)

Список литературы:

- 1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0012,Вариант 4 Скважина СТ-77

Площадка: Скважина СТ-77

Цех: Строительства скважины СТ-77

Источник: 1948

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]/об.	[%]/мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	78.89	62.0426722	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	10.085	14.8659369	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	5.82	12.5809948	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.775	5.05751065	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.4	1.41476823	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	1.73	2.37593845	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.36	0.77668817	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	0.53	0.88549048	34.082	1.5215

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.3993836**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.884**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2450985$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2450985 * (15 + 273) / 20.3993836)^{0.5} = 383.6283294$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.186343**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (20):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.186343 / (3.141592654 * 0.08^2) = 37.07176195$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.186343 * 0.884 = 164.727212$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.096634579 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 20.3993836) = 74.10812158$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **0.41**;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	3.29454424
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.3953453
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0642436
0410	Метан (727*)	0.0005	0.082363606
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.329454424

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 164.7272120 * (3.67 * 0.9984000 * 74.1081216 + 0.7766882) - 3.2945442 - 0.0823636 - 0.3294544 = 444.876033$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.064 * x_i / M_s) = 0.833060465$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 0.833060465 * 164.727212 * 0.9984 = 2.740163271$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.885490481 * 164.727212 * (1-0.9984) = 0.00233383$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: 9917

Низшая теплота сгорания с учетом влажности $Q_{нzn}$, ккал/м³ (прил.3):

$$Q_{нzn} = Q_{нз} * 100 / (100 + 0.124 * \gamma) = 9917 * 100 / (100 + 0.124 * 30) = 9561.318936$$

где γ - влажность, г/м³;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.3993836)^{0.5} = 0.217$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.261752744$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.53 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.261752744) = 11.30253657$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.30253657 = 12.30253657$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 15 + (9561.318936 * (1-0.217) * 0.9984) / (12.30253657 * 0.4) = 1533.901054$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 15 + (9561.318936 * (1-0.217) * 0.9984) / (12.30253657 * 0.39) = 1572.847235$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.186343 * 12.30253657 * (273 + 1572.847235) / 273 = 15.50032685$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{исп}^2 * R_o / d = 0.26 * 37.07176195^2 * 0.884 / 0.08 = 3948.40853$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.08 * 3948.40853^{0.17} * (8 / 0.08)^{0.59} = 8.610551907$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (8.610551907 - 5) - 0.6 = 1.952660198$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 8.610551907 + 0.49 * 0.08 = 1.244677267$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 15.50032685 / 1.244677267^2 = 12.70664983$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **2160**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	3.29454424	25.61837601
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.395345309	3.074205121
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.064243613	0.499558332
0410	Метан (727*)	0.082363606	0.6404594
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.329454424	2.561837601
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	2.740163271	21.30750959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00233383	0.018147862
от 1-го объекта			53.720093919
от 2-х объектов			107.440187838

Расчет валовых выбросов в атмосферу от ПРС (Лебедочный блок) (1949)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1949, ПРС (Лебедочный блок);

Источник выделения N 1949, ПРС (Лебедочный блок)

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 1

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 74

Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 6.3

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 6.3 * 74 = 0.004065264 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.004065264 / 0.359066265 = 0.011321765 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 6.2 * 74 / 3600 = 0.127444444$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} = 26 * 1 / 1000 = 0.026$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.8 = (9.6 * 74 / 3600) * 0.8 = 0.157866667$$

$$W_i = (q_{zi} * B_{zod} / 1000) * 0.8 = (40 * 1 / 1000) * 0.8 = 0.032$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 2.9 * 74 / 3600 = 0.059611111$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 = 12 * 1 / 1000 = 0.012$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.5 * 74 / 3600 = 0.010277778$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 = 2 * 1 / 1000 = 0.002$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 1.2 * 74 / 3600 = 0.024666667$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 1 / 1000 = 0.005$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.12 * 74 / 3600 = 0.002466667$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} = 0.5 * 1 / 1000 = 0.0005$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.000012 * 74 / 3600 = 0.000000247$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} = 0.000055 * 1 / 1000 = 0.000000055$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.13 = (9.6 * 74 / 3600) * 0.13 = 0.025653333$$

$$W_i = (q_{zi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 1 / 1000) * 0.13 = 0.0052$$

Итого выбросы по веществам: 1949

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.157866667	0.032	0	0.157866667	0.032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.025653333	0.0052	0	0.025653333	0.0052

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.010277778	0.002	0	0.010277778	0.002
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.024666667	0.005	0	0.024666667	0.005
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.127444444	0.026	0	0.127444444	0.026
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000247	0.000000055	0	0.000000247	0.000000055
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002466667	0.0005	0	0.002466667	0.0005
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.059611111	0.012	0	0.059611111	0.012
от 1-го объекта						0.082700055
от 2-х объектов						0.16540011

Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизельного генератора азотной установки компрессора №1 (САТ-3412) (1950)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1950, Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (САТ-3412);

Источник выделения N 1950, Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (САТ-3412)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 800

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 39.1

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 39.1 \cdot 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:1950

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.493333333	0.210	0	1.493333333	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.242666667	0.0341250	0	0.242666667	0.034125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.077777778	0.011250	0	0.077777778	0.01125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.311111111	0.0450	0	0.311111111	0.045
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.177777778	0.1650	0	1.177777778	0.165
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000002444	0.000000338	0	0.000002444	0.000000338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.022222222	0.0030	0	0.022222222	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.533333333	0.0750	0	0.533333333	0.075
от 1-го объекта						0.543375338
от 2-х объектов						1.086750676

Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT-C10) (1951)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1951, Дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT-C10);

Источник выделения N 1951, Дизельный генератор Нагнетатель №1 (CAT-C10)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 7.5Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 800Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 39.1Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 39.1 \cdot 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам: 1951**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.493333333	0.210	0	1.493333333	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.242666667	0.034125	0	0.242666667	0.034125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.077777778	0.01125	0	0.077777778	0.01125
0330	Сера диоксид (Ангидрид	0.311111111	0.045	0	0.311111111	0.045

	сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.177777778	0.165	0	1.177777778	0.165
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000002444	0.000000338	0	0.000002444	0.000000338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.022222222	0.003	0	0.022222222	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.533333333	0.075	0	0.533333333	0.075
от 1-го объекта						0.543375338
от 2-х объектов						1.086750676

Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизельный генератора азотной установки компрессора №2 (САТ-3456) (1952)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0012,Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1952, Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (САТ-3456);

Источник выделения N 1952, Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (САТ-3456)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 800

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 39.1

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 39.1 * 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:1952

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.493333333	0.210	0	1.493333333	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.242666667	0.034125	0	0.242666667	0.034125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.077777778	0.01125	0	0.077777778	0.01125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.311111111	0.0450	0	0.311111111	0.045
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.177777778	0.1650	0	1.177777778	0.165
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000002444	0.000000338	0	0.000002444	0.000000338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.022222222	0.0030	0	0.022222222	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.533333333	0.0750	0	0.533333333	0.075
от 1-го объекта						0.543375338
от 2-х объектов						1.086750676

Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизельный генератор Нагнетатель №2 (САТ-3306) (1953)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0012,Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1953, Дизельный генератор Нагнетатель №2 (САТ-3306);

Источник выделения N 1953, Дизельный генератор Нагнетатель №2 (САТ-3306)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 800

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 39.1

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 39.1 * 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам: 1953

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.493333333	0.210	0	1.493333333	0.21
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.242666667	0.034125	0	0.242666667	0.034125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.077777778	0.01125	0	0.077777778	0.01125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.311111111	0.045	0	0.311111111	0.045

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.177777778	0.165	0	1.177777778	0.165
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000002444	0.000000338	0	0.000002444	0.000000338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.022222222	0.003	0	0.022222222	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.533333333	0.075	0	0.533333333	0.075
от 1-го объекта						0.543375338
от 2-х объектов						1.086750676

Расчет валовых выбросов в атмосферу от установки с гибкими НКТ (1954)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Источник загрязнения N 1954, Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344);

Источник выделения N 1954, Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 0.14

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 320

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 2.6

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 2.6 \cdot 320 = 0.00725504 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.00725504 / 0.359066265 = 0.020205296 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:1954

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.682666667	0.00448	0	0.682666667	0.00448
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.110933333	0.000728	0	0.110933333	0.000728
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.044444444	0.00028	0	0.044444444	0.00028
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.106666667	0.0007	0	0.106666667	0.0007
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.551111111	0.00364	0	0.551111111	0.00364
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001067	0.000000008	0	0.000001067	0.000000008
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010666667	0.00007	0	0.010666667	0.00007
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.257777778	0.00168	0	0.257777778	0.00168
от 1-го объекта						0.011578008
от 2-х объектов						0.023156016

Расчет валовых выбросов в атмосферу от фонтанной арматуры (6908)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0012,Вариант 4 Скважина СТ-77

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), **Q = 0.111024**

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 2 = 0.0777$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0777 / 3.6 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 8.76 / 100 = 0.001892$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001892 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0147$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 23.3 / 100 = 0.00503$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00503 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0391$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 0.54 / 100 = 0.0001166$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001166 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000907$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 67.4 / 100 = 0.01456$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01456 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1132$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 6 = 0.002767$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.002767 / 3.6 = 0.000769$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000769 \cdot 8.76 / 100 = 0.0000674$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000674 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000524$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000769 \cdot 23.3 / 100 = 0.000179$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000179 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001392$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000769 \cdot 0.54 / 100 = 0.00000415$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000415 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000323$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000769 \cdot 67.4 / 100 = 0.000518$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000518 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.00403

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 =$
0.0000691

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 8.76 / 100 =$
0.000001682

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001682 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.00001308

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 23.3 / 100 =$
0.00000447

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000447 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.00003476

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 0.54 / 100 =$
0.0000001037

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001037 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.000000806

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 67.4 / 100 =$
0.00001294

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001294 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.0001006

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Поток №8	2	2160
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Поток №8	6	2160
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Поток №8	12	2160

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001166	0.000940106
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.001892	0.01523708

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00503	0.04052676
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01456	0.1173306
от 1-го объекта			0.174034546
от 2-х объектов			0.348069092

Расчет валовых выбросов в атмосферу от нефтегазосепаратора (6909)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77 Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 8 = 0.0492$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0492 / 3.6 = 0.01367$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 8.76 / 100 = 0.001197$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001197 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0093$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 23.3 / 100 = 0.003185$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003185 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02477$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000738 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000574$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 67.4 / 100 = 0.00921$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00921 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0716$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 8.76 / 100 = 0.000923$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000923 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00718$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 23.3 / 100 = 0.002456$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002456 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0191$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000569$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000569 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004425$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 67.4 / 100 = 0.0071$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0071 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0552$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 8 = 0.00369$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00369 / 3.6 = 0.001025$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 8.76 / 100 = 0.0000898$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000898 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000698$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 23.3 / 100 = 0.000239$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000239 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00186$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 0.54 / 100 = 0.00000554$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000554 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000431$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 67.4 / 100 = 0.000691$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000691 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00537$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.136008$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.46$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.46 \cdot 0.136008 \cdot 2 = 0.1251$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1251 / 3.6 = 0.03475$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 8.76 / 100 = 0.003044$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003044 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02367$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 23.3 / 100 = 0.0081$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0081 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.063$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 0.54 / 100 = 0.0001877$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001877 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00146$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 67.4 / 100 = 0.0234$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0234 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.182$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 8.76 / 100 = 0.00107$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00832$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 23.3 / 100 = 0.00285$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02216$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.54 / 100 = 0.000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000513$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 67.4 / 100 = 0.00824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00824 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0641$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 2 = 0.0777$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0777 / 3.6 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 8.76 / 100 = 0.001892$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001892 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0147$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 23.3 / 100 = 0.00503$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00503 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0391$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 0.54 / 100 = 0.0001166$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001166 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000907$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 67.4 / 100 = 0.01456$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01456 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1132$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 16 = 0.0003456$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0003456 / 3.6 = 0.000096$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000096 \cdot 8.76 / 100 = 0.00000841$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000841 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000654$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000096 \cdot 23.3 / 100 = 0.00002237$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002237 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000174$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C / 100 = 0.000096 \cdot 0.54 / 100 = 0.000000518$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000518 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000403$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C / 100 = 0.000096 \cdot 67.4 / 100 = 0.0000647$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000647 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000503$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C / 100 = 0.000088 \cdot 8.76 / 100 = 0.00000771$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000771 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00006$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C / 100 = 0.000088 \cdot 23.3 / 100 = 0.0000205$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000205 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001594$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C / 100 = 0.000088 \cdot 0.54 / 100 = 0.000000475$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000475 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000369$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C / 100 = 0.000088 \cdot 67.4 / 100 = 0.0000593$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000593 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000461$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 16 = 0.0000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000922 / 3.6 = 0.0000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0000256 \cdot 8.76 / 100 = 0.000002243$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002243 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001744$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0000256 \cdot 23.3 / 100 = 0.00000596$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000596 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000463$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0000256 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000001382$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001382 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001075$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0000256 \cdot 67.4 / 100 = 0.00001725$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001725 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001341$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №8	8	2160
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	2160
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Поток №8	8	2160
Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)	Поток №8	2	2160
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Поток №8	2	2160
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Поток №8	2	2160
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №8	16	2160
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	16	2160

Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Поток №8	16	2160
--	----------	----	------

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001877	0.003948395
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003044	0.06401084
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0081	0.1703697
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0234	0.4925681
от 1-го объекта			0.730897035
от 2-х объектов			1.46179407

Расчет валовых выбросов в атмосферу от блока манифольда (6910)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0012, Вариант 4 Скважина СТ-77

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
 2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
 3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)
Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 8 = 0.0492$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0492 / 3.6 = 0.01367$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 8.76 / 100 = 0.001197$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001197 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0093$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 23.3 / 100 = 0.003185$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003185 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02477$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000738 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000574$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.01367 \cdot 67.4 / 100 = 0.00921$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00921 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0716$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.000088 \cdot 8.76 / 100 = 0.00000771$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000771 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00006$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.000088 \cdot 23.3 / 100 = 0.0000205$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000205 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001594$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.000088 \cdot 0.54 / 100 = 0.000000475$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000475 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000369$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.000088 \cdot 67.4 / 100 = 0.0000593$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000593 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000461$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.01222 \cdot 8.76 / 100 = 0.00107$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00832$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 23.3 / 100 = 0.00285$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02216$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.54 / 100 = 0.000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000513$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 67.4 / 100 = 0.00824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00824 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0641$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №8	8	2160
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	16	2160
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Поток №8	2	2160

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000738	0.00109069
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.001197	0.01768
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003185	0.0470894
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00921	0.136161
от 1-го объекта			0.20202109
от 2-х объектов			0.40404218

Расчет валовых выбросов в атмосферу от ПРС (Лубрикаторы марки «35 МРА») (6911)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0012,Вариант 4 Скважина СТ-77

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 8 = 0.0492$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0492 / 3.6 = 0.01367$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 8.76 / 100 = 0.001197$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001197 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0093$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 23.3 / 100 = 0.003185$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003185 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02477$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000738 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000574$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 67.4 / 100 = 0.00921$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00921 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0716$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 8.76 / 100 = 0.00107$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00832$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 23.3 / 100 = 0.00285$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02216$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.54 / 100 = 0.000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000513$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 67.4 / 100 = 0.00824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00824 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0641$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 8.76 / 100 = 0.00000771$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000771 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00006$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 23.3 / 100 = 0.0000205$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000205 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001594$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.54 / 100 = 0.000000475$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000475 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000369$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 67.4 / 100 = 0.0000593$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000593 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000461$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №8	8	2160
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Поток №8	2	2160
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	16	2160

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000738	0.00109069
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.001197	0.01768
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003185	0.0470894

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00921	0.136161
------	---	---------	----------

Список литературы:

Расчеты выполнены в соответствии со «Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами» (Алматы, 1996 г.)

При работе лубрикаторов количество выбросов газов и паров (кг/час) выделяющихся из аппаратов, в которых вещества находятся, в основном, в парогазовой фазе, рассчитываются по формуле:

$$П = 0,037 * \frac{(PV)^{0,8}}{1011} * \frac{Mп}{T}, \text{ где}$$

P – давление в лубрикаторе.

V – объем аппарата (м³)

Mп – средняя молярная масса (г/моль) паров нефтепродуктов (98), принимается в зависимости от температуры кипения продукта, загружаемого в аппарат (табл. 5.2.)

T – средняя температура в аппарате

$$П = 0,037 * (0,035 * 0,075)^{0,8} / 1011 * (98/293) = 0,037 * 0,000004358 * 0,3345 = 0,0000000539 \text{ кг/час}$$

Время работы 2160 часов.

Валовый выброс, т/год, **M = 0,0000000539 кг/час * 2160 = 0,000116424 кг/год или 0,000000116424 т/год**

Максимальный из разовых выбросов, г/с **G = 0,0000000539 * 1000 / 3600 = 0,0000000149722 г/с**

Содержание:

Сероводород – 0,54%

Углеводороды C1-C5 – 8,76%

Углеводороды C6-C10 – 23,3%

Углеводороды C12-19 – 67,4%

Всего:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород	8,08499E-11	6,29E-10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1,31156E-09	1,0199E-08
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	3,48852E-09	2,7127E-08
2754	Алканы C12-19	1,00913E-08	7,846978E-08

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород	0,0000738	0,00109069
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,001197	0,01768
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,003185	0,0470894
2754	Алканы C12-19	0,00921	0,136161
от 1-го объекта			0.20202109
от 2-х объектов			0.40404218

Для АО «СНПС-Актобемунайгаз» обязательным и первоочередным являются внедрение современных технологий, использование высокогерметичного и надежного оборудования и строгое соблюдение технологического режима, следовательно, эти утечки равны нулю.

Для сокращения объемов выбросов и снижения их приземных концентраций предусмотрен комплекс планировочных, технических, технологических и организационных мероприятий при строительстве проектируемых объектов. Скважина находится от поселка Кемерши на расстояние – 57 км юго-восточном направлении, от вахтового поселка Жанажол на расстояние – 71,5 км в юго-западном направлении, а по всем остальным направлениям населенные пункты на расстоянии 5 км отсутствуют. Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций предусмотрено использование оборудования, с достаточным запасом прочности. Для защиты трубопроводов и аппаратов от превышения давления предусмотрены автоматические регуляторы давления, система блокировок и предохранительные клапаны.

Скважина СТ-78

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при подготовительных работах. (6912)

При подготовительных работах проводятся планировка площадки, снятие грунта до начала подготовительных работ к бурению скважин.

При этом будут проводиться следующие этапы работ:

- планировка территории к строительству скважин;
- снятие плодородного слоя почвы бульдозерами.

Плодородный слой снимается бульдозером и укладывается на ненарушенную поверхность в границах полосы кратковременного отвода. Глубина снятия плодородного слоя почвы составляет 0,20 м. Снятие плодородного слоя почвы проводится бульдозерами.

Потребность расхода дизельного топлива при работе строительной техники (СН РК 8.02-03-2002)

Наименование механизмов	Уд. Расход топлива, кг/час	Время работы, час	Общий расход топлива, т
Дизельное топливо			
Бульдозер 59 кВт	6,04	14	0,08456
Автогрейдер	7,63	2	0,01526
	УР _{ср.} = 6,83		
Всего:		16	0,10

Примечание: Удельный расход топлива ориентировочный.

Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	14
1.2.	Количество грунта при планировке	G _п	т/пер	6533
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	466,6
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$G = q_{уд} * \gamma * V * K_1 * K_2 / t_{цб} * K_p$	Q	г/сек	0,032
	Коэффициент, учитывающий скорость ветра	K ₁	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	K ₂	(табл.4)	0,1
	Удельное выделение твердых частиц с 1 куб .м породы подаваемой в отвал г/куб	q _{уд}	(табл.19)	2,11
	Время цикла, с	t _{цб}		90
	Объем материала перемещаемого бульдозером за цикл, м ³	V		7
	Коэффициент разрыхления горной породы	K _p	(Таб 2.3)	1,5
	Плотность породы, т/м ³	γ	(Таб 2.3)	2,5

2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = q_{уд} * 3,6 * \gamma * V * RT * 10^{-3} * K1 * K2 / t_{цб} * K_p$	М	т/пер	0,0016
Приложение 8 к приказу Министерства окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014года №221-Ө				

Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	2
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$M_{сек} = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
2.2.	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C_1	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорость передвижения	C_2	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C_3	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега Общее пылевыведения*	g_1	г/км	500
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,00078
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников РК от 18.04.2008г. №100-п Приложение 13,11.				

Статическое хранение материала

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

Материал: Согласно перечню представленного в методике расчета таблица 3.1.1 для наших условия применима глина и песчанник.

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3) , $K_4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с , $G3SR = 4.3$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2) , $K_3SR = 1.2$

Скорость ветра (максимальная), м/с , $G3 = 25$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2) , $K_3 = 3$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4) , $K_5 = 0.01$

Размер куска материала, мм , $G_7 = 102$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.3.1.5) , $K_7 = 0.2$

Поверхность пыления в плане, m^2 , $S = 9000$

Коэфф., учитывающий профиль поверхности складываемого материала , $K_6 = 1.30$

Унос материала с $1 m^2$ фактической поверхности, $г/м^2 \cdot с$ (табл.3.1.1) , $Q = 0.004$

Количество дней с устойчивым снежным покровом , $TSP = 136$

Продолжительность осадков в виде дождя, часов/год , $TO = 360$

Количество дней с осадками в виде дождя в году , $TD = 2 * TO / 24 = 2 * 360 / 24 = 30$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы , $NJ = 0$

Максимальный разовый выброс, $г/с$ (3.2.3) , $GC = K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * Q * S * (1 - NJ) = 3 * 1 * 0.01 * 1.30 * 0.2 * 0.004 * 9000 * (1 - 0) = 0.2808$

Валовый выброс, $т/год$ (3.2.5) , $MC = 0.0864 * K_3SR * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * Q * S * (365 - (TSP + TD)) * (1 - NJ) = 0.0864 * 1.2 * 1 * 0.01 * 1.30 * 0.2 * 0.004 * 9000 * (365 - (136 + 30)) * (1 - 0) = 1.93118$

Сумма выбросов, $г/с$ (3.2.1, 3.2.2) , $G = G + GC = 0 + 0.2808 = 0.2808$

Сумма выбросов, $т/год$ (3.2.4) , $M = M + MC = 0 + 1.93118 = 1.93118$

Общие выбросы по всем видам работ:6912

Код	Примесь	г/с	т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.35095	1.93358

2.4 Расчет валовых выбросов от САТ-3512 (1955, 1956)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0013,Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1955, Труба

Источник выделения N 001,Дизель генератор САТ-3512

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 403.92

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 1030

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, $г/кВт \cdot ч$, 220

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 220 * 1030 = 1.975952 \quad (A.3)$$

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

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

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

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, $м^3/с$:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 1.975952 / 0.359066265 = 5.503028806 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

Группа	CO	NO _x	CH	C	SO ₂	CH ₂ O	БП
Г	7.2	10.8	3.6	0.6	1.2	0.15	1.3E-5

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

Группа	CO	NO _x	CH	C	SO ₂	CH ₂ O	БП
Г	30	45	15	2.5	5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 7.2 * 1030 / 3600 = 2.06$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} = 30 * 403.92 / 1000 = 12.1176$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.8 = (10.8 * 1030 / 3600) * 0.8 = 2.472$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{год} / 1000) * 0.8 = (45 * 403.92 / 1000) * 0.8 = 14.54112$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 3.6 * 1030 / 3600 = 1.03$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} / 1000 = 15 * 403.92 / 1000 = 6.0588$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.6 * 1030 / 3600 = 0.171666667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} / 1000 = 2.5 * 403.92 / 1000 = 1.0098$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 1030 / 3600 = 0.343333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} / 1000 = 5 * 403.92 / 1000 = 2.0196$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.15 * 1030 / 3600 = 0.042916667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} = 0.6 * 403.92 / 1000 = 0.242352$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.000013 * 1030 / 3600 = 0.000003719$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} = 0.000055 * 403.92 / 1000 = 0.000022216$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (10.8 * 1030 / 3600) * 0.13 = 0.4017$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{год} / 1000) * 0.13 = (45 * 403.92 / 1000) * 0.13 = 2.362932$$

