



Утверждаю:

Исполнительный директор

ТОО «Lucent Petroleum»

Данкан Макдугал

« » 2021 г.

М.П.



РАЗДЕЛ «ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ»
к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и
испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3
на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

Директор
ТОО «ГеоПроект»



Ұлықпан М.Е.

Атырау, 2021г

ОГЛАВЛЕНИЕ:

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА.....	8
2. ОХРАНА ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД.....	224
3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕДРА.....	234
4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ.....	236
5. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	266
6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ.....	274
7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ.....	278
8. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....	279
9. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЛАНДШАФТЫ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛАНДШАФТОВ В СЛУЧАЯХ ИХ НАРУШЕНИЯ.....	282
10. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ...284	
11. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РЕГИОНЕ.....	288
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	301
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	303
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	

ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье (корректировка сроков)» (далее –Раздел) разработан на основании законодательства Республики Казахстан.

В проекте содержится оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами от источников на период восстановления из ликвидации и испытанию скважин, определены предложения по охране природной среды, приведены основные характеристики проведения работ, рассмотрены вопросы водоснабжения и водоотведения, воздействие отходов предприятия на окружающую среду.

Раздел выполнен в соответствии с требованиями:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан, регулирует отношения в области охраны, восстановления и сохранения окружающей среды, использования и воспроизводства природных ресурсов при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов и воздействием на окружающую среду, в пределах территории Республики Казахстан. Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;

- Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246;

- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 - Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки;

- Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.

Основная цель оценки воздействия – определение потенциально возможных направлений изменений в компонентах окружающей среды и вызываемых ими последствий.

В период проведения строительных работ (монтаж) в атмосферу выбрасывается 21 загрязняющее вещество – железа оксид в пересчете на железо, марганец и его соединения, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид), Азот (II) оксид (Азота оксид), Углерод (Сажа, Углерод черный), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид), Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ), Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ), Метилбензол, Бутан-1-ол (Бутиловый спирт), 2-Метилпропан-1-ол (Изобутиловый спирт), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид), Формальдегид (Метаналь), Алканы C₁₂-C₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C₁₂-C₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20. Суммарный выброс составит 2022-2023 - 323,24055232 тонн, 2024 - 364,22135232 тонны.

Проведение работ планируется с 01.04.2022-29.08.2024 годы.

Настоящий Раздел является продолжением работ, которые были предусмотрены в ранее разработанном проекте «ПредОВОС к Проекту разведочных работ (оценочный этап) на площади Лебяжье (Южное) в пределах контрактной территории ТОО Lucent Petroleum» (Приложение 3. Заключение ГЭЭ на ПредОВОС № Номер: KZ31VCY00481422 от 02.08.2019 г.).

Недропользователь ТОО «Lucent Petroleum», имеет Контракт № 317 от 07.04.1999 г. на

проведение разведки углеводородного сырья на площади в пределах блоков XXX-13-F (частично), 14-D (частично), E, F; XXXI-13-C (частично), 14-A (частично), B, C (частично) в Атырауской и Мангистауской областях Республики Казахстан.

ТОО «Lucent Petroleum» приступило к разведке контрактной территории в 2008 г, согласно Приказа Министра №175 от 19.06.2008 г. и решения Компетентного органа о возобновлении действия Контракта №317 от 07.04.1999 г.

В пределах контрактной территории геолого-разведочные работы начали проводиться с 30-х годов прошлого века, когда при проведении маятниковой гравитационной съемки в период 1932-1936 гг. в полосе, обрамляющей Прикаспийскую впадину с юго-востока, был выявлен региональный Южно-Эмбинский гравитационный минимум.

Основной объем сейсморазведочных работ был выполнен в 1974-1990 гг. трестами «Саратовнефтегеофизика» и «Эмбанефтегеофизика», по результатам которых были выделены перспективные объекты в подсолевых (Южная, Мунайбай) и триасовых (Лебяжье) отложениях, на которых выполнено глубокое бурение.

В 2009 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был разработан проект поисково-разведочных работ, согласованный МТД «Запказнедра» протоколом 91/2009 от 02.04.2009г. В проекте был выполнен анализ результатов сейсмических работ МОГТ 2Д, глубокого бурения и ГИС в пределах разведочного блока и прилегающей территории; было запроектировано проведение сейсморазведки 2Д в объеме 385 пог.км и бурение трех поисково-разведочных скважин с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых и подсолевых отложениях

В период с 2009 по 2010г.г. недропользователь на контрактной территории выполнил сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 446,8 пог.км и 3Д в объеме 163 кв.км.

В 2011 г. в соответствии с Законом РК «О недрах и недропользовании» было разработано Дополнение к проекту поисковых работ на 2011-2013 гг., в котором проведен анализ результатов геолого-геофизических исследований, выполненных недропользователем, по их результатам уточнено местоположение проектных поисково-разведочных скважин, работа согласована протоколом ЦКРР РК №13 от 26.08.2011г и утверждена протоколом №228 заседания Рабочей группы Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК.

Фактически в 2011 г. пробурено две скважины. На структуре Лебяжье бурение разведочной скважины Л-14 начато 02.06.2011 г. и завершено 10.10.2011 г. с забоем 3760 м в ассельских карбонатных отложениях.

Бурение разведочной скважины ПО-1 на структуре Прорва Онтустик начато 23.04. 2011 г. и завершено 18.12.2011 г. с забоем 3863м в отложениях кунгурских соленосных отложений.

В 2012 г. разработано Дополнение № 2 к проекту поисковых работ, основанием для этой работы являлась необходимость обобщения и анализа результатов вновь проведенных Заказчиком на контрактной территории за период 2011-2012 гг. сейсмических и буровых работ, а также выполнение решений Протокола №228 от 23.09.2011 г. заседания Рабочей группы Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК о необходимости внесения изменений в Дополнение к проекту поисковых работ. Проект согласован ЦКРР РК протоколом №28 от 15.11.2012 г. и утвержден Комитетом геологии и недропользования МИИНТ РК письмом №166 от 11.12.2012 г.

В 2012 г. проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в пределах контрактной территории в объеме 570 кв.км. По предварительным результатам этих работ уточнено геологическое строение исследуемой территории и даны рекомендации на проведение поискового бурения. В Дополнении №3 по результатам предварительной интерпретации

сейсморазведки МОГТ 3Д было заложено бурение двух поисковых скважин LP-1 и LP-2 проектными глубинами 5500 м и 4700 м соответственно. Проект согласован ЦКРР РК протоколом №39/25 от 13.09.2013 г и утвержден Комитетом геологии и недропользования МИИНТ РК письмом №17-04-1788-и от 25.09.2013 г.

В 2014 г. по результатам интерпретации сейсморазведки 3Д было уточнено геологическое строение контрактной территории и выделены дополнительные объекты, перспективные в нефтегазоносном отношении. В этом же году утверждено Комитетом геологии и недропользования РК и согласовано ЦКРР РК дополнение №4.

В 2015 году был разработан Технический проект по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье, однако работы не были произведены.

Был разработан и утвержден в ЦКРР РК «Проект разведочных (оценочный этап) на площади Лебяжье (Южное) работ в пределах контрактной территории ТОО «Lucent Petroleum», заключение №13/25 от 12-13 сентября 2019 года.

В июне 2020 года было подписано Дополнение №15 к Контракту №317 от 07.04.1999г. между МЭ и ТОО «Lucent Petroleum» на разведку и добычу углеводородов на площади в пределах блоков XXX-13-F (частично), 14-D (частично), E, F, XXXI-14-A,B,C (частично) XXX-15-D (частично), E (частично), XXXI-15-A (частично), B (частично) в Атырауской и Мангистауской области Республики Казахстан о продлении контракта по 2022 год с проведением запланированных по программе работ.

Материалы сейсмических исследований МОГТ-2Д, данные глубокого бурения и результаты промыслово-геофизических исследований, выполненных на контрактной территории, дают основание для проведения дальнейшего изучения структуры Лебяжье.

Также обоснованием для постановки восстановительных работ и испытаний является необходимость выполнения контрактных условий ТОО «Lucent Petroleum».

Настоящий проект (корректировка сроков) разработан с целью восстановления ликвидированных скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 и проведения испытаний и исследований в отложениях триаса с целью определения добычных возможностей продуктивных горизонтов, отбор глубинных и поверхностных проб с целью определения физико-химических свойств нефти, газа и воды, замеров пластовых давлений и температур.

В административно-территориальном отношении разведочный блок ТОО «Lucent Petroleum» расположен в Жылыойском районе Атырауской области и Бейнеуском районе Мангистауской области. Скважины Южная-1, Южная-11, Южная-3 расположены на территории Жылыойского района Атырауской области. Скважины Южная-1, Южная-11, Южная-3 расположены на территории Жылыойского района Атырауской области.

Проект выполнен ТОО «ГеоПроект» (Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды-природоохранное проектирование и нормирование, работы в области экологической экспертизы №01523Р от 04.04.2012 г.).

Основанием для разработки проекта Раздел ООС к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье (корректировка сроков)» является Договор, заключенный между ТОО «Lucent Petroleum» и ТОО «ГеоПроект».

Заказчик

ТОО «Lucent Petroleum»

Юридический адрес: РК, Г.АЛМАТЫ, БОСТАНДЫКСКИЙ РАЙОН,
ПРОСПЕКТ АЛЬ-ФАРАБИ, ДОМ 77/7

БИН 980140000025

тел. 2777852

Проектировщик:

ТОО «ГеоПроект»

Юридический адрес: Республика Казахстан, город Атырау,
мкр. Сарыкамыс, ул. Лашын д.19

БИН: 980740004456

Государственная лицензия на природоохранное проектирование,
нормирование, серии №01523Р от 04.04.2012 г., выданная
Министерством Охраны Окружающей Среды Республики Казахстан.

1. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

Общие сведения о предприятии, очередность проведения работ

В административно-территориальном отношении разведочный блок ТОО «Lucent Petroleum» расположен в Жылыойском районе Атырауской области и Бейнеуском районе Мангистауской области (рис.1).

Площадь работ приурочена к Тенгизско-Каратонскому нефтеносному району, где разрабатываются месторождения нефти и газа в подсолевых отложениях (Тенгиз, Королевское) и в юрско-меловых и триасовых отложениях (Нуржанов, Актобе и т.д).

В орографическом отношении территория представляет собой равнинную, заболоченную приморскую низменность, периодически заливаемую нагонными волнами и бывшую до 1930 г дном Каспийского моря (залив Комсомолец). Район проектируемых работ расположен к северу и в пределах сора Мертвый Култук. Поверхность сора (имеющая абсолютные отметки - 23-25 м) возвышается над уровнем Каспийского моря на 1-1,5 м. Нагонные волны образуются преимущественно в весенний период, во время превалирования западных ветров, когда воды Каспия наступают на большую часть Контрактной территории, за исключением северо-восточного участка территории. Уровень грунтовых вод на площади колеблется от 0 до 5 м. Растительность скудная, представлена злаково-полынной ассоциацией, характерной для полупустынь. Распространены верблюжья колючка, полынь, местами растет камыш.

Климат района резко континентальный. Лето жаркое, зима морозная, малоснежная. Температура летом колеблется в пределах плюс 38-42°С, а зимой достигает минус 42°С. Преобладающее направление ветров в течение года - юго-восточное.

Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды.

Среднегодовое количество осадков составляет около 200 мм.

Гидрографическая сеть и источники пресной воды отсутствуют. Непосредственно к северной границе Контрактной территории примыкает Прорвинская группа месторождений (Зап. Прорва, С. Нуржанов (Ц-В. Прорва). Месторождения полностью обустроены: имеется вся инфраструктура, включая ЛЭП, нефтепровод, связывающий эти месторождения с магистральным нефтепроводом Узень - Самара, водовод, автомобильные дороги.

В 70км на северо-восток от разведочного блока находится железнодорожная станция Опорная. Вблизи юго-восточной границы разведочного блока проходят действующие нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара, газопровод Средняя Азия- Центр и водовод Астрахань-Мангышлак.

Растительный покров южной части территории характеризуется богатой группой солончаковых трав, на остальной части района растительность очень бедная.

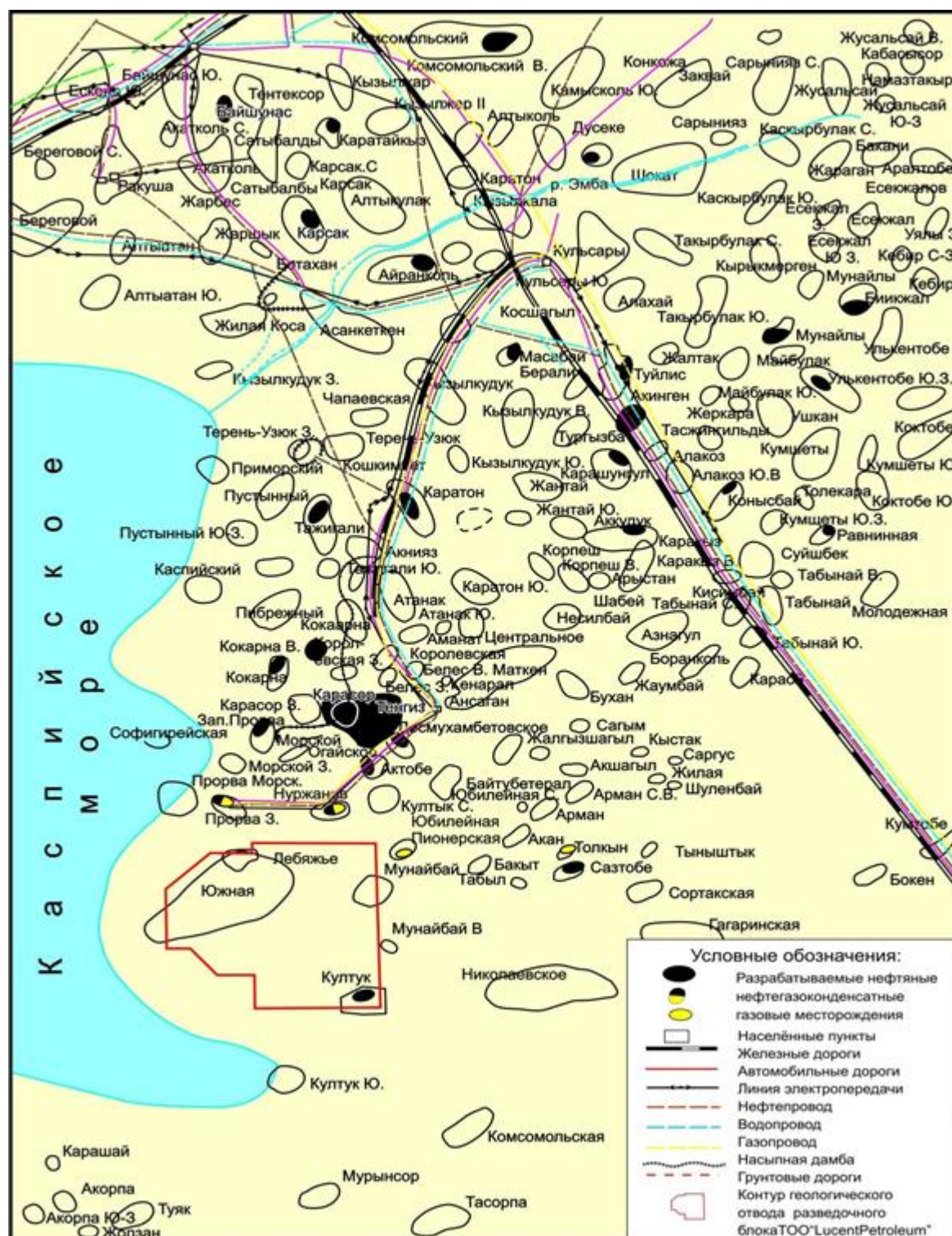


Рисунок 1 – Обзорная схема расположения месторождения

Краткое описание деятельности недропользователя

Изучение геологического строения исследуемой территории начато с 20-х годов прошлого столетия. Уточнение геологического строения сейсморазведочными работами методом МОВ продолжалось с 30-х годов прошлого столетия и в дальнейшем, начиная с середины 70-х годов - методом МОГТ 2Д, с начала 21 века - методом МОГТ 3Д.

В результате интерпретации и переинтерпретации сейсмических данных прошлых лет уточнена стратиграфическая привязка отражающих горизонтов и структурные построения по основным отражающим горизонтам, с которыми связаны залежи УВ.

Обоснованием проведения восстановительных работ в ликвидированных скважинах на структуре Лебяжье являются положительные результаты испытаний в триасовых отложениях в скважинах Южная-1 (17 м³/сут конденсата), Л-14 (3 м³/сут нефти).

В задачу проекта входит уточнение геологического строения вскрываемого разреза структуры Лебяжье, прослеживание и оконтуривание залежей нефти в триасовых отложениях, дальнейшее изучение литолого-фациальных особенностей разреза и физических параметров пород-коллекторов.

Проектом предусматривается проведение восстановительных работ, исследований и опробования в ранее ликвидированных трех скважинах Южная-1, Южная-11, Южная-3 с целью уточнения добычных возможностей скважин, определения физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационных характеристик продуктивных горизонтов.

Краткая характеристика производства

Проектом предусматривается проведение восстановительных работ, исследований и опробования в ранее ликвидированных трех скважинах Южная-1, Южная-11, Южная-3 с целью уточнения добычных возможностей скважин, определения физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационных характеристик продуктивных горизонтов.

Восстановительные работы

Проведение восстановительных работ начинают с подготовки буровой площадки. Работы необходимо начинать с подготовки буровой площадки, необходимо провести обваловку площадки, снять плодородный слой почвы.

Для проведения восстановительных работ в скважинах необходимо использовать буровую установку типа ZJ-20, АРБ-100 или аналоги грузоподъемностью 100 тонн, которые должны отвечать следующим требованиям:

- иметь необходимую грузоподъемность для ведения аварийных работ при ликвидации прихватов;
- соответствовать стандартам и инструкциям Республики Казахстан;
- обеспечивать безопасность и эффективность ведения работ;
- обеспечивать защиту окружающей природной среды;
- иметь системы контроля над скважиной для эффективного реагирования на возможное высокое давление;
- позволять свободно размещать на устье противовыбросовое оборудование, согласно утвержденной схеме монтажа;
- иметь, как минимум, три ступени очистки бурового раствора (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель);
- содержать противовыбросовое оборудование;
- иметь другие системы жизнеобеспечения и безопасности персонала.
- иметь аварийные инструменты для ликвидации последствий аварий.