Итого выбросы по веществам:1955

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.472	14.54112	0	2.472	14.54112
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4017	2.362932	0	0.4017	2.362932
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.171666667	1.0098	0	0.171666667	1.0098

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.343333333	2.0196	0	0.343333333	2.0196
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.06	12.1176	0	2.06	12.1176
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000003719	0.000022216	0	0.000003719	0.000022216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.042916667	0.242352	0	0.042916667	0.242352
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.03	6.0588	0	1.03	6.0588

Итого выбросы по веществам:1956

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.472	14.54112	0	2.472	14.54112
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4017	2.362932	0	0.4017	2.362932
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.171666667	1.0098	0	0.171666667	1.0098
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.343333333	2.0196	0	0.343333333	2.0196
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.06	12.1176	0	2.06	12.1176
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000003719	0.000022216	0	0.000003719	0.000022216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.042916667	0.242352	0	0.042916667	0.242352
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на	1.03	6.0588	0	1.03	6.0588

	С); Растворитель РПК-265П) (10)					
--	------------------------------------	--	--	--	--	--

2.5 Расчет валовых выбросов в атмосферу от ЦА-700 (1957)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1957, Труба

Источник выделения N 001, Цементировочный агрегат ЦА-700

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 256

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 240

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 240 \cdot 256 = 0.5357568 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5357568 / 0.359066265 = 1.492083362 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 = 6.2 \cdot 256 / 3600 = 0.440888889$$

$$W_i = q_{mi} \cdot B_{год} = 26 \cdot 4 / 1000 = 0.104$$

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

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_j / 3600) \cdot 0.8 = (9.6 \cdot 256 / 3600) \cdot 0.8 = 0.546133333$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot B_{год} / 1000) \cdot 0.8 = (40 \cdot 4 / 1000) \cdot 0.8 = 0.128$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 2.9 * 256 / 3600 = 0.206222222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 12 * 4 / 1000 = 0.048$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.5 * 256 / 3600 = 0.035555556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 2 * 4 / 1000 = 0.008$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 256 / 3600 = 0.085333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 4 / 1000 = 0.02$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.12 * 256 / 3600 = 0.008533333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.5 * 4 / 1000 = 0.002$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.000012 * 256 / 3600 = 0.000000853$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 4 / 1000 = 0.00000022$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (9.6 * 256 / 3600) * 0.13 = 0.088746667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 4 / 1000) * 0.13 = 0.0208$$

Итого выбросы по веществам: 1957

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.546133333	0.1280	0	0.546133333	0.128
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.088746667	0.0208	0	0.088746667	0.0208
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.035555556	0.0080	0	0.035555556	0.008
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.085333333	0.020	0	0.085333333	0.02
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.440888889	0.1040	0	0.440888889	0.104
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000853	0.00000022	0	0.000000853	0.00000022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008533333	0.0020	0	0.008533333	0.002
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.206222222	0.0480	0	0.206222222	0.048

2.6 Расчет валовых выбросов в атмосферу от резервуаров для хранения дизтопливо (1958)

Город: 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект: 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения: 1958, ПСК

Источник выделения: 1958 01, Резервуар для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.14**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 1.9**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 2.6**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 403.92**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 4**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 30**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: Б - Нефть после электрообессоливающей установки, бензины товарные, бензины широкой фракции и др. при Т закач. жидкости не превышающей Твзд. на 30С

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.7**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.22**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.22 · 0.0029 · 2 = 0.001276

Коэффициент, **KPSR = 0.7**

Коэффициент, **KPMAX = 1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 60**

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.001276**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.14 · 1 · 4 / 3600 = 0.00349**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (1.9 · 0 + 2.6 · 403.92) · 1 · 10⁻⁶ + 0.001276 = 0.002326**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.002326 / 100 = 0.0023194872**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.00349 / 100 = 0.003480228**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.002326 / 100 = 0.0000065128**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.00349 / 100 = 0.000009772**

Итого выбросы по веществам:1958

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000009772	0.0000065128
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.003480228	0.0023194872

2.7 Расчет валовых выбросов в атмосферу от парового котла WNS-2-1.25-Y (1959)

Город: 021, Актюбинская обл.Байганинский р

Объект: 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения: 1959, Труба

Источник выделения: 1959 01, Паровой котел WNS-2-1.25-Y

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**Расход топлива, т/год, **BT = 111**Расход топлива, г/с, **BG = 3.5**Марка топлива, **M = Дизельное топливо**Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг (прил. 2.1), **QR = 10210**Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**Средняя зольность топлива, % (прил. 2.1), **AR = 0.025**Предельная зольность топлива, % не более (прил. 2.1), **A1R = 0.025**Среднее содержание серы в топливе, % (прил. 2.1), **SR = 0.3**Предельное содержание серы в топливе, % не более (прил. 2.1), **S1R = 0.3****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА****Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 1**Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 1**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0857**Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.0857 · (1 / 1)^{0.25} = 0.0857**Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **_M_ = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 111 · 42.75 · 0.0857 · (1-0) = 0.406667925**Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **_G_ = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 3.5 · 42.75 · 0.0857 · (1-0) = 0.0128228625****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ****Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2), **NSO2 = 0.02**Содержание сероводорода в топливе, % (прил. 2.1), **H2S = 0**Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **_M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 111 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 111 = 0.65268**Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **_G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 3.5 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 3.5 = 0.02058****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА****Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Потери тепла от механической неполноты сгорания, % (табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, % (табл. 2.2), $Q_3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), $CCO = Q_3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 111 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 1.5429$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 3.5 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.04865$

Итого:1959

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0128228625	0.406667925
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02058	0.65268
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.04865	1.5429

Расчеты выбросов загрязняющих веществ при испытании скважин.

Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизель генератора силовых устройств XJ-550 (1960)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0013,Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1960, Дизель генератор силового устройства XJ-550;

Источник выделения N 1960,Дизель генератор силового устройства XJ-550

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 37

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 550

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 31.145

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 31.145 \cdot 550 = 0.14937142 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.14937142 / 0.359066265 = 0.415999593 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 6.2 * 550 / 3600 = 0.947222222$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} = 26 * 37 / 1000 = 0.962$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.8 = (9.6 * 550 / 3600) * 0.8 = 1.173333333$$

$$W_i = (q_{zi} * B_{zod} / 1000) * 0.8 = (40 * 37 / 1000) * 0.8 = 1.184$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 2.9 * 550 / 3600 = 0.443055556$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 = 12 * 37 / 1000 = 0.444$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.5 * 550 / 3600 = 0.076388889$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 = 2 * 37 / 1000 = 0.074$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 550 / 3600 = 0.183333333$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 37 / 1000 = 0.185$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.12 * 550 / 3600 = 0.018333333$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} = 0.5 * 37 / 1000 = 0.0185$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.000012 * 550 / 3600 = 0.000001833$$

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} = 0.000055 * 37 / 1000 = 0.000002035$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (9.6 * 550 / 3600) * 0.13 = 0.190666667$$

$$W_i = (q_{zi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 37 / 1000) * 0.13 = 0.1924$$

Итого выбросы по веществам:1960

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.173333333	1.184	0	1.173333333	1.184
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.190666667	0.1924	0	0.190666667	0.1924
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.076388889	0.074	0	0.076388889	0.074
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,	0.183333333	0.185	0	0.183333333	0.185

	Сера (IV) оксид (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.947222222	0.962	0	0.947222222	0.962
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001833	0.000002035	0	0.000001833	0.000002035
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.018333333	0.0185	0	0.018333333	0.0185
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.443055556	0.444	0	0.443055556	0.444
от 1-го объекта						3.059902035
от 2-х объектов						6.11980407

Расчет валовых выбросов в атмосферу от емкости для хранения нефти (1961,1962,1963,1964)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0013,Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения: 1961, Емкость для хранения нефти;

Источник выделения: 1961, Емкость для хранения нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 40**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.92**

KTMAX = 0.92

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 100**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.910**

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 100 / (0.91 · 50) = 2.2**

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 15$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 460$, $P = 460$

Коэффициент, $KV = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 43$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 43 + 45 = 70.8$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot$

$(KTMAX \cdot KV + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 460 \cdot 70.8 \cdot (0.92 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 100 / (10^7 \cdot 0.91) = 0.03525$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KV \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 460 \cdot 70.8 \cdot 0.92 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 10^4 = 0.733$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.03525 / 100 = 0.02554$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.733 / 100 = 0.531$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.03525 / 100 = 0.00945$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.733 / 100 = 0.1964$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0001234$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.733 / 100 = 0.002566$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000776$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.733 / 100 = 0.001613$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.03525 / 100 = 0.0000388$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.733 / 100 = 0.000806$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.03525 / 100 = 0.00002115$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.733 / 100 = 0.00044$

Итого выбросы по веществам: 1961,1962,1963,1964

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00044	0.00002115
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.531	0.02554

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1964	0.00945
0602	Бензол (64)	0.002566	0.0001234
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000806	0.0000388
0621	Метилбензол (349)	0.001613	0.0000776
от 1-го объекта			0.03525095
от 2-х объектов			0.0705019

Расчет валовых выбросов в атмосферу от насосной установки для перекачки нефти ЦА-320 (1965)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1965, Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320;

Источник выделения N 1965, Насосная установка для перекачки нефти ЦА-320

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 5.3

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_s \cdot P_s = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 5.3 \cdot 176 = 0.008134016 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.008134016 / 0.359066265 = 0.022653245 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам: 1965

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.064	0	0.375466667	0.064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.0104	0	0.061013333	0.0104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.004	0	0.024444444	0.004
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.01	0	0.058666667	0.01
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.052	0	0.303111111	0.052
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.00000011	0	0.000000587	0.00000011
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.001	0	0.005866667	0.001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.024	0	0.141777778	0.024
от 1-го объекта						0.16540011
от 2-х объектов						0.33080022

Расчет валовых выбросов в атмосферу от емкость для хранения дизтопливо (1966)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения: 1966, Емкость для хранения дизтоплива;

Источник выделения: 1966, Емкость для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.14**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 1.9**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 2.6**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 72.74**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 4**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 10**

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: Б - Нефть после электрообессоливающей установки, бензины товарные, бензины широкой фракции и др. при Т закач. жидкости не превышающей Твозд. на 30С

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.7$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.22$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.22 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000638$

Коэффициент, $KPSR = 0.7$

Коэффициент, $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 10$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000638$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.14 \cdot 1 \cdot 4 / 3600 = 0.00349$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (1.9 \cdot 0 + 2.6 \cdot 72.74) \cdot 1 \cdot 10^{-6} + 0.000638 = 0.000827$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000827 / 100 = 0.000825$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00349 / 100 = 0.00348$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000827 / 100 = 0.000002316$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00349 / 100 = 0.00000977$

Итого: 1966

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000977	0.000002316
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00348	0.000825
от 1-го объекта			0.000827316
от 2-х объектов			0.001654632

Расчет валовых выбросов в атмосферу от ДЭС (1967)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0013,Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1967, ДЭС;