Настоящим проектом предусматривается проведение ловильных работ в случае выявления аварийных ситуаций в процессе обследования технического состояния восстанавливаемых скважин.

В начале работ необходимо установить устьевое и противовыбросовое оборудование.

При наличии в скважине цементных мостов их разбуривают, скважину промывают до искусственного забоя и после оборудования устья скважину осваивают.

Вскрытие продуктивных пластов предусматривается осуществлять с применением экологически чистых полимерных растворов.

Следующим этапом в процессе восстановительных работ является проведение геофизических исследований скважин с целью определения качества цемента, состояния эксплуатационной колонны и характера насыщения пластов.

Для определения герметичности колонны необходимо проведение термометрии, манометрии, СТИ, АКЦ, МДС толщины колонны (электромагнитный дефектомер), ЛМ - локатор муфт.

Для выделения работающих интервалов – проведение ЛМ, термометрии, манометрии, влагометрии, резистивиметрии, СТИ, расходомерии.

В зависимости от результатов каротажных работ будет приниматься решение о проведении ремонтных цементных работ, проведение испытаний интервалов заново, либо проведение повторной перфорации интервалов, изоляции интервалов и т.д.

Порядок проведения восстановительных работ

В настоящем разделе приводится порядок проведения восстановительных работ в скважинах Южная-1, Южная-11, Южная-3.

Восстановительные работы в скважине Южная-1

Целью проведения настоящих работ является освоение скважины и испытание продуктивного горизонта - триас в интервалах 3478-3500м, 3616-3646м на приток углеводородов и проведение геофизических исследований.

На устье скважины Южная-1 установлена колонная головка ОКК2, всего 4 секции, из верхнего фланца торчит эксплуатационная колонна Ø140 мм. На рисунке 3 приведено состояние устья скважины.



Рисунок 2. Текущее состояние устья скважины Южная-1

План восстановительных работ в скважине Южная-1

1. Строительство площадки скважины и подъездной дороги. Строительство устьевой шахты глубиной 2 м или до глубины необходимой для доступа к колонне и ее среза и нарезки резьбы как указано ниже в пункте 3.
2. Мобилизация установки КРС и сопутствующего оборудования, монтаж и подготовительные работы.
3. Переоборудование устья скважины совместно с бригадой КРС.
 - Провести собрание по ТБ со всем задействованным персоналом и обсудить аспекты безопасности операций: оставшееся давление, разливы нефти и т.д.
 - Попытаться установить есть ли остаточное давление в затрубном пространстве секции Д колонной головки и в других межколонных пространствах - если

обнаружено давление, смонтировать линию отвода через штуцерный манифольд и попытаться стравить давление до демонтажа секций колонной головки - если давления нет, продолжить работы по следующему пункту.

- Отвернуть болты секции Д колонной головки и попытаться снять ее. Предполагается что Ø140 мм колонна подвешена в следующей секции.

- Под имеющейся колонной головкой срезать колонны Ø324 мм, Ø245 мм и Ø140 мм, демонтировать колонную головку. Срез колонн производить следующим образом - проверить закол он нос пространство на наличие давления, убедиться в наличии газовых детекторов и огнетушителей до начала среза.

- Отрезать колонну Ø324 мм на Ø140 см ниже верха Ø140 мм колонны, отрезать колонну Ø245 мм на 70 см ниже верха Ø140 мм колонны. Почистить и приготовить верх колон для нарезки резьбы.

- Вручную нарезать резьбу Баттресс на внешнюю стенку колонн Ø324 мм, Ø245 мм и Ø140 мм. Навернуть новую Секцию А колонной головки на Ø324 мм колонну. Почистить и смазать место установки клиньевой подвески для колонны Ø245 мм.

- Навернуть одну 4 1/2" ТСБТ с переводником (1F муфта х 245 мм Баттресс муфта) на верх Ø245 мм колонны (переводник должен вмещать внутрь 70 см Ø140 мм колонны). Поднять Ø245 мм колонну не менее 50 см. если это возможно. Установить клиньевую подвеску в Секцию-А и разгрузить вес. Отвернуть ТСБТ и переводник. Произвести финальный срез Ø245 мм колонны.

- Установить Секцию-Б. Задействовать вторичное уплотнение на шейке Ø245 мм колонны. Опрессовка.

- Навернуть одну 3 1/2" ТСБТ с переводником на верх Ø140 мм колонны. Поднять Ø140 мм колонну не менее 50 см, если это возможно. Установить клиньевую подвеску в Секцию-Б и разгрузить вес. Отвернуть ТСБТ и переводник. Произвести финальный срез Ø140 мм колонны.

- Установить Секцию-С колонной головки. Задействовать вторичное уплотнение на шейке Ø140 мм колонны. Опрессовка.

Новое устьевое оборудование: ОКК2 - 35 - 140x245x324

Секция-А (Колонная головка)

Нижнее соединение: внутренняя резьба 12 3/4" Баттресс

Верхнее соединение: фланец 11" 5000 psi

Секция- Б (Колонная головка)

Нижнее соединение: фланец 11" 5000 psi

Верхнее соединение: фланец 7 1/16" 5000 psi

Секция-С (Головка НКТ)

Нижнее соединение: фланец 7 1/16" 5000 psi

Верхнее соединение: фланец 7 1/16" 5000 psi

Фонтанная арматура (АФК6- 65х35)

Адаптер фланец: нижнее соединение 7 1/16" 5000 psi шпильки, верхнее соединение 2 9/16" 5000 psi шпильки

Крестовина с ввертными шпильками 2 9/16" 5000 psi.

Колпак фонтанной арматуры: 2 9/16" 5000 psi фланец х 5 3/4" АСМЕ (внутренняя резьба 2 7/8" EUE).

Две (2) боковые задвижки: 2 9/16", 5 000 psi.

Две (2) коренные задвижки ниже крестовины: 2 9/16", 5 000 psi.

Одна (1) задвижка для свабиrowания: 2 9/16", 5 000 psi.

Нерегулируемый штуцер 2 9/16" 5 000 psi.

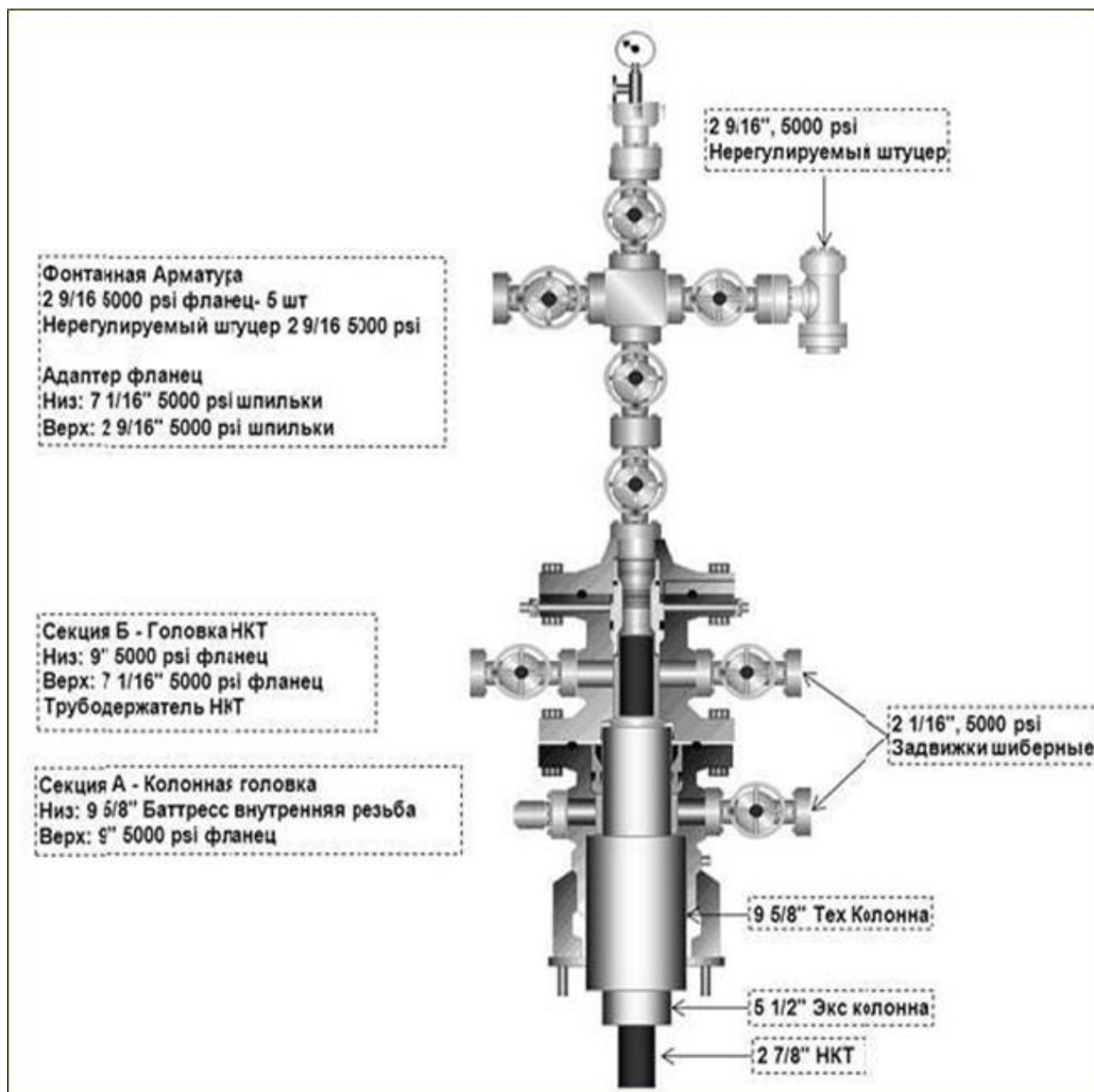


Рисунок 3. Схема устьевого оборудования скважины Южная-1



Рисунок 4 - Конструкция скважины Южная-1

4. Монтаж оборудования ПВО на устье скважины и его опрессовка. Провести УТЗ «Выброс» с бригадой КРС.