Источник выделения N 1967,ДЭС

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

~~~~~

#### Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 2.6

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 250

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 4.8

Температура отработавших газов  $T_{02}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{02}$ , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 4.8 * 250 = 0.010464 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{02}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

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

Объемный расход отработавших газов  $Q_{02}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.010464 / 0.359066265 = 0.029142253 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

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

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

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 6.2 * 250 / 3600 = 0.430555556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} = 26 * 2.6 / 1000 = 0.0676$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.8 = (9.6 * 250 / 3600) * 0.8 = 0.533333333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{200} / 1000) * 0.8 = (40 * 2.6 / 1000) * 0.8 = 0.0832$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 2.9 * 250 / 3600 = 0.201388889$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 12 * 2.6 / 1000 = 0.0312$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.5 * 250 / 3600 = 0.034722222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 2 * 2.6 / 1000 = 0.0052$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 250 / 3600 = 0.083333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 5 * 2.6 / 1000 = 0.013$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.12 * 250 / 3600 = 0.008333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} = 0.5 * 2.6 / 1000 = 0.0013$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.000012 * 250 / 3600 = 0.000000833$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 2.6 / 1000 = 0.000000143$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (9.6 * 250 / 3600) * 0.13 = 0.086666667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 2.6 / 1000) * 0.13 = 0.01352$$

**Итого выбросы по веществам: 1967**

| Код             | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301            | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 0.533333333             | 0.0832                  | 0            | 0.533333333            | 0.0832                 |
| 0304            | Азот (II) оксид<br>(Азота оксид) (6)                                                                                                 | 0.086666667             | 0.01352                 | 0            | 0.086666667            | 0.01352                |
| 0328            | Углерод (Сажа,<br>Углерод черный)<br>(583)                                                                                           | 0.034722222             | 0.0052                  | 0            | 0.034722222            | 0.0052                 |
| 0330            | Сера диоксид<br>(Ангидрид<br>сернистый,<br>Сернистый газ,<br>Сера (IV) оксид)<br>(516)                                               | 0.083333333             | 0.013                   | 0            | 0.083333333            | 0.013                  |
| 0337            | Углерод оксид<br>(Окись углерода,<br>Угарный газ) (584)                                                                              | 0.430555556             | 0.0676                  | 0            | 0.430555556            | 0.0676                 |
| 0703            | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000000833             | 0.000000143             | 0            | 0.000000833            | 0.000000143            |
| 1325            | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.008333333             | 0.0013                  | 0            | 0.008333333            | 0.0013                 |
| 2754            | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-<br>C19 (в пересчете на<br>C); Растворитель<br>РПК-265П) (10) | 0.201388889             | 0.0312                  | 0            | 0.201388889            | 0.0312                 |
| от 1-го объекта |                                                                                                                                      |                         |                         |              |                        | 0.215020143            |
| от 2-х объектов |                                                                                                                                      |                         |                         |              |                        | 0.430040286            |

### Расчет валовых выбросов в атмосферу от факельной установки (1968)

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Город N 021, Актыобинская обл. Байганинский р  
Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Площадка: Скважина СТ-78

Цех: Строительства скважины СТ-78

Источник: 1968

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

## 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

**Таблица процентного содержания составляющих смеси.**

**Состав смеси задавался в объемных долях.**

| Компонент                               | [%]/об. | [%]/мас.   | Молек.мас. | Плотность |
|-----------------------------------------|---------|------------|------------|-----------|
| Метан(CH <sub>4</sub> )                 | 78.89   | 62.0426722 | 16.043     | 0.7162    |
| Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )    | 10.085  | 14.8659369 | 30.07      | 1.3424    |
| Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )  | 5.82    | 12.5809948 | 44.097     | 1.9686    |
| Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )  | 1.775   | 5.05751065 | 58.124     | 2.5948    |
| Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) | 0.4     | 1.41476823 | 72.151     | 3.2210268 |
| Азот(N <sub>2</sub> )                   | 1.73    | 2.37593845 | 28.016     | 1.2507    |
| Сероводород(H <sub>2</sub> S)           | 0.53    | 0.88549048 | 34.082     | 1.5215    |

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **20.3993836**

Плотность сжигаемой смеси ***R<sub>o</sub>***, кг/м<sup>3</sup>: **0.884**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2450985$$

где (***K<sub>i</sub>***) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

***[i]<sub>o</sub>*** - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси ***W<sub>зв</sub>***, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2450985 * (15 + 273) / 20.3993836)^{0.5} = 383.6283294$$

где ***T<sub>o</sub>*** - температура смеси, град.С;

Объемный расход ***B***, м<sup>3</sup>/с: **0.186343**

Скорость истечения смеси ***W<sub>ист</sub>***, м/с (20):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.186343 / (3.141592654 * 0.08^2) = 37.07176195$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.186343 * 0.884 = 164.727212$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. ***W<sub>ист</sub> / W<sub>зв</sub>*** = 0.096634579 < 0.2, горение сажевое.

## 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси ***n***: **0.9984**

Массовое содержание углерода ***[C]<sub>м</sub>***, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.3993836) = 74.10812158$$

где ***x<sub>i</sub>*** - число атомов углерода;

***[нег]<sub>o</sub>*** - общее содержание негорючих примесей, %: **0.41**;

величиной ***[нег]<sub>o</sub>*** можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи ***M<sub>i</sub>***, г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где ***UB<sub>i</sub>*** - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

| Код  | Примесь                                | УВ з/г     | М з/с       |
|------|----------------------------------------|------------|-------------|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный | 0.02       | 3.29454424  |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.8*0.003  | 0.3953453   |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)      | 0.13*0.003 | 0.0642436   |
| 0410 | Метан (727*)                           | 0.0005     | 0.082363606 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)   | 0.002      | 0.329454424 |

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{CO_2}$ , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 164.7272120 * (3.67 * 0.9984000 * 74.1081216 + 0.7766882) - 3.2945442 - 0.0823636 - 0.3294544 = 444.876033$$

где  $[CO_2]_M$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{CO}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{CH_4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_C$  - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы  $[S]_M$ , %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 0.833060465$$

где  $A_s$  - атомная масса серы;

$x_i$  - количество атомов серы;

$M_s$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$  - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы  $M_{SO_2}$ , г/с (7):

$$M_{SO_2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.833060465 * 164.727212 * 0.9984 = 2.740163271$$

Мощность выброса сероводорода  $M_{H_2S}$ , г/с (8):

$$M_{H_2S} = 0.01 * [H_2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.885490481 * 164.727212 * (1-0.9984) = 0.00233383$$

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{H_2}$ , ккал/м<sup>3</sup>: 9917

Низшая теплота сгорания с учетом влажности  $Q_{H_2H}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3):

$$Q_{H_2H} = Q_{H_2} * 100 / (100 + 0.124 * \gamma) = 9917 * 100 / (100 + 0.124 * 30) = 9561.318936$$

где  $\gamma$  - влажность, г/м<sup>3</sup>;

Доля энергии теряемая за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.3993836)^{0.5} = 0.217$$

Объемное содержание кислорода  $[O_2]_o$ , %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.261752744$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.53 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.261752744) = 11.30253657$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.30253657 = 12.30253657$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 15 + (9561.318936 * (1-0.217) * 0.9984) / (12.30253657 * 0.4) = 1533.901054$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что  $1500 \leq T_o < 1800$ ,  $C_{nc} = 0.39$

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 15 + (9561.318936 * (1-0.217) * 0.9984) / (12.30253657 * 0.39) = 1572.847235$$

#### 4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_1$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.186343 * 12.30253657 * (273 + 1572.847235) / 273 = 15.50032685$$

Приведенный критерий Архимеда  $Ar$  (19):

$$Ar = 0.26 * W_{см}^2 * R_o / d = 0.26 * 37.07176195^2 * 0.884 / 0.08 = 3948.40853$$

Стехиометрическая длина факела  $L_{cx}$ : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов  $L_{фн}$ , м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.08 * 3948.40853^{0.17} * (8 / 0.08)^{0.59} = 8.610551907$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (8.610551907 - 5) - 0.6 = 1.952660198$$

где  $l_a$  - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

$h_z$  - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При  $H < 2$  м,  $H$  принимается равной 2 м.

#### 5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ

ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_{ф}$ , м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 8.610551907 + 0.49 * 0.08 = 1.244677267$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 15.50032685 / 1.244677267^2 = 12.70664983$$

#### 6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **2160**;

| Код             | Примесь                                 | Выброс г/с  | Выброс т/год  |
|-----------------|-----------------------------------------|-------------|---------------|
| 0337            | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный) | 3.29454424  | 25.61837601   |
| 0301            | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)  | 0.395345309 | 3.074205121   |
| 0304            | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)       | 0.064243613 | 0.499558332   |
| 0410            | Метан (727*)                            | 0.082363606 | 0.6404594     |
| 0328            | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)    | 0.329454424 | 2.561837601   |
| 0330            | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни | 2.740163271 | 21.30750959   |
| 0333            | Сероводород (Дигидросульфид) (518)      | 0.00233383  | 0.018147862   |
| от 1-го объекта |                                         |             | 53.720093919  |
| от 2-х объектов |                                         |             | 107.440187838 |

#### Расчет валовых выбросов в атмосферу от ПРС (Лебедочный блок) (1969)

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0013,Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1969, ПРС (Лебедочный блок);



## Источник выделения N 1969, ПРС (Лебедочный блок)

## Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

## Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 1

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 74

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 6.3

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 6.3 * 74 = 0.004065264 \quad (A.3)$$

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

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

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

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

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.004065264 / 0.359066265 = 0.011321765 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

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

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

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 6.2 * 74 / 3600 = 0.127444444$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} = 26 * 1 / 1000 = 0.026$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.8 = (9.6 * 74 / 3600) * 0.8 = 0.157866667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{200} / 1000) * 0.8 = (40 * 1 / 1000) * 0.8 = 0.032$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 2.9 * 74 / 3600 = 0.059611111$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 12 * 1 / 1000 = 0.012$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.5 * 74 / 3600 = 0.010277778$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 2 * 1 / 1000 = 0.002$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 74 / 3600 = 0.024666667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 1 / 1000 = 0.005$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.12 * 74 / 3600 = 0.002466667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.5 * 1 / 1000 = 0.0005$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.000012 * 74 / 3600 = 0.000000247$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 1 / 1000 = 0.000000055$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (9.6 * 74 / 3600) * 0.13 = 0.025653333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 1 / 1000) * 0.13 = 0.0052$$

**Итого выбросы по веществам:1969**

| Код             | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301            | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 0.157866667             | 0.032                   | 0            | 0.157866667            | 0.032                  |
| 0304            | Азот (II) оксид<br>(Азота оксид) (6)                                                                                                 | 0.025653333             | 0.0052                  | 0            | 0.025653333            | 0.0052                 |
| 0328            | Углерод (Сажа,<br>Углерод черный)<br>(583)                                                                                           | 0.010277778             | 0.002                   | 0            | 0.010277778            | 0.002                  |
| 0330            | Сера диоксид<br>(Ангидрид<br>сернистый,<br>Сернистый газ,<br>Сера (IV) оксид)<br>(516)                                               | 0.024666667             | 0.005                   | 0            | 0.024666667            | 0.005                  |
| 0337            | Углерод оксид<br>(Окись углерода,<br>Угарный газ) (584)                                                                              | 0.127444444             | 0.026                   | 0            | 0.127444444            | 0.026                  |
| 0703            | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000000247             | 0.000000055             | 0            | 0.000000247            | 0.000000055            |
| 1325            | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.002466667             | 0.0005                  | 0            | 0.002466667            | 0.0005                 |
| 2754            | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-<br>C19 (в пересчете на<br>C); Растворитель<br>РПК-265П) (10) | 0.059611111             | 0.012                   | 0            | 0.059611111            | 0.012                  |
| от 1-го объекта |                                                                                                                                      |                         |                         |              |                        | 0.082700055            |
| от 2-х объектов |                                                                                                                                      |                         |                         |              |                        | 0.16540011             |

**Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизельного генератора азотной установки компрессора №1 (САТ-3412) (1970)**

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0013,Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1970, Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (САТ-3412);

Источник выделения N 1970, Дизельный генератор азотной установки компрессора №1 (САТ-3412)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 800

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 39.1

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 39.1 \cdot 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

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

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

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

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

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

| Группа | CO  | NOx | CH  | C    | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|------|-----|------|--------|
| B      | 5.3 | 8.4 | 2.4 | 0.35 | 1.4 | 0.1  | 1.1E-5 |

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

| Группа | CO | NOx | CH | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|-----|-----|------|--------|
| B      | 22 | 35  | 10 | 1.5 | 6   | 0.4  | 4.5E-5 |

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

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

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

**Итого выбросы по веществам: 1970**

| Код  | Примесь                                                   | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|-----------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                 | 1.493333333             | 0.21                    | 0            | 1.493333333            | 0.21                   |
| 0304 | Азот (II) оксид<br>(Азота оксид) (6)                      | 0.242666667             | 0.034125                | 0            | 0.242666667            | 0.034125               |
| 0328 | Углерод (Сажа,<br>Углерод черный)<br>(583)                | 0.077777778             | 0.01125                 | 0            | 0.077777778            | 0.01125                |
| 0330 | Сера диоксид<br>(Ангидрид<br>сернистый,<br>Сернистый газ, | 0.311111111             | 0.045                   | 0            | 0.311111111            | 0.045                  |

|                 |                                                                                                                   |             |             |   |             |             |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|---|-------------|-------------|
|                 | Сера (IV) оксид (516)                                                                                             |             |             |   |             |             |
| 0337            | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 1.177777778 | 0.165       | 0 | 1.177777778 | 0.165       |
| 0703            | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000002444 | 0.000000338 | 0 | 0.000002444 | 0.000000338 |
| 1325            | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.022222222 | 0.003       | 0 | 0.022222222 | 0.003       |
| 2754            | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.533333333 | 0.075       | 0 | 0.533333333 | 0.075       |
| от 1-го объекта |                                                                                                                   |             |             |   |             | 0.543375338 |
| от 2-х объектов |                                                                                                                   |             |             |   |             | 1.086750676 |

### Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизельный генератор Нагнетатель №1 (САТ-С10) (1971)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1971, Дизельный генератор Нагнетатель №1 (САТ-С10);

Источник выделения N 1971, Дизельный генератор Нагнетатель №1 (САТ-С10)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э$ , кВт, 800

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_э$ , г/кВт\*ч, 39.1

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 39.1 * 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

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

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

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

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

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

| Группа | CO  | NOx | CH  | C    | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|------|-----|------|--------|
| B      | 5.3 | 8.4 | 2.4 | 0.35 | 1.4 | 0.1  | 1.1E-5 |

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

| Группа | CO | NOx | CH | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|-----|-----|------|--------|
| B      | 22 | 35  | 10 | 1.5 | 6   | 0.4  | 4.5E-5 |

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

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

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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

**Итого выбросы по веществам:1971**

| Код             | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301            | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 1.493333333             | 0.210                   | 0            | 1.493333333            | 0.21                   |
| 0304            | Азот (II) оксид<br>(Азота оксид) (6)                                                                                                 | 0.242666667             | 0.034125                | 0            | 0.242666667            | 0.034125               |
| 0328            | Углерод (Сажа,<br>Углерод черный)<br>(583)                                                                                           | 0.077777778             | 0.01125                 | 0            | 0.077777778            | 0.01125                |
| 0330            | Сера диоксид<br>(Ангидрид<br>сернистый,<br>Сернистый газ,<br>Сера (IV) оксид)<br>(516)                                               | 0.311111111             | 0.045                   | 0            | 0.311111111            | 0.045                  |
| 0337            | Углерод оксид<br>(Окись углерода,<br>Угарный газ) (584)                                                                              | 1.177777778             | 0.165                   | 0            | 1.177777778            | 0.165                  |
| 0703            | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000002444             | 0.000000338             | 0            | 0.000002444            | 0.000000338            |
| 1325            | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.022222222             | 0.003                   | 0            | 0.022222222            | 0.003                  |
| 2754            | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-<br>C19 (в пересчете на<br>C); Растворитель<br>РПК-265П) (10) | 0.533333333             | 0.075                   | 0            | 0.533333333            | 0.075                  |
| от 1-го объекта |                                                                                                                                      |                         |                         |              |                        | 0.543375338            |
| от 2-х объектов |                                                                                                                                      |                         |                         |              |                        | 1.086750676            |

**Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизельный генератора азотной установки компрессора №2 (САТ-3456) (1972)**

Город N 021,Актюбинская обл.Байганинский р

Объект N 0013,Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1972, Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (САТ-3456);

Источник выделения N 1972, Дизельный генератор азотной установки компрессора №2 (САТ-3456)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 800

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 39.1

Температура отработавших газов  $T_{oz}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 39.1 \cdot 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

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

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

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

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

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

| Группа | CO  | NOx | CH  | C    | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|------|-----|------|--------|
| B      | 5.3 | 8.4 | 2.4 | 0.35 | 1.4 | 0.1  | 1.1E-5 |

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

| Группа | CO | NOx | CH | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|-----|-----|------|--------|
| B      | 22 | 35  | 10 | 1.5 | 6   | 0.4  | 4.5E-5 |

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

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

**Итого выбросы по веществам: 1972**

| Код  | Примесь                                                                                | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                              | 1.493333333             | 0.210                   | 0            | 1.493333333            | 0.21                   |
| 0304 | Азот (II) оксид<br>(Азота оксид) (6)                                                   | 0.242666667             | 0.034125                | 0            | 0.242666667            | 0.034125               |
| 0328 | Углерод (Сажа,<br>Углерод черный)<br>(583)                                             | 0.077777778             | 0.01125                 | 0            | 0.077777778            | 0.01125                |
| 0330 | Сера диоксид<br>(Ангидрид<br>сернистый,<br>Сернистый газ,<br>Сера (IV) оксид)<br>(516) | 0.311111111             | 0.045                   | 0            | 0.311111111            | 0.045                  |
| 0337 | Углерод оксид<br>(Окись углерода,<br>Угарный газ) (584)                                | 1.177777778             | 0.165                   | 0            | 1.177777778            | 0.165                  |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                  | 0.000002444             | 0.000000338             | 0            | 0.000002444            | 0.000000338            |

|                 |                                                                                                                   |             |       |   |             |             |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------|---|-------------|-------------|
| 1325            | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.022222222 | 0.003 | 0 | 0.022222222 | 0.003       |
| 2754            | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.533333333 | 0.075 | 0 | 0.533333333 | 0.075       |
| от 1-го объекта |                                                                                                                   |             |       |   |             | 0.543375338 |
| от 2-х объектов |                                                                                                                   |             |       |   |             | 1.086750676 |

### Расчет валовых выбросов в атмосферу от дизельный генератор Нагнетатель №2 (САТ-3306) (1973)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1973, Дизельный генератор Нагнетатель №2 (САТ-3306);

Источник выделения N 1973, Дизельный генератор Нагнетатель №2 (САТ-3306)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 800

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 39.1

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 39.1 \cdot 800 = 0.2727616 \quad (A.3)$$

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

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

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

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

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2727616 / 0.359066265 = 0.759641399 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

| Группа | CO  | NOx | CH  | C    | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|------|-----|------|--------|
| B      | 5.3 | 8.4 | 2.4 | 0.35 | 1.4 | 0.1  | 1.1E-5 |

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

| Группа | CO | NOx | CH | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|-----|-----|------|--------|
| B      | 22 | 35  | 10 | 1.5 | 6   | 0.4  | 4.5E-5 |

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

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

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

**Итого выбросы по веществам: 1973**

| Код             | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301            | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 1.493333333             | 0.210                   | 0            | 1.493333333            | 0.21                   |
| 0304            | Азот (II) оксид<br>(Азота оксид) (6)                                                                                                 | 0.242666667             | 0.034125                | 0            | 0.242666667            | 0.034125               |
| 0328            | Углерод (Сажа,<br>Углерод черный)<br>(583)                                                                                           | 0.077777778             | 0.01125                 | 0            | 0.077777778            | 0.01125                |
| 0330            | Сера диоксид<br>(Ангидрид<br>сернистый,<br>Сернистый газ,<br>Сера (IV) оксид)<br>(516)                                               | 0.311111111             | 0.045                   | 0            | 0.311111111            | 0.045                  |
| 0337            | Углерод оксид<br>(Окись углерода,<br>Угарный газ) (584)                                                                              | 1.177777778             | 0.165                   | 0            | 1.177777778            | 0.165                  |
| 0703            | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000002444             | 0.000000338             | 0            | 0.000002444            | 0.000000338            |
| 1325            | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.022222222             | 0.003                   | 0            | 0.022222222            | 0.003                  |
| 2754            | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-<br>C19 (в пересчете на<br>C); Растворитель<br>РПК-265П) (10) | 0.533333333             | 0.075                   | 0            | 0.533333333            | 0.075                  |
| от 1-го объекта |                                                                                                                                      |                         |                         |              |                        | 0.543375338            |
| от 2-х объектов |                                                                                                                                      |                         |                         |              |                        | 1.086750676            |

### Расчет валовых выбросов в атмосферу от установки с гибкими НКТ (1974)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Источник загрязнения N 1974, Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344);

Источник выделения N 1974, Установка с гибкими НКТ (Mercedes-Benz ACTROS 3344)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 0.14

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_3$ , кВт, 320

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_3$ , г/кВт\*ч, 2.6

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3 = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 2.6 \cdot 320 = 0.00725504 \quad (A.3)$$

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



$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

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

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

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.00725504 / 0.359066265 = 0.020205296 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

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

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

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

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

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

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

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

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

**Итого выбросы по веществам: 1974**

| Код  | Примесь                                                                                        | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                      | 0.682666667             | 0.00448                 | 0            | 0.682666667            | 0.00448                |
| 0304 | Азот (II) оксид<br>(Азота оксид) (6)                                                           | 0.110933333             | 0.000728                | 0            | 0.110933333            | 0.000728               |
| 0328 | Углерод (Сажа,<br>Углерод черный)<br>(583)                                                     | 0.044444444             | 0.00028                 | 0            | 0.044444444            | 0.00028                |
| 0330 | Сера диоксид<br>(Ангидрид<br>сернистый,<br>Сернистый газ,<br>Сера (IV) оксид)<br>(516)         | 0.106666667             | 0.0007                  | 0            | 0.106666667            | 0.0007                 |
| 0337 | Углерод оксид<br>(Окись углерода,<br>Угарный газ) (584)                                        | 0.551111111             | 0.00364                 | 0            | 0.551111111            | 0.00364                |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                          | 0.000001067             | 0.000000008             | 0            | 0.000001067            | 0.000000008            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                               | 0.010666667             | 0.00007                 | 0            | 0.010666667            | 0.00007                |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-<br>C19 (в пересчете на | 0.257777778             | 0.00168                 | 0            | 0.257777778            | 0.00168                |

|                 |                                 |  |  |  |  |             |
|-----------------|---------------------------------|--|--|--|--|-------------|
|                 | С); Растворитель РПК-265П) (10) |  |  |  |  |             |
| от 1-го объекта |                                 |  |  |  |  | 0.011578008 |
| от 2-х объектов |                                 |  |  |  |  | 0.023156016 |