5. Приготовление необходимого объема соленого раствора, удельным весом 1.17 г/см³ минимум 100 м³. Убедиться, что чистый магнит установлен в желобе до начала разбурки.

6. Сборка КНБК с шарошечным долотом (Ø114 мм) для разбурки цементных мостов. Спуск и разбурка цементных мостов. При обнаружении металла заменить долото торцевым фрезом с шламоуловителями и разбурить. При необходимости использовать ВЗД. Обеспечить проход до ±3676 м. Подъем инструмента. (Возможно потребуются ловильные работы).

7. Проведение геофизических исследований в колонне по программе отдела Геологии. Исследования должны включать, но не ограничиваться следующим комплексом: АКЦ, Гамма каротаж. Локатор муфт, Электромагнитная дефектоскопия колонны (ЭМДС), Импульсный нейтронный каротаж (ИНК).

8. В случае если на глубине 3676 м нет цементного моста, спустить цементируочный стингер на бурильных трубах, поставить цементный мост в интервале 3676-3726 м. ОЗЦ. Испытать мост давлением 75 бар и разгрузкой инструмента 3 тонны.

9. Поднять стингер на 3500 м и поставить цементный мост в интервале 3440-3500 м для изоляции имеющихся перфораций. Поднять стингер на 50 м выше моста, промыть обратной циркуляцией. Закрыть универсальный превентор, в затрубном создать давление и удерживать в течение ОЗЦ.

10. По результатам исследований ГИС при необходимости прострелять специальные отверстия в колонне и закачать цементный раствор в заколонное пространство под давлением. ОЗЦ.

11. Сборка и спуск КНБК с шарошечным долотом (Ø114 мм). Разбурить цементные мосты и обеспечить проход до 3676 м.

12. Сборка КНБК со скребком и спуск на бурильных трубах. Прочистка колонны в интервале установки пакера. Подъем. Быть предельно осторожными при проходе скребка через спецотверстия, использованные для закачки цемента.

13. Спуск оборудования для освоения скважины: перфораторы на НКТ, посадочные ниппели, пакер, циркуляционный клапан, Ø73 мм НКТ до устья. Шаблонирование каждой НКТ при спуске. Будет разработана отдельная детальная программа.

14. Корреляция глубины по Гамма каротажу и локатору муфт. Согласовать с Алматинским офисом и представителем геологии на объекте.

15. Произвести подгонку колонны НКТ с помощью патрубков, навернуть трубодержатель НКТ. Посадка пакера и его опрессовка. Замещение внутреннего объема НКТ на пресную воду. Демонтаж ПВО, монтаж Фонтанной Арматуры и поверхностного оборудования по испытанию скважины. Опрессовка.

16. Перфорация скважины в интервале 3616-3646 м.

17. При необходимости свабиrowание скважины.

18. Испытание интервала 90 дней, с сжиганием газа на факеле - по отдельной программе.

19. Заглушить скважину. Демонтаж Фонтанной арматуры, монтаж ПВО. Опрессовка. Поднять НКТ и внутрискважинное оборудование. Спустить цементируочный стингер на бурильных трубах, изолировать интервал перфорации путем установки цементного моста на 20 м выше и на 20 м ниже интервала перфорации. ОЗЦ. Испытать мост давлением 75 бар и разгрузкой инструмента 3 тонны.

20. Сборка КНБК со скребком и спуск на бурильных трубах. Прочистка колонны в интервале установки пакера. Подъем.

21. Спуск оборудования для освоения скважины: перфораторы на НКТ, посадочные ниппели, пакер, циркуляционный клапан. Ø73 мм НКТ до устья. Шаблонирование каждой НКТ при спуске. Будет разработана отдельная детальная программа.

22. Корреляция глубины по Гамма каротажу и локатору муфт. Согласовать с Алматинским офисом и представителем геологии на объекте.

23. Произвести подгонку колонны НКТ с помощью патрубков, навернуть трубодержатель НКТ. Посадка пакера и его опрессовка. Замещение внутреннего объема НКТ на пресную воду. Демонтаж ПВО, монтаж Фонтанной Арматуры и поверхностного оборудования по испытанию скважин. Опрессовка.

24. Перфорация скважины в интервале 3478-3500 м.

25. При необходимости, свабиrowание скважины.

26. Испытание интервала до 90 дней, с сжиганием газа на факеле - по отдельной программе.

Заглушить скважину. Консервация или ликвидация скважины по отдельному плану.

Восстановительные работы в скважине Южная-3

Целью проведения настоящих работ является освоение скважины и испытание продуктивного горизонта - триас в интервалах 3662-3670 м, 3607-3620 м, 3585-3595 м на приток углеводородов и проведение геофизических исследований.

На рисунке 6 приведено текущее состояние скважины Южная-3, на поверхности земли установлена бетонная тумба и репер.



Рисунок 5 - Текущее состояние скважины Южная-3

План восстановительных работ в скважине Южная-3

1. Строительство площадки скважины и подъездной дороги. Демонтаж бетонной тумбы. Строительство устьевой шахты глубиной 2 м или до глубины необходимой для доступа к колонне, ее среза и нарезки резьбы как указано в пункте 3.

2. Мобилизация установки КРС и сопутствующего оборудования, монтаж и подготовительные работы.

3. Переоборудование устья скважины совместно с бригадой КРС.

- Отрезать колонну $\square 324$ мм на 70 см ниже верха $\square 245$ мм колонны. Почистить и приготовить верх колонн для нарезки резьбы.

- Вручную нарезать резьбу Баттресс на внешнюю стенку колонн 324 мм и 245 мм. Навернуть новую Секцию-А колонной головки на $\square 324$ мм колонну. Почистить и смазать место установки клинъевой подвески для колонны 245 мм.

- Навернуть одну 4 1/2" ТСБТ с переводником (IF муфта x 245 мм Баттресс муфта) на верх $\square 245$ мм колонны. Поднять 245 мм колонну не менее 50 см, если это возможно. Установить клинъевую подвеску в Секцию-А и разгрузить вес. Отвернуть ТСБТ и переводник. Произвести финальный срез $\square 245$ мм колонны.

- Установить Секцию-Б. Задействовать вторичное уплотнение на шейке $\square 245$ мм колонны. Опрессовка.

Устанавливаемое устьевое оборудование (ОКК2 - 35 - 178x245x324) состоит из: Секция-А (Колонная головка)

- Нижнее соединение: внутренняя резьба 12 3/4" Баттресс

- Верхнее соединение: фланец 11" 5000 psi

Секция-Б (Колонная головка) - на случай, если будет спускаться колонна 178 мм

- Нижнее соединение: фланец 11" 5000 psi

- Верхнее соединение: фланец 9" 5000 psi Секция-С (Головка НКТ)

- Нижнее соединение: фланец 9" 5000 psi

- Верхнее соединение: фланец 7 1/16" 5000 psi Фонтанная арматура (АФК6- 65x351)

- Адаптер фланец: нижнее соединение 7 1/16" 5000 psi шпильки, верхнее соединение 2 9/16" 5000 psi шпильки

- Крестовина с ввертными шпильками 5 000 psi.

- Колпак фонтанной арматуры: 2 9/16" 5 000 psi фланец x 5 3/4" АСМЕ (внутренняя резьба 2 7/8" EUE).

- Две (2) боковые задвижки: 2 9/16", 5 000 psi.
- Две (2) коренные задвижки ниже крестовины: 2 9/16", 5 000 psi.
- Одна (1) задвижка для свабирования: 2 9/16", 5 000 psi.
- Нерегулируемый штуцер 2 9/16", 5 000 psi.