### Расчет валовых выбросов в атмосферу от фонтанной арматуры (6913)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1),  $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1),  $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 2 = 0.0777$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0777 / 3.6 = 0.0216$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 8.76 / 100 = 0.001892$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001892 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0147$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 23.3 / 100 = 0.00503$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00503 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0391$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 0.54 / 100 = 0.0001166$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001166 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000907$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 67.4 / 100 = 0.01456$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01456 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1132$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1),  $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1),  $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 6 = 0.002767$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.002767 / 3.6 = 0.000769$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000769 \cdot 8.76 / 100 = 0.0000674$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000674 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000524$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000769 \cdot 23.3 / 100 = 0.000179$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000179 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001392$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000769 \cdot 0.54 / 100 = 0.00000415$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000415 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000323$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000769 \cdot 67.4 / 100 = 0.000518$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000518 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00403$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 = 0.0000691$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 8.76 / 100 = 0.000001682$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001682 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001308$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 23.3 / 100 = 0.00000447$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000447 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003476$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000001037$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001037 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000806$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 67.4 / 100 =$

**0.00001294**

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001294 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$

**0.0001006**

Сводная таблица расчетов:

| <i>Оборудов.</i>                                     | <i>Технологич. поток</i> | <i>Общее кол-во, шт.</i> | <i>Время работы, ч/з</i> |
|------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)     | Поток №8                 | 2                        | 2160                     |
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Поток №8                 | 6                        | 2160                     |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)          | Поток №8                 | 12                       | 2160                     |

Итоговая таблица:

| <i>Код</i>      | <i>Наименование ЗВ</i>                                                                                            | <i>Выброс г/с</i> | <i>Выброс т/год</i> |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0333            | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.0001166         | 0.000940106         |
| 0415            | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)                                                                      | 0.001892          | 0.01523708          |
| 0416            | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)                                                                     | 0.00503           | 0.04052676          |
| 2754            | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01456           | 0.1173306           |
| от 1-го объекта |                                                                                                                   |                   | 0.174034546         |
| от 2-х объектов |                                                                                                                   |                   | 0.348069092         |

### Расчет валовых выбросов в атмосферу от нефтегазосепаратора (6914)

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
  2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
  3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)  
Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1),  $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1),  $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 8 = 0.0492$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0492 / 3.6 = 0.01367$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 8.76 / 100 = 0.001197$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001197 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0093$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 23.3 / 100 = 0.003185$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003185 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$

**0.02477**

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000738$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000738 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$

**0.000574**

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 67.4 / 100 = 0.00921$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00921 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0716$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X =$

**0.365**

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 =$

**0.03795**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 8.76 / 100 = 0.000923$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000923 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$

**0.00718**

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 23.3 / 100 = 0.002456$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002456 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0191$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000569$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000569 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$

**0.0004425**

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 67.4 / 100 = 0.0071$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0071 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0552$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 8 = 0.00369$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.00369 / 3.6 = 0.001025$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 8.76 / 100 = 0.0000898$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000898 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000698$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 23.3 / 100 = 0.000239$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000239 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00186$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 0.54 / 100 = 0.00000554$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000554 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000431$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 67.4 / 100 = 0.000691$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000691 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00537$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (парагазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.136008$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.46$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.46 \cdot 0.136008 \cdot 2 = 0.1251$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.1251 / 3.6 = 0.03475$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 8.76 / 100 = 0.003044$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003044 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02367$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 23.3 / 100 = 0.0081$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0081 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.063$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 0.54 / 100 = 0.0001877$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001877 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00146$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 67.4 / 100 = 0.0234$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0234 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.182$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 8.76 / 100 = 0.00107$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00832$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 23.3 / 100 = 0.00285$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02216$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.54 / 100 = 0.000066$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$

**0.000513**

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 67.4 / 100 = 0.00824$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00824 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0641$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 2 =$

**0.0777**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0777 / 3.6 = 0.0216$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 8.76 / 100 = 0.001892$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001892 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0147$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 23.3 / 100 = 0.00503$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00503 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0391$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 0.54 / 100 = 0.0001166$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001166 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 =$

**0.000907**

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 67.4 / 100 = 0.01456$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01456 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1132$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 16 = 0.0003456$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0003456 / 3.6 = 0.000096$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000096 \cdot 8.76 / 100 = 0.00000841$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000841 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000654$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000096 \cdot 23.3 / 100 = 0.00002237$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002237 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000174$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000096 \cdot 0.54 / 100 = 0.000000518$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000518 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000403$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000096 \cdot 67.4 / 100 = 0.0000647$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000647 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000503$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 8.76 / 100 = 0.00000771$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000771 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00006$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 23.3 / 100 = 0.0000205$



Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000205 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001594$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = C / 100 = 0.000088 \cdot 0.54 / 100 = 0.000000475$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000475 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000369$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = C / 100 = 0.000088 \cdot 67.4 / 100 = 0.0000593$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000593 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000461$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 16 = 0.0000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0000922 / 3.6 = 0.0000256$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = C / 100 = 0.0000256 \cdot 8.76 / 100 = 0.000002243$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002243 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001744$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = C / 100 = 0.0000256 \cdot 23.3 / 100 = 0.00000596$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000596 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000463$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = C / 100 = 0.0000256 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000001382$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001382 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001075$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = C / 100 = 0.0000256 \cdot 67.4 / 100 = 0.00001725$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001725 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001341$

Сводная таблица расчетов:

| Оборудов. | Технологич.<br>поток | Общее кол-во, шт. | Время работы, ч/з |
|-----------|----------------------|-------------------|-------------------|
|-----------|----------------------|-------------------|-------------------|

|                                                                       |          |    |      |
|-----------------------------------------------------------------------|----------|----|------|
| Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)                         | Поток №8 | 8  | 2160 |
| Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Поток №8 | 8  | 2160 |
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)                  | Поток №8 | 8  | 2160 |
| Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)                        | Поток №8 | 2  | 2160 |
| Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)                | Поток №8 | 2  | 2160 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)                      | Поток №8 | 2  | 2160 |
| Фланцевые соединения (парогазовые потоки)                             | Поток №8 | 16 | 2160 |
| Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)          | Поток №8 | 16 | 2160 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)                           | Поток №8 | 16 | 2160 |

Итоговая таблица:

| <i>Код</i>      | <i>Наименование ЗВ</i>                                                                                            | <i>Выброс г/с</i> | <i>Выброс т/год</i> |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0333            | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.0001877         | 0.003948395         |
| 0415            | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)                                                                      | 0.003044          | 0.06401084          |
| 0416            | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)                                                                     | 0.0081            | 0.1703697           |
| 2754            | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0234            | 0.4925681           |
| от 1-го объекта |                                                                                                                   |                   | 0.730897035         |
| от 2-х объектов |                                                                                                                   |                   | 1.46179407          |

**Расчет валовых выбросов в атмосферу от блока манифольда (6915)**

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
  2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
  3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)  
Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), **Q = 0.020988**

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 8 = 0.0492$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0492 / 3.6 = 0.01367$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 8.76 / 100 = 0.001197$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001197 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0093$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 23.3 / 100 = 0.003185$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003185 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02477$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000738$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000738 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000574$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 67.4 / 100 = 0.00921$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00921 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0716$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 8.76 / 100 = 0.00000771$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000771 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00006$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 23.3 / 100 = 0.0000205$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000205 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001594$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.54 / 100 = 0.000000475$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000475 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000369$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 67.4 / 100 = 0.0000593$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000593 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000461$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 8.76 / 100 = 0.00107$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00832$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 23.3 / 100 = 0.00285$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02216$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.54 / 100 = 0.000066$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000513$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 67.4 / 100 = 0.00824$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00824 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0641$

Сводная таблица расчетов:

| <b>Оборудов.</b>                                             | <b>Технологич. поток</b> | <b>Общее кол-во, шт.</b> | <b>Время работы, ч/з</b> |
|--------------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)                | Поток №8                 | 8                        | 2160                     |
| Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Поток №8                 | 16                       | 2160                     |
| Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)       | Поток №8                 | 2                        | 2160                     |

Итоговая таблица:

| <b>Код</b> | <b>Наименование ЗВ</b>                        | <b>Выброс г/с</b> | <b>Выброс т/год</b> |
|------------|-----------------------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0333       | Сероводород (Дигидросульфид) (518)            | 0.0000738         | 0.00109069          |
| 0415       | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)  | 0.001197          | 0.01768             |
| 0416       | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0.003185          | 0.0470894           |

|                 |                                                                                                                         |         |            |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|------------|
| 2754            | Алканы C12-19 /в пересчете на C/<br>(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)<br>(10) | 0.00921 | 0.136161   |
| от 1-го объекта |                                                                                                                         |         | 0.20202109 |
| от 2-х объектов |                                                                                                                         |         | 0.40404218 |

**Расчет валовых выбросов в атмосферу от ПРС (Лубрикаторы марки «35 МРА») (6915)**

Город N 021, Актюбинская обл. Байганинский р

Объект N 0013, Вариант 1 Скважина СТ-78

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1),  $Q = 0.020988$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1),  $X = 0.293$ Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 8$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 8 = 0.0492$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0492 / 3.6 = 0.01367$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 8.76 / 100 = 0.001197$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001197 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0093$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 23.3 / 100 = 0.003185$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003185 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02477$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 0.54 / 100 = 0.0000738$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000738 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000574$ **Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.01367 \cdot 67.4 / 100 = 0.00921$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00921 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0716$ 

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1),  $Q = 0.08802$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1),  $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 8.76 / 100 = 0.00107$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00832$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 23.3 / 100 = 0.00285$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02216$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 0.54 / 100 = 0.000066$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000513$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 67.4 / 100 = 0.00824$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00824 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0641$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 8.76$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 8.76 / 100 = 0.00000771$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000771 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00006$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 23.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 23.3 / 100 = 0.0000205$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000205 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001594$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.54$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 0.54 / 100 = 0.000000475$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000475 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000369$

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

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 67.4$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 67.4 / 100 = 0.0000593$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000593 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000461$

Сводная таблица расчетов:

| <i>Оборудов.</i>                                             | <i>Технологич. поток</i> | <i>Общее кол-во, шт.</i> | <i>Время работы, ч/з</i> |
|--------------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)                | Поток №8                 | 8                        | 2160                     |
| Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)       | Поток №8                 | 2                        | 2160                     |
| Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Поток №8                 | 16                       | 2160                     |

Итоговая таблица:

| <i>Код</i> | <i>Наименование ЗВ</i>                                                                                            | <i>Выброс г/с</i> | <i>Выброс т/год</i> |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0333       | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.0000738         | 0.00109069          |
| 0415       | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)                                                                      | 0.001197          | 0.01768             |
| 0416       | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)                                                                     | 0.003185          | 0.0470894           |
| 2754       | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.00921           | 0.136161            |

Список литературы:

Расчеты выполнены в соответствии со «Сборником методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами» (Алматы, 1996 г.)

При работе лубрикаторов количество выбросов газов и паров (кг/час) выделяющихся из аппаратов, в которых вещества находятся, в основном, в парогазовой фазе, рассчитываются по формуле:

$$P = 0,037 \cdot \frac{(PV)^{0,8} \cdot M_p}{1011 \cdot T}, \text{ где}$$

P – давление в лубрикаторе.

V – объем аппарата (м³)

M<sub>p</sub> – средняя молярная масса (г/моль) паров нефтепродуктов (98), принимается в зависимости от температуры кипения продукта, загружаемого в аппарат (табл. 5.2.)

T – средняя температура в аппарате

$P = 0,037 \cdot (0,035 \cdot 0,075)^{0,8} / 1011 \cdot (98/293) = 0,037 \cdot 0,000004358 \cdot 0,3345 = 0,0000000539 \text{ кг/час}$

Время работы 2160 часов.

Валовый выброс, т/год,  $M = 0,0000000539 \text{ кг/час} \cdot 2160 = 0,000116424 \text{ кг/год или } 0,000000116424 \text{ т/год}$

Максимальный из разовых выбросов, г/с  $G = 0,0000000539 \cdot 1000 / 3600 = 0,0000000149722 \text{ г/с}$

Содержание:

Сероводород – 0,54%

Углеводороды C1-C5 – 8,76%

Углеводороды C6-C10 – 23,3%

Углеводороды C12-19 – 67,4%

Всего:

| Код  | Примесь                               | Выброс г/с  | Выброс т/год |
|------|---------------------------------------|-------------|--------------|
| 0333 | Сероводород                           | 8,08499E-11 | 6,29E-10     |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5  | 1,31156E-09 | 1,0199E-08   |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 | 3,48852E-09 | 2,7127E-08   |
| 2754 | Алканы C12-19                         | 1,00913E-08 | 7,846978E-08 |

Итого:

| Код             | Примесь                               | Выброс г/с | Выброс т/год |
|-----------------|---------------------------------------|------------|--------------|
| 0333            | Сероводород                           | 0,0000738  | 0,00109069   |
| 0415            | Смесь углеводородов предельных C1-C5  | 0,001197   | 0,01768      |
| 0416            | Смесь углеводородов предельных C6-C10 | 0,003185   | 0,0470894    |
| 2754            | Алканы C12-19                         | 0,00921    | 0,136161     |
| от 1-го объекта |                                       |            | 0.20202109   |
| от 2-х объектов |                                       |            | 0.40404218   |

Для АО «СНПС-Актобемунайгаз» обязательным и первоочередным являются внедрение современных технологий, использование высокогерметичного и надежного оборудования и строгое соблюдение технологического режима, следовательно, эти утечки равны нулю.

Для сокращения объемов выбросов и снижения их приземных концентраций предусмотрен комплекс планировочных, технических, технологических и организационных мероприятий при строительстве проектируемых объектов. Скважина находится от поселка Кемерши на расстояние – 56,8 км в юго-восточном направлении, от вахтового поселка Жанажол на расстояние – 73,4 км в юго-западном направлении, а по всем остальным направлениям населенные пункты на расстоянии 5 км отсутствуют. Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций предусмотрено использование оборудования, с достаточным запасом прочности. Для защиты трубопроводов и аппаратов от превышения давления предусмотрены автоматические регуляторы давления, система блокировок и предохранительные клапаны.

Информация по отходам представлена в разделе 1.9.

## 10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.

Захоронение не планируется.

## 11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

**Экологический риск** – вероятность наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера. Под экологическим риском понимают также вероятностную меру опасности причинения вреда окружающей природной среде в виде возможных потерь за определенное время.



Оценки воздействия на окружающую среду подобных сооружений ориентированы на принятие быстрых управляющих решений на больших территориях в течение значительного срока функционирования, во время которого воздействие сооружения на окружающую среду становится значительным.

Исследования и оценки риска должны включать:

- выявление потенциально опасных событий, возможных на объекте и его составных частях;
- оценку вероятности осуществления этих событий;
- оценку последствий (ущерба) при реализации таких событий.

Величина риска определяется как произведение величины ущерба  $I$  на вероятность  $W$  события  $i$ , вызывающего этот ущерб:

$$R = I W_i$$

В программе работ в обязательном порядке необходимо учитывать возможность возникновения различного рода катастроф и предусматривать мероприятия по снижению уязвимости социально-экономических систем, производственных комплексов и объектов от катастроф и их последствий.

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

При проведении буровых работ могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует затрат материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает стоимость работ, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ. Поэтому значение причин аварий, мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения или оценки следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

Процедура оценки риска состоит из четырех главных фаз: превентивной, кризисной, посткризисной и ликвидационной.

**Превентивная фаза** включает в себя промышленный контроль и экологический мониторинг, прогноз природных и техногенных катастроф, выявление уязвимых и незащищенных зон, разработку аварийных регламентов, ГИС, подготовку сил и средств, тренаж персонала.

**Кризисная фаза** включает в себя систему предупреждения, оперативный контроль, первую помощь, эвакуацию.

**Посткризисная фаза** – восстановление жизнеобеспечивающей инфраструктуры, предотвращение рецидива.

**Ликвидационная фаза** – восстановление биоценозов.

Экономическими показателями ущерба являются утрата материальных ценностей, необходимость финансовых, порой значительных, затрат на восстановление потерянного и т.д. В число социальных показателей входят: заболеваемость, ухудшение здоровья людей, смертность, вынужденная миграция населения, связанная с необходимостью переселения групп людей, и т.п.

К экологическим показателям относятся: разрушение биоты, вредное, порой необратимое, воздействие на экосистемы, ухудшение качества окружающей среды,

связанное с ее загрязнением, повышение вероятности возникновения специфических заболеваний, отчуждение земель, гибель лесов, озер, рек, морей и т. п.

Экологический риск связан не только с ухудшением состояния и качества окружающей среды и здоровья людей, но и с воздействием техногенной деятельности на эколого-экономические и природно-хозяйственные системы, изменением их свойств, нарушением связей и процессов, имеющих место в этих системах. В понятие «экологический риск» может быть вложен различный смысл. Вероятность аварии, имеющей экологические последствия; величина возможного ущерба для природной среды, здоровья населения или некоторая комбинация последствий.

### **Процедура оценки риска**

Концепция риска включает в себя два элемента: оценку риска (Risk Assessment) и управление риском (Risk Management). Оценка риска – научный анализ генезиса и масштабов риска в конкретной ситуации, тогда как управление риском – анализ рискованной ситуации и разработка решения, направленного на его минимизацию.

Риск для здоровья человека, связанный с загрязнением окружающей среды, возникает при следующих необходимых и достаточных условиях:

1) существование источника риска (токсичного вещества в окружающей среде или продуктах питания, либо предприятия по выпуску продукции, содержащей такие вещества, либо технологического процесса и т.д.);

2) присутствие данного источника риска в определенной вредной для здоровья человека дозе или концентрации;

3) подверженность человека воздействию упомянутой дозы токсичного вещества.

Перечисленные условия образуют в совокупности реальную угрозу или опасность для здоровья человека.

Оценка риска в общем виде подразумевает процесс идентификации, оценки и прогнозирования негативного воздействия на окружающую среду и/или здоровье и благосостояние людей в результате функционирования промышленных и иных производств и объектов, которые могут представлять опасность для населения и окружающей среды. Сегодня в нашей стране дальнейшее развитие методологии социально-гигиенического мониторинга во многом связано с практическим внедрением концепции риска. В рамках нормативного подхода рассматривается оценка экологического риска, где рецептором (чувствительным звеном) является человек. Сравнительный анализ при такой оценке риска позволяет принять обоснованное решение о первоочередных мероприятиях по минимизации риска для здоровья людей от загрязнений объектов окружающей среды. При проведении оценок риска для здоровья населения общая схема оценки риска рис. 5.9.1, как правило, реализуется в упрощенном варианте, который выделен жирными линиями на рис. 5.9.1. В этом случае ограничиваются исследованием реального, не связанного с аварийными ситуациями, воздействия на окружающую среду источников опасности. Эта же упрощенная схема реализуется также в случае оценки риска для здоровья, связанного с существующим уровнем загрязнения окружающей среды различными химическими веществами.



Рис 12.1 Оценка риска

Оценка риска – это использование доступной научной информации и научно обоснованных прогнозов для оценки опасности воздействия вредных факторов окружающей среды и условий на здоровье человека. При этом подчеркивается, что риск для здоровья человека, связанный с загрязнением окружающей среды, возникает при следующих необходимых и достаточных условиях:

- существование самого источника риска (токсичного вещества в объектах окружающей среды или продуктах питания; технологического процесса, предусматривающего использование вредных веществ и т.п.);

- присутствие данного источника риска в определенной, вредной для человека дозе;

- подверженность населения воздействию упомянутой дозы токсичного вещества.

Перечисленные условия образуют в совокупности реальную угрозу или опасность для здоровья человека.

Риск при нормальном функционировании промышленных объектов может быть обусловлен за счет выбросов или утечки вредных или опасных веществ, сбросов неочищенных стоков, захоронения опасных и высокотоксичных отходов и др. в количествах, превышающих санитарно-гигиенические нормативы и оказывающих постоянное воздействие на здоровье населения и окружающую среду. Постоянные выбросы составляют:

- загрязнители воздуха — выбросы из дымовых труб, выхлопных труб автотранспорта, выбросы летучих веществ из промышленной вентиляции, при сжигании различных материалов на открытом огне и т.д.;

- загрязнители воды — сброс стоков в поверхностные водоемы, перелив из очистных прудов, неточечные источники, такие как ливневые стоки с городских дорог; загрязнение подземных вод вследствие выщелачивания почвы, разгрузки поверхностных водоемов, утечек из трубопроводов, сбросов из инъектирующих скважин.

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 в пределах допустимых концентраций.

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

**Уровень воздействия.** Уровень воздействия характеризуется как **минимальный.**

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

**Вывод:** В целом воздействие работ при эксплуатации скважин на состояние здоровья населения может быть оценено, как **локальное, временное.**

#### **Оценка риска аварийных ситуаций**

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

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

#### **Обзор возможных аварийных ситуаций**

Возможными причинами аварийных ситуаций в общем случае могут быть:

- случайные технические отказы элементов;
- техногенные аварии, природные катастрофы и стихийные бедствия в районе дислокации объекта;
- неумышленные ошибочные действия обслуживающего персонала;
- преднамеренные злоумышленные действия и воздействия средств поражения.

#### **Природные факторы воздействия**

Под природными факторами понимается разрушительное явление, вызванное геофизическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении чрезвычайной природной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

**Сейсмическая активность.** Согласно данным сейсмического микрорайонирования территория буровых работ не входит в зону риска по сейсмоактивности.

Характер воздействия: одномоментный. Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к значительным разрушениям, пренебрежимо мала.

**Неблагоприятные метеоусловия.** Исследуемая территория находится в зоне умеренно жарких, резко засушливых пустынных степей и имеет резкоконтинентальный климат. Многолетняя аридизация климата способствовала постепенному высыханию водных потоков и озер и активному развитию эоловых процессов. Континентальность и аридность климата находят выражение в резких амплитудах суточных, среднемесячных и

среднегодовых  $t^{\circ}$  воздуха и в малых количествах выпадающих здесь осадков. На формирование рельефа существенное влияние оказывают ветры.

Равнинность территории создает благоприятные условия для интенсивной ветровой деятельности. Зимой, господствующие ветра западного направления вызывают бураны. Летом преобладают ветра северо-восточных направлений, способствующих быстрому испарению влаги и иссушению верхнего горизонта почвы.

В целом территория характеризуется повторяемостью приземных и приподнятых температурных инверсий, способствующих концентрации загрязнения в приземном слое, в пределах 40-45% за год. Наибольшая повторяемость инверсий отмечается в декабре – феврале (до 50-70% ежемесячно). Летом инверсии температуры быстро разрушаются, повторяемость их 30-35%. Как показывает анализ подобных ситуаций, причиной возникновения пожаров является не только природные факторы, но и неосторожное обращение персонала с огнем и нарушение правил техники безопасности. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

#### ***Антропогенные факторы***

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технических устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

К антропогенным факторам относятся факторы производственной среды и трудового процесса.

Трендовые показатели свидетельствуют: в то время как число природных катастроф при небольших колебаниях по годам в целом остается неизменным, техногенные аварии за последние пять лет резко умножились. Основной тенденцией формирования техногенной опасности является преобладание в них видов ситуаций, связанных непосредственно с проводимой деятельностью.

Возможные техногенные аварии при производстве буровых работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой;
- аварии и пожары на временных хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ);
- аварийные ситуации при проведении работ.

#### ***Аварийные ситуации с автотранспортной техникой***

При проведении работ будет использоваться автотранспорт. Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче смазочными материалами.

#### ***Аварийные ситуации при проведении работ***

При проведении работ возможны следующие аварийные ситуации, связанные с проведением работ:

***Воздействие машин и оборудования.*** При проведении буровых работ могут возникнуть ситуации, приводящие к травмам людей в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций мала.

***Воздействие электрического тока.*** Поражения током в результате прикосновения к проводникам, находящемуся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к воздушным линиям электропередачи, при работе

во время грозы. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительна.

**Человеческий фактор.** Анализ аварийности на крупных предприятиях показал, что в 39% случаев основные причины возникновения аварийных ситуаций обусловлены недостаточной обученностью операторов, их эмоциональной неустойчивостью, недостаточным уровнем оперативного мышления, дефектами оперативной памяти, проявлением растерянности в чрезвычайной ситуации, а также прямым нарушением должностных инструкций вследствие безответственности и халатного отношения к своим должностным обязанностям. В силу принятых решений по охране труда и техники безопасности, вероятность возникновения выше приведенной ситуации пренебрежимо мала.

#### **Анализ вероятности возникновения аварий**

Вероятность возникновения аварий оценивается по результатам анализа причин аварийности на конкретных объектах-аналогах примерно равной мощности. Для этого на объекте-аналоге проводят отбор и описание сценариев выбранных аварийных ситуаций, имевших экологические последствия, определяют размеры зон и характер их воздействия. Аварийность на объектах-аналогах следует оценивать по показателям риска их неблагоприятного воздействия на ОС, объекты инфраструктуры и население. При этом используют статистические данные по аварийности объекта-аналога за последние 5 лет и показатели экологического ущерба от зарегистрированных аварий.

При анализе аварийности следует указывать наименование объекта-аналога, название производства или технологического процесса, причину возникновения аварии, виды и количество загрязняющих или токсичных веществ, попадающих в ОС в результате аварии, другие виды нарушений, а также последствия аварий и проводившиеся мероприятия по их ликвидации.

*При превышении допустимых выбросов в результате аварии предприятие безотлагательно сообщает об этом в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и принять меры по уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу вплоть до остановки предприятия и ликвидации последствий загрязнения атмосферы, а также передает информацию об аварии и принятых мерах.*

## **12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ).**

### **1. Охрана атмосферного воздуха:**

- 1) проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- 2) выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;

### **2. Охрана водных объектов:**

- 1) проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод.

### **3. Охрана от воздействия на прибрежные и водные экосистемы:**

Мероприятия в рамках планируемых работ не предусмотрены.

### **4. Охрана земель:**

1) рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

### **5. Охрана недр:**

1) внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию;

### **6. Охрана животного и растительного мира:**

1) озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

2) предусмотреть озеленение санитарно-защитной зоны не менее указанного процента площади для соответствующего класса опасности, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки, при невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

### **7. Обращение с отходами:**

1) размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;

2) принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;

3) предотвращение смешивания различных видов отходов;

4) постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами; запрещение несанкционированного складирования отходов.

### **8. Радиационная, биологическая и химическая безопасность:**

1) проведение радиоэкологических обследований территорий с целью выявления радиоактивного загрязнения объектов окружающей среды;

### **9. Внедрение систем управления и наилучших безопасных техник:**

#### **1. Системы мониторинга и контроля**

- Установка автоматизированных систем мониторинга выбросов загрязняющих веществ (например, углекислого газа, метана) для оперативного контроля и минимизации их выбросов в атмосферу.

- Использование технологий дистанционного зондирования и беспилотных летательных аппаратов для регулярного мониторинга состояния трубопроводов и оборудования, что позволяет своевременно выявлять утечки и предотвращать аварии.

#### **2. Снижение потерь нефти и газа**

- Применение технологий улавливания и повторного использования попутного нефтяного газа вместо его сжигания. Это снижает выбросы парниковых газов и позволяет использовать газ в энергетических целях.

- Оптимизация системы транспортировки нефти и газа, включая использование трубопроводов с антикоррозийным покрытием, чтобы снизить вероятность аварийных разливов.

### 3. Энергоэффективность

- Модернизация насосного оборудования для снижения энергопотребления. Например, использование насосов с регулируемой частотой вращения.

- Использование возобновляемых источников энергии (солнечных панелей, ветряных турбин) для обеспечения работы вспомогательных объектов на месторождении.

### 4. Управление водными ресурсами

- Очистка и повторное использование сточных вод для поддержания водного баланса на месторождении и снижения потребления пресной воды.

- Применение технологий низконапорного водоразрыва пласта для минимизации риска загрязнения подземных вод.

### 5. Обращение с отходами

- Разработка и внедрение систем переработки и утилизации отходов бурения (например, шламов), чтобы минимизировать их негативное воздействие на окружающую среду.

- Организация раздельного сбора и переработки отходов, включая металлолом, пластик и прочие материалы.

### 6. Рекультивация и восстановление

- Планирование мероприятий по рекультивации земель после завершения разработки месторождения, включая восстановление природного ландшафта и биологического разнообразия.

- Использование устойчивых технологий восстановления нарушенных земель, таких как фиторемедиация (очистка почв растениями) и биоремедиация (использование микроорганизмов для очистки).

### 7. Обучение и развитие персонала

- Регулярное обучение и сертификация сотрудников по вопросам охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды.

- Внедрение культуры экологической ответственности среди работников, стимулирование инициатив по снижению экологического следа предприятия.

## **10. Научно-исследовательские, изыскательские и другие разработки:**

1) проведение экологических исследований для определения фоновое состояние окружающей среды, выявление возможного негативного воздействия промышленной деятельности на экосистемы и разработка программ и планов мероприятий по снижению загрязнения окружающей среды;

Недропользователь при проведении операций по недропользованию обязуется выполнять нижеследующие требования:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель. (п.2 ст. 238 ЭК РК).

Все действия недропользователя до начала работ, во время работ и после их завершения будут производиться согласно законным

## **Мероприятия по снижению экологического риска**

Оценка риска аварии необходима постоянно, так как ее возникновение зависит не только от проектных параметров, но и от текущей ситуации, сочетание управленческих решений, параметров процесса, состояния оборудования и степени подготовленности



персонала, внешних условий. Предупреждение аварии возможно при постоянном контроле за процессом и прогнозировании риска.

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды во время проведения строительства месторождения играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками компании и подрядчиков. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучение персонала и проведение практических занятий.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий, а именно:

- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;
- осуществление мер по гидроизоляции грунта под буровым оборудованием;
- химические реагенты и запасы буровых растворов должны храниться в металлических емкостях, материалы для бурения – на бетонных площадках на специальных складах;
- отделение твердой фазы и шлама из бурового раствора и сточных вод при помощи центрифуги, нейтрализации токсичных шламов, других отходов и транспортировка их на полигон захоронения;
- регенерация бурового раствора на заводе приготовления, повторное использование сточных вод в бурении;
- бурение эксплуатационных скважин буровыми установками на электроприводе;
- сокращение валового выброса продукции скважин за счет;
- проведение рекультивации нарушенных земель, в том числе в соответствии с типовым проектом;
- обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.

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

### **13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ**

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

#### **14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ**

Нет необходимости.

#### **15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.**

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) после проектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК после проектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – после проектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

*Цель проведения после проектного анализа* - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

*Сроки проведения после проектного анализа* – после проектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам после проектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам после проектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

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

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

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

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

## **16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ.**

После прекращения намечаемой деятельности будет проведена ликвидация месторождения согласно действующим законам РК. Также предусмотрена рекультивация нарушенных земель.

## **17. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.**

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
3. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
4. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.).
5. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);
7. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
8. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».
9. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года № 593-II, (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
10. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.).
11. Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
12. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.).
13. Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);
14. Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;
15. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71. «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».
16. СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» (с изменениями по состоянию на 09.07.2021 г.).

17. «Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», утвержденную МООС РК приказом N270-о от 29.10.2010 г.

18. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Приложение №18 к приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 (приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221- О).

19. Технических характеристик применяемого оборудования.

20. Методического указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п.

21. «Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996 г.

22. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004». Астана, 2005 г.

23. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004». Астана, 2005.

24. «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014 №221-п».

25. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

26. Классификатор отходов от 6 августа 2021 года № 314.

27. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».

28. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 8 апреля 2009 года № 68-п «Об утверждении Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду».

29. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».

30. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения.

31. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».

32. ГОСТ 17.5.3.04 - 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

33. ГОСТ 17.5.1.02 - 85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации. \_\_

## **ПРИЛОЖЕНИЕ. Изолинии**

## **ПРИЛОЖЕНИЕ. Лицензии**

1 - 1

14013011



## МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 жылы

01695P

Берілді

"Timal Consulting Group" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Бостандық ауданы, АЛЬ-ФАРАБИ, № 7, БЦ "Нұрлы Тау", блок 5 "А" ұй., 188., БСН: 080440002381

(заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)

Қызмет түрі

Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету

(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)

Лицензия түрі

бастыЛицензия  
қолданылуының  
айрықша жағдайлары  
Лицензиар

(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-16-бабына сәйкес)

Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті,  
Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі,

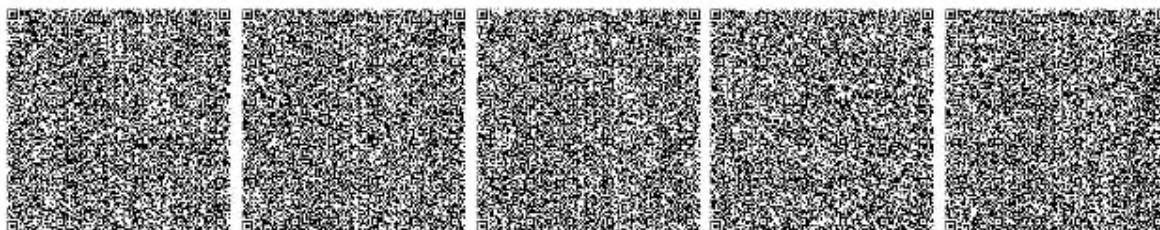
(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)

Берілген жер

Астана қ.

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2002 жылғы 7 қытаыдағы Қазақстан Республикасы Заңының 7-бабының 1-тармағына сәйкес қатты қосалғысымен құжатқа тізілген.  
Данный документ подписан пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2002 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



1 - 1

14013011



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 года

01695P

**Выдана** Товарищество с ограниченной ответственностью "Timal Consulting Group"  
 Республика Казахстан, г.Алматы, Бостандыкский район, АЛЫ-ФАРАБИ, дом № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А", 188., БИН: 080440002381  
 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН 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 лицензировании»)

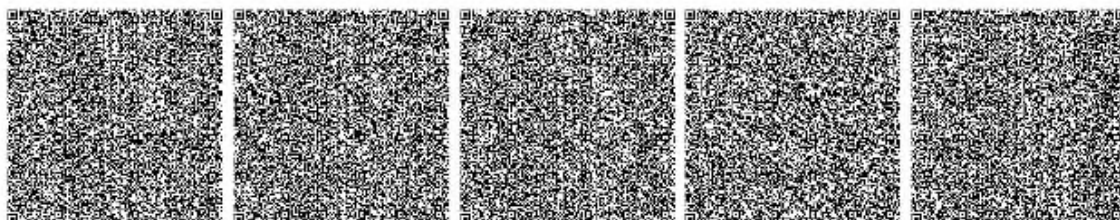
**Вид лицензии** генеральная

**Особые условия действия лицензии** (в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Лицензиар** Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан, Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.  
 (полное наименование лицензиара)

**Руководитель (уполномоченное лицо)** ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ  
 (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

**Место выдачи** г.Астана



Безопасный документ «Электронный документ имеет юридическую силу, цифровая подпись верна» 2003 экз. № 7 «Алматы» Казахстан Республикасы Заңының 7-Бабының 3-Тарабына сәйкес қағаз тасымалдағыш құрылғыға түсірілген.  
 Данный документ имеет юридическую силу в соответствии со статьей 7 Закона 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



20015303



## ЛИЦЕНЗИЯ

15.10.2020 жылы

02497P

Қоршаған ортаны қорғау саласындағы жұмыстарды орындауға және қызметтерді көрсету айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

**АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМ ЖАНОВИЧ**

ЖСН: 930819300125 берілді

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

**Ерекше шарттары**

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

**Ескерту**

**Неліктен шығарылмайтын, 1-сынып**

(неліктен шығарылатындығы, рұқсаттың аласы)

**Лицензиар**

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(лицензиардың толық атауы)

**Басшы (уәкілетті тұлға)**

**Умаров Ермек Касымгалиевич**

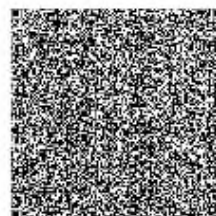
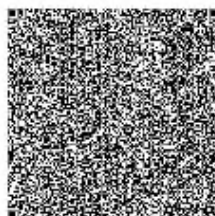
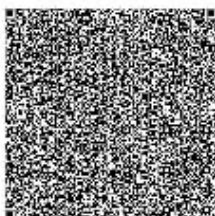
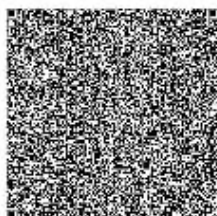
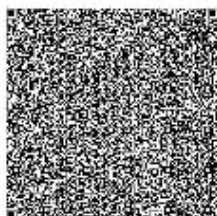
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

**Алғашқы берілген күні**

**Лицензияның қолданылу кезеңі**

**Берілген жер**

**Нұр-Сұлтан қ.**



20015303



## ЛИЦЕНЗИЯ

10.11.2020 года

02497P

Выдана

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМ ЖАНОВИЧ

ИИН: 930819300125

(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

Срок действия  
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан