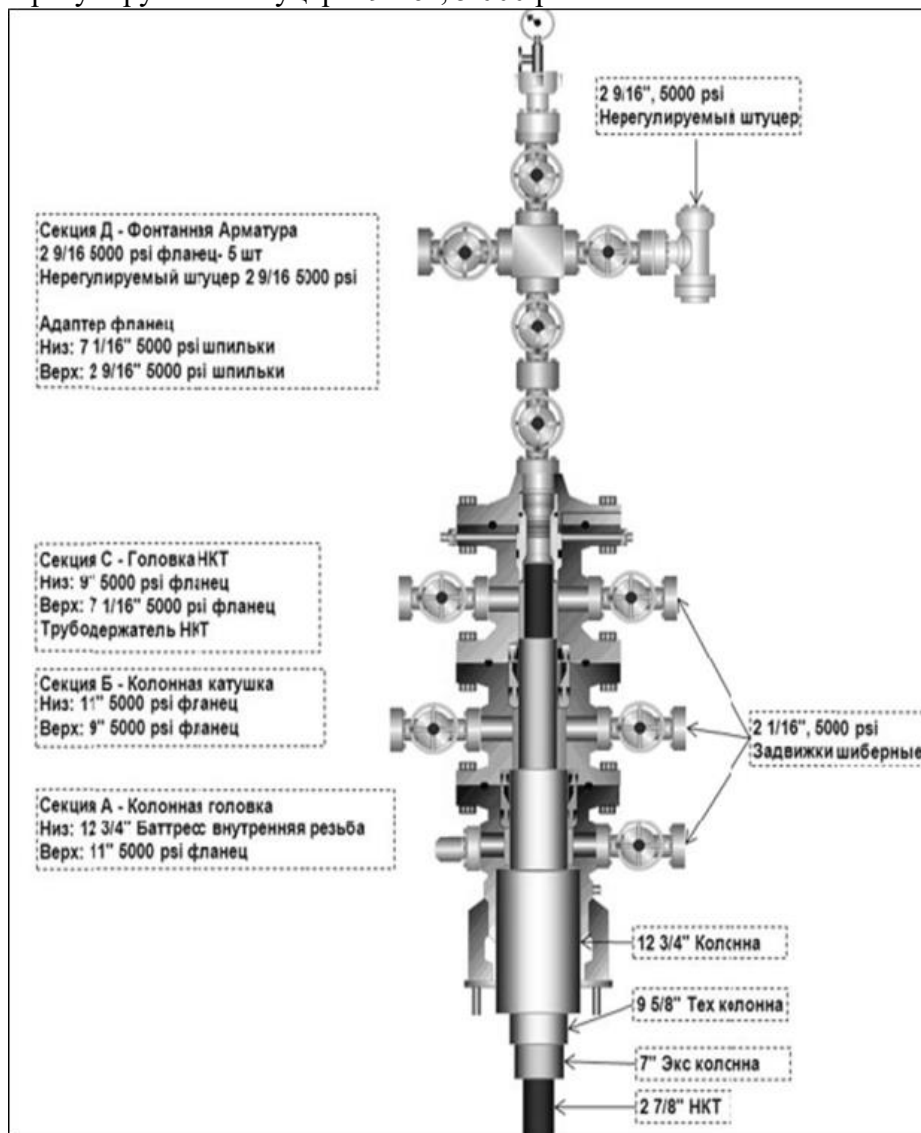


Рисунок 6 - Схема устьевого оборудования скважины Южная-3

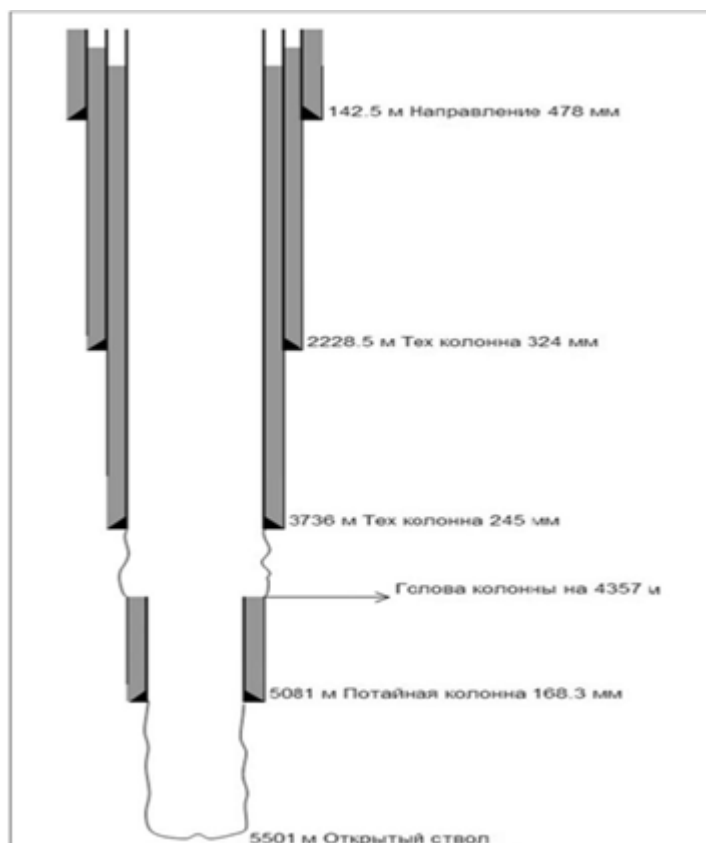


Рисунок 7 - Конструкция скважины Южная-3

4. Монтаж оборудования ПВО на Секцию-Б и его опрессовка. Провести УТЗ «Выброс» с бригадой КРС.

5. Приготовление необходимого объема соленого раствора, удельным весом 1.17 г/см³ минимум 100 м³.

6. Убедиться, что чистый магнит установлен в желобе. Сборка КНБК с шарошечным долотом (215,9 мм) для разбурки цементных мостов. Спуск и разбурка цементных мостов. При обнаружении металла заменить долото торцевым фрезом с шламоуловителями и разбурить. При необходимости использовать ВЗД. Обеспечить проход до ± 3730 м. Произвести опрессовку $\varnothing 245$ мм колонны на 5000 psi. Подъем инструмента. (Возможно потребуются ловильные работы).

7. Вариант 1: $\varnothing 245$ мм колонна негерметична - продолжить операции как указано ниже:

- Спустить новую $\varnothing 178$ мм колонну до забоя, прошаблонировать каждую обсадную колонну. Произвести цементирование колонны по отдельной программе. ОЗЦ.
- Поднять блок ПВО. Установить клиньевую подвеску колонны. Срезать колонну. Убрать в сторону блок ПВО. Сделать финальный срез на колонне. Установить Секцию-С колонной головки. Задействовать вторичные уплотнения на шейке колонны. Спрессовать.
- Смонтировать блок ПВО. Опрессовка.
- Произвести запись АКЦ в $\varnothing 178$ мм колонне. Продолжить работы по пункту 9.

8. Вариант 2: $\varnothing 245$ мм колонна герметична - продолжите операции как указано ниже:

- Проведение геофизических исследований в колонне по программе отдела Геологии. Исследования должны включать, но не ограничиваться следующим: АКЦ, Гамма каротаж. Локатор муфт, Электромагнитная дефектоскопия колонны (ЭМДС), Импульсный нейтронный каротаж (ИНК).

- По результатам исследований ГИС, при необходимости прострелять спец отверстия в колонне и закачать цементный раствор в заколонное пространство под давлением. ОЗЦ. Разбурить любые остатки цемента, при необходимости.
- Демонтаж ПВО. Монтаж Секции-С. Монтаж ПВО. Опрессовка.
- Продолжить работы по пункту 9.

9. Сборка КНБК со скребком и спуск на бурильных трубах. Прочистка колонны в интервале установки пакера. Подъем. Быть предельно осторожными при проходе скребка через спецотверстия использованные для закачки цемента.

10. Спуск оборудования для освоения скважины: перфораторы на НКТ, посадочные ниппели, пакер, циркуляционный клапан. 73 мм НКТ до устья. Шаблонирование каждой НКТ при спуске. Будет разработана отдельная детальная программа.

11. Корреляция глубины по Гамма каротажу и локатору муфт. Согласовать с Алматинским офисом и представителем геологии на объекте.

12. Произвести подгонку колонны НКТ с помощью патрубков, навернуть трубодержатель НКТ. Посадка пакера и его опрессовка. Замещение внутреннего объема НКТ на пресную воду. Демонтаж ПВО, монтаж Фонтанной Арматуры и поверхностного оборудования по испытанию скважин. Опрессовка.

13. Перфорация скважины в интервале 3662-3670 м.

14. При необходимости свабивание скважины.

15. Испытание интервала до 90 дней, с сжиганием газа на факеле - по отдельной программе.

16. Заглушить скважину Демонтаж Фонтанной арматуры, монтаж ПВО. Опрессовка. Поднять НКТ и внутрискважинное оборудование. Спустить глухой пакер (пакер-мост) на кабеле и установить на глубине 3650 м.

17. Спуск оборудования для освоения скважины: перфораторы на НКТ. посадочные ниппели, пакер. циркуляционный клапан. 73 мм НКТ до устья. Шаблонирование каждой НКТ при спуске. Будет разработана отдельная детальная программа.

18. Корреляция глубины по Гамма каротажу и локатору муфт. Согласовать с Алматинским офисом и представителем геологии на объекте.

19. Произвести подгонку колонны НКТ с помощью патрубков, навернуть трубодержатель НКТ. Посадка пакера и его опрессовка. Замещение внутреннего объема НКТ на пресную воду. Демонтаж ПВО. монтаж Фонтанной Арматуры и поверхностного оборудования по испытанию скважин. Опрессовка.

20. Перфорация скважины в интервале 3607-3620 м.

21. При необходимости свабивание скважины.

22. Испытание интервала до 90 дней, с сжиганием газа на факеле - по отдельной программе.

23. Заглушить скважину. Демонтаж Фонтанной арматуры, монтаж ПВО. Опрессовка. Поднять НКТ и внутрискважинное оборудование. Спустить глухой пакер (пакер-мост) на кабеле и установить на глубине 3603 м.

24. Спуск оборудования для освоения скважины: перфораторы на НКТ, посадочные ниппели, пакер, циркуляционный клапан. 73 мм НКТ до устья. Шаблонирование каждой НКТ при спуске. Будет разработана отдельная детальная программа.

25. Корреляция глубины по Гамма каротажу и локатору муфт. Согласовать с Алматинским офисом и представителем геологии на объекте.

26. Произвести подгонку колонны НКТ с помощью патрубков, навернуть трубодержатель НКТ. Посадка пакера и его опрессовка. Замещение внутреннего объема НКТ на пресную воду. Демонтаж ПВО. монтаж Фонтанной Арматуры и поверхностного оборудования по испытанию скважин. Опрессовка.

27. Перфорация скважины в интервале 3585-3595 м.

28. При необходимости, свабивание скважины.

29. Испытание интервала до 90 дней, с сжиганием газа на факеле - по отдельной программе.

Заглушить скважину. Консервация или ликвидация скважины по отдельному плану.

Восстановительные работы в скважине Южная-11

Целью проведения настоящих работ является освоение скважины и испытание продуктивного горизонта - триас в интервалах 3474-3505 м, 3558-3563 м на приток углеводородов и проведение геофизических исследований.

На рисунке 9 приведено текущее состояние скважины Южная-11, на поверхности виден верх колонны Ø324 мм и Ø245 мм.

Учитывая, что на поверхности не видно колонны Ø140 мм и что верх цемента при ее цементировании был на глубине 1885 м, можно допустить, что при ликвидации колонна была отвернута выше верха цемента и извлечена из скважины. Если колонна Ø140 мм действительно извлечена из скважины, на верху оставшейся части колонны возможно стоит цементный мост.



Рисунок 8 - Текущее состояние скважины Южная-11

План восстановительных работ в скважине Южная-11

1. Строительство площадки скважины и подъездной дороги. Строительство устьевой шахты глубиной 2 м или до глубины необходимой для доступа к колонне и ее среза и нарезки резьбы как указано в пункте 3.

2. Мобилизация установки КРС и сопутствующего оборудования, монтаж и подготовительные работы.

3. Переоборудование устья скважины совместно с бригадой КРС.

- Отрезать колонну Ø324 мм на 70 см ниже верха Ø245 мм колонны.
- Сделать ровный срез наверху Ø245 мм колонны. Почистить, отполировать колонну и нарезать резьбу Баттресс на внешнюю стенку Ø245 мм колонны. Навернуть Секцию- А колонной головки на Ø245 мм колонну.

Устанавливаемое устьевое оборудование (ОКК1 - 35 - 140x245) состоит из:

Секция-А (Колонная головка)

- Нижнее соединение: внутренняя резьба 9 5/8" Баттресс
- Верхнее соединение: фланец 9" 5000 psi Секция-Б (Головка НКТ)
- Нижнее соединение: фланец 9" 5000 psi
- Верхнее соединение: фланец 7 1/16" 5000 psi

Фонтанная арматура (ЛФК6- 65x35)

- Адаптер фланец: нижнее соединение 7 1/16" 5000 psi шпильки, верхнее соединение 2 9/16" 5000 psi шпильки
- Крестовина с ввертными шпильками 5 000 psi.
- Колпак фонтанной арматуры: 2 9/16" 5 000 psi фланец х 5 3/4" АСМЕ (внутренняя резьба 2 7/8" EUE).
- Две (2) боковые задвижки: 2 9/16", 5 000 psi.
- Две (2) коренные задвижки ниже крестовины: 2 9/16", 5 000 psi.
- Одна (1) задвижка для свабирования: 2 9/16", 5 000 psi.
- Нерегулируемый штуцер 2 9/16" 5 000 psi.

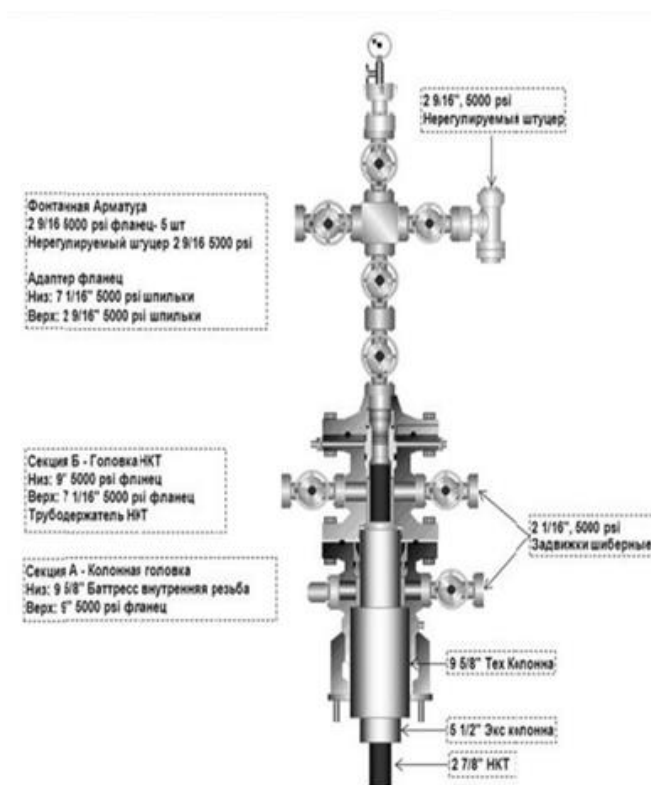


Рисунок 9. Схема колонной головки скважины Южная-11

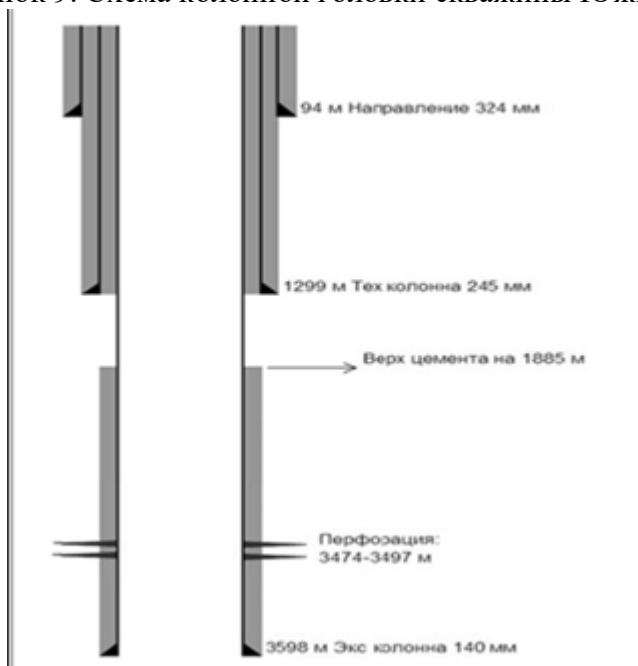


Рисунок 10 - Конструкция скважины Южная-11

4. Монтаж оборудования ПВО на Секцию-А и его опрессовка. Провести УТЗ «Выброс» с бригадой КРС.

5. Приготовление необходимого объема соленого раствора удельным весом 1.17 г/см³. минимум 100 м³.

6. Вариант 1: Верх Ø140 мм колонны находится недалеко от поверхности и на ее голове нет цемента.

- Смонтировать канатно-проволочную установку и спустить Ø222 мм шаблон для определения точки посадки. Записать и сообщить глубину посадки в Алматинский офис, если глубина посадки неглубоко от поверхности (< 1000м), продолжить работы как указано ниже.

- - Навернуть и спустить свинцовую печать на бурильных трубах. Подтвердить и сообщить глубину посадки в Алматинский офис.

- - Если свинцовая печать покажет муфту обсадной колонны, навернуть новую трубу Ø140 мм (Баттресс) и попытаться навернуться к верху колонны. (Это может не получиться, так как резьба старой колонны не известна, также в верхней части старой колонны возможно скопление мусора, осколков). Если соединиться не получится или если свинцовая печать покажет тело обсадной колонны, спустить овершот и попытаться словить старую колонну или, если размер затрубного пространства не позволит использовать овершот, предусмотреть спуск внутренней труболовки с предохранительной муфтой для захвата колонны. Если свинцовая печать покажет обломки или другой мусор в скважине, будет подготовлено дополнение к программе для очистки скважины и доступа к Ø140 мм колонне.

- После того как старая колонна захвачена и соединена, поднять колонну и продолжить работы с пункта 8.

7. Вариант 2: Незацементированная часть Ø140 мм колонны была извлечена из скважины.

- Смонтировать канатно-проволочную установку и спустить Ø222 мм шаблон для определения точки посадки. Записать и сообщить глубину посадки в Алматинский офис, если глубина посадки около ±1850 м продолжить работы как указано ниже.

- Убедиться, что чистый магнит установлен в желобе. Сборка КНБК с шарошечным долотом (Ø215.9 мм) для разбурки цементных мостов. Спуск и разбурка цементных мостов. При необходимости использовать ВЗД. При обнаружении металла или заклинивании долота поднять инструмент и спустить свинцовую печать.

- После обнаружения верха Ø140 мм колонны, спустить обурочную КНБК с обурочным фрезом (диаметр фрезы определиться по результатам спуска свинцовой печати). Произвести обурку вокруг колонны Ø140 мм на 2 метра от ее верха. Подъем инструмента.

- Приготовить Ø140 мм колонну для спуска в скважину. Произвести шаблонирование и замер каждой трубы. На первую трубу навернуть переводник и овершот для захвата и наружного профиля Ø140 мм колонны. Внутри овершота должен быть установлен герметизирующий уплотнитель (pack-off). На вторую трубу должна быть навернута муфта ступенчатого цементирование механического действия.

- Спустить колонну. Овершотом захватить верх колонны. Проверить захват натяжкой и ее удержанием на колонну.

- Сбросить устройство открывающее муфту ступенчатого цементирование. Открыть муфту путем поднятия давления. Промыть скважину. Произвести цементирование колонны до устья, согласно отдельной программе по цементированию - сбросить устройство закрывающее муфту ступенчатого цементирование. ОЗЦ.

8. Отсоединить и поднять блок ПВО. установить в колонной головке клиньевую подвеску колонны. Разгрузить вес колонны на подвеску. Произвести грубый срез колонны. Убрать допускную трубу - почистить и сделать финальный срез Ø140 мм колонны.

9. Установить Секцию-Б (Головка НКТ). Задействовать вторичное уплотнение на шейке 140 мм колонны. Опрессовка. Смонтировать блок ПВО. Опрессовка.

10. Сборка КНБК с долотом ($\varnothing 114$ мм), спуск и разбурка открывающих и закрывающих цементиловочных пробок. При наличии цементных мостов разбурить их, обеспечить проход до искусственного забоя скважины. Подъем инструмента.

11. Навернуть скребок для $\varnothing 140$ мм колонны, спустить на 50 м ниже муфты ступенчатого цементирования, быть предельно осторожными при проходе скребка через муфту ступенчатого цементирования, проработать интервал скребком несколько раз и поднять инструмент

12. Навернуть пакер для $\varnothing 140$ мм колонны и спустить на 50 м ниже муфты ступенчатого цементирования - посадить пакер и спрессовать на 70 бар затрубное пространство выше пакера при закрытом универсальном превенторе - в случае обнаружения утечки будет разработана отдельная программа для а) определения места утечки б) устранения утечки; если утечек нет, продолжить работы по следующему пункту.

13. Проведение геофизических исследований в колонне по программе отдела Геологии. Исследования должны включать, но не ограничиваться следующим комплексом: АКЦ, Гамма каротаж. Локатор муфт, Электромагнитная дефектоскопия колонны (ЭМДС), Импульсный нейтронный каротаж (ИНК).

14. По результатам исследования ГИС при необходимости прострелять спецотверстия в колонне и закачать цементный раствор в заколонное пространство под давлением. ОЗЦ. Разбурить любые остатки цемента при необходимости.

15. Сборка КНБК со скребком и спуск на бурильных трубах. Прочистка колонны в интервале установки пакера. Подъем. Быть предельно осторожными при проходе скребка через спецотверстия, использованные для закачки цемента.

16. Спуск оборудования для освоения скважины: перфораторы на НКТ, посадочные ниппели, пакер, циркуляционный клапан, $\varnothing 73$ мм НКТ до устья. Шаблонирование каждой НКТ при спуске. Будет разработана отдельная детальная программа.

17. Корреляция глубины по Гамма каротажу и локатору муфт. Согласовать с Алматинским офисом и представителем по геологии на объекте.

18. Произвести подгонку колонны НКТ с помощью патрубков, навернуть трубодержатель НКТ. Посадка пакера и его опрессовка. Замещение внутреннего объема НКТ на пресную воду. Демонтаж ПВО, монтаж Фонтанной Арматуры и поверхностного оборудования по испытанию скважин. Опрессовка.

19. Перфорация скважины в интервале 3558-3563 м.

20. При необходимости, свабирование скважины.

21. Испытание интервала 90 дней, с сжиганием газа на факеле - по отдельной программе.

22. Заглушить скважину. Демонтаж Фонтанной арматуры, монтаж ПВО. Опрессовка. Поднять НКТ и внутрискважинное оборудование. Спустить цементиловочный стингер на бурильных трубах, изолировать интервал перфорации путем установки цементного моста на 20 м выше и на 20 м ниже интервала перфорации. ОЗЦ. Испытать мост давлением 75 бар и разгрузкой инструмента 3 тонны.

23. Сборка КНБК со скребком и спуск на бурильных трубах. Прочистка колонны в интервале установки пакера. Подъем.

24. Спуск оборудования для освоения скважины: перфораторы на НКТ, посадочные ниппели, пакер, циркуляционный клапан, $\varnothing 73$ мм НКТ до устья. Шаблонирование каждой НКТ при спуске. Будет разработана отдельная детальная программа.

25. Корреляция глубины по Гамма каротажу и локатору муфт. Согласовать с Алматинским офисом и представителем геологии на объекте.

26. Произвести подгонку колонны НКТ с помощью патрубков, навернуть трубодержатель НКТ. Посадка пакера и его опрессовка. Замещение внутреннего объема НКТ

на пресную воду. Демонтаж ПВО. монтаж Фонтанной Арматуры и поверхностного оборудования по испытанию скважин. Опрессовка.

27. Перфорация скважины в интервале 3474-3505 м.
28. При необходимости свабирование скважины.
29. Испытание интервала до 90 дней, с сжиганием газа на факеле - по отдельной программе.
30. Заглушить скважину. Консервация или ликвидация скважины по отдельному плану.

Опробование скважин

С целью получения притока пластового флюида и оценки критических параметров УЭС, при которых возможно получение притоков углеводородов в скважинах Южная-1, Южная-11, Южная-3 после проведения восстановительных работ проектируется провести опробование продуктивных интервалов (таблица 1-1).

В целях интенсификации притока в технически исправных скважинах могут проводиться работы по воздействию на призабойную и зону скважин и прискважинную часть пласта, включая гидроразрыв пласта, радиальное вскрытие пластов, применение потокоотклоняющих технологий, акустическую реабилитацию, термобарохимическое воздействие, электровоздействие, волновое бароциклическое воздействие на пласт, химическую обработку и т.д.

В результате опробования должны быть получены данные о дебитах флюидов, о составе нефти, газа и характеристике воды, сведения о пластовом давлении, о выносе песка.

Испытание перспективных объектов в скважинах предусматривается сроком 90 дней по каждому интервалу с проведением промыслово-геологических и гидродинамических исследований согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр...».

Таблица 1-1 - Интервалы испытаний продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

ЮЖНАЯ № СКВ.	Интервал, м		Плотность, г/см ³		Дебит в условиях испытания, м ³ /сут.	газовый фактор, м ³ /м ³
	от (верх)	до (низ)	в пластовых условиях	после дегазации		
1	3616	3646	0,822-0,8672	0,853-0,891	2-144	200-8000
	3462	3670				
11	3476	3505				
	3558	3563				
3	3662	3670				
	3607	3620				
	3585	3595				

Скважины расположены в районе, где отсутствует инфраструктура для сбора и утилизации попутно-добываемого газа. Поэтому при проведении многорежимного исследования и тестовой добычи попутный газ будет утилизирован путем сжигания.

Исследовательские работы

Основными целями исследования скважин являются:

- Подтверждение присутствия углеводородов;

- Установление продуктивности исследуемых пластов;
- Отбор поверхностных и глубинных проб нефти, газа и воды для определения их физико-химических свойств;
- Отбор проб пластовой нефти для определения ДОТ;
- Сбор данных КВД для определения фильтрационно-емкостных свойств породы в зоне дренирования скважины и обнаружения возможных барьеров, ограничивающих движение нефти в глубине пластов.

Для этих целей планируется провести многорежимное исследование скважины через тестовый сепаратор с применением различных штуцеров.

При исследовании будут замерены следующие параметры:

- Дебиты нефти, дебиты газа сепарации и общие дебиты газа через штуцеры, а также дебиты воды на разных штуцерах;
- Усадка нефти, наличие механических примесей и воды в продукции скважины;
- Плотность газа, определение концентрации кислых и инертных компонентов в газе;
- Плотность и соленость воды;
- Забойное давление и температуры.

Комплекс исследований предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров. В таблице 1-2 приведены виды исследовательских работ и их периодичность, эти данные устанавливаются недропользователем с учетом обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований.

Таблица 1-2 - Комплекс исследовательских работ

Вид исследований	Количество скважин	Периодичность
1. Замеры дебитов нефти, воды, газа, определение газового фактора	3	Один раз в неделю
2. Отбор поверхностных проб нефти, газа, воды	3	Один раз в неделю
3. Определение обводненности	3	Один раз в неделю
4. Определение забойного давления	3	Один раз в квартал
5. Исследование методом восстановления давления	3	Один раз в месяц
6. Отбор глубинных проб нефти, газа, воды	3	Один раз в три месяца
7. Замер Рпл, температуры пласта	3	Один раз в квартал
8. Исследования скважин методом установившихся отборов на 3-х режимах	3	Один раз в месяц

Примечание: исследования проводятся не менее чем на 3-х режимах (при 3, 5, 7мм штуцерах). Продолжительность работы скважины на одном режиме – 1 месяц.

Исследование скважин будет проводиться в соответствии с комплексным планом, одобренным директором и главным геологом согласно установленной программе.

Для исследования скважины проектируется использование трехфазного тестового сепаратора, оборудованного всеми необходимыми устройствами

Добытые во время исследования скважины нефть и пластовая вода после первичной сепарации и замера будут собираться в емкостях для временного хранения, а потом вывозятся на ближайший пункт сбора и подготовки нефти для последующей подготовки и утилизации.

Попутный газ, добытый во время исследования скважины, будет сжигаться через газовую горелку. Газовая горелка должна обеспечивать безопасное и полное сжигание газа.

Для отбора проб пластового флюида будут использованы глубинные пробоотборники.

Перед отбором пластового флюида необходимо отработать скважину для отбора представительного образца пластового флюида для определения ДОТ при низкой депрессии для оценки притока неразгазированной нефти, и (или) закрыть скважину для восстановления давления выше давления насыщения пластовой нефти. Нужно определить предполагаемое давление насыщения нефти с учетом газового фактора, плотности нефти и газа. Непосредственно перед отбором необходимо проверить градиент давления по стволу скважины для уточнения положения водонефтяного раздела в скважине с целью отбора проб с глубины выше ВНК. В идеале пробы должны быть отобраны как можно ближе к интервалу перфорации. Максимальное ожидаемое статическое давление на устье в закрытой скважине составляет менее 60 атм. Для регистрации забойного давления скважины при проведении многорежимного исследования скважины и тестовой добычи будут использованы цифровые манометры давления.

Исследование горизонтов на продуктивность и тестовая добыча

Освоение и проведение исследовательских работ на каждый пласт производится отдельно.

После проведения перфорационных работ в скважину спускаются цифровые манометры давления. Сначала скважина фонтанирует самостоятельно. В случае необходимости скважину свабируют для очистки и вызова притока. После полного освоения необходимо закрыть скважину ненадолго для восстановления забойного давления. Скважина работает и тестируется в трех различных режимах. Давление на устье скважины контролируется с помощью регулируемых штуцеров. Оработка скважины на каждом режиме исследования будет продолжаться до полной стабилизации дебитов и устьевого давления. Дебиты газа, нефти и воды будут фиксироваться счетчиками на трехфазном сепараторе. Показания счетчиков нефти и воды будут сопоставляться с данными замерной емкости. Отбор проб нефти, газа и воды из сепаратора проводится на каждом режиме исследования. По завершении многорежимного исследования скважину закроют как минимум на 72 часа для восстановления забойного давления.

Проектируемый порядок выполнения операции на скважине:

- Перфорация скважины перфораторами, спускаемыми на трубах;
- Спуск и установка цифровых манометров давления;
- Освоение скважины естественным путем, или при необходимости, методом свабирования;
- Непродолжительное восстановление пластового давления перед началом многорежимного исследования;
- Первый режим исследования - малый размер штуцера;
- Второй режим исследования - средний размер штуцера;
- Третий режим исследования - большой размер штуцера;
- Восстановление пластового давления;
- Извлечение манометров из скважины и снятие данных давления с манометров.

По результатам исследований определяют оптимальные параметры работы скважины для продолжения тестовой добычи.

Максимальный срок проведения тестовой добычи до 3 месяцев, включая исследование скважины на продуктивность. Во время тестовой добычи необходимо постоянно замерять забойное давление и вести аккуратный учет добытого объема флюида из скважины. По истечении тестовой добычи необходимо закрыть скважину для замера окончательного статического давления, и повторить многорежимные исследования для определения окончательного коэффициента продуктивности скважины.

При проведении тестовой добычи проектируются следующие виды работ:

- Добыча нефти при рекомендованном режиме эксплуатации - вести подробный учет объемов добычи нефти, газа и воды для расчетов по материальному балансу;

- Снятие КВД (скважина закрывается для восстановления давления);
- Проведение многорежимного исследования и снятие КВД;
- Добыча нефти на оптимальном режиме эксплуатации: вести подробный учет добычи нефти, газа и воды для расчетов по материальному балансу;
- Снятие КВД (скважина закрывается для восстановления давления);
- Проведение многорежимного исследования и снятие КВД;
- Добыча нефти на максимальном режиме эксплуатации: вести подробный учет добычи нефти, газа и воды для расчетов по материальному балансу;
- Снятие КВД (скважина закрывается для восстановления давления);
- Проведение многорежимного исследования и снятие КВД.

После окончания тестовой добычи и многорежимных исследований, а также остановки скважины для восстановления давления собирают данные, необходимые для оценки пластовых параметров, такие как $k \cdot h$, скин-фактор, протяженность коллектора и т.д. Эти данные используют для оценки падения пластового давления в связи с добычей нефти, ухудшения коллекторских свойств в призабойной зоне, а также уменьшения уровня продуктивности скважины из-за истощения пласта.

После проведения тестовой добычи скважина будет временно остановлена до начала пробной эксплуатации.

Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Таблица 1-3 - Продолжительность испытания скважин

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность, сут		
		Южная-1	Южная-11	Южная-3
1	Подготовительные работы Спуск ВСО+перфорация Испытание (3 режима) СКО Установка цем. моста	90	90	90
2	Спуск ВСО+перфорация Испытание (вызов притока + ГГДИ)-3 режима СКО Установка цем. моста	90	90	90
3	Спуск ВСО+перфорация Испытание (вызов притока + ГГДИ)-3 режима СКО Установка цем. моста	-	-	90
Итого		180	180	270
Всего		630		

Продолжительность работы цементных агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Таблица 1-4 - Продолжительность работы цементных агрегатов

Название работ	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
	тип	количество		
Опрессовка ФА на устье скважины.	ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка НКТ	ЦА-320	1	-	1,5

Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1	3,0	36
Подготовительные работы перед испытанием	ЦА-320	1	32,0	32
Перфорация	ЦА-320	1	29,5	354
Вызов притока	ЦА-320	1	19,5	234
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	ЦА-320	1	2,8	33,6
Снижение уровня	УКП- (80КС- 250)	1	8	96
Установка цементных мостов	ЦА-320	1	5	60
Итого на работу:				850,1

Примечание: * Допускается применение аналогичных агрегатов

Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Таблица 1-5 - Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

№СКВ	Номер объекта	Продолжительность, сут	Расход газа, м ³
1	1	90	720 000
	2	90	720 000
11	1	90	720 000
	2	90	720 000
3	1	90	720 000
	2	90	720 000
	3	90	720 000

Интенсификация притока пластового флюида по каждой скважине

Таблица 1-6 Интенсификация притока пластового флюида

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, обр.керосино-кисл.эмульс. установка кислотной ванны, добав.кумулят.перфор., гидроразрыв пласта гидropескоструйн. перфор., обработка закачка изотопов и др.операции	Количество операций, установок, импульсов спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³
1	2	3	4
I-II	Солянокислотная обработка HCL – 24%, из расчета 1 м ³ на 1м перфорации	1	1,18

Продолжительность работ по восстановлению скважин

Таблица 1-7- Продолжительность работ по восстановлению скважин

№№ скважин	Наименование этапа работ	Период (гг.) и Продолжительность по этапам работ,			Продолжительность работ по каждой скважине
		2022	2023	2024	

Южная-1	Подготовительные работы	4	-	-	264 (01.04.2022- 20.12.2022)
	Монтаж установки КРС	10	-	-	
	Работы по восстановлению скважин	60	-	-	
	Подготовительные работы к испытанию	4	-	-	
	Испытания объектов	180	-	-	
	Ликвидация скважин	6	-	-	
	<i>Всего</i>	264	0	0	
Южная-11	Подготовительные работы	4	-	-	264 (21.12.2022- 10.09.2023)
	Монтаж установки КРС	7	3	-	
	Работы по восстановлению скважин	-	60	-	
	Подготовительные работы к испытанию	-	4	-	
	Испытания объектов	-	180	-	
	Ликвидация скважин	-	6	-	
	<i>Всего</i>	11	253	0	
Южная-3	Подготовительные работы	-	4	-	354 (11.09.2023- 29.08.2024)
	Монтаж установки КРС	-	10	-	
	Работы по восстановлению скважин	-	60	-	
	Подготовительные работы к испытанию	-	4	-	
	Испытания объектов	-	34	236	
	Ликвидация скважин	-	-	6	
	<i>Всего</i>	0	112	242	
ИТОГО суток за весь год		275	365	242	882 (01.04.2022- 29.08.2024)

Консервация и ликвидация скважин

Техническим проектом предусматривается проведение работ по консервации и ликвидации скважин в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018года № 200, г. Астана (с изменениями от 16.01.2019г.).

Проектная документация по консервации и ликвидации разрабатывается по решению руководителя организации.

При несоответствии безопасных условий консервации объекта принимаются дополнительные мероприятия безопасности.

Расконсервация опасного объекта производится по плану организации работ, акту проверки, после выполнения подготовительных работ при условии обеспечения безопасности работ с учетом ПЛА. На опасных объектах работы проводятся с участием аварийно-

спасательной службы.

Объекты консервации и ликвидации защищаются от внешнего воздействия и опасности разрушения, находятся под охраной и наблюдением в соответствии с планом организации работ и технологическим регламентом.

При ликвидации скважин (с эксплуатационной колонной или без нее) продуктивный пласт перекрывается цементным мостом по всей его мощности на 100 м выше кровли.

Если эксплуатационная колонна в ликвидируемую скважину не спущена, то в башмаке последней промежуточной колонны дополнительно устанавливается цементный мост высотой не менее 100 м.

При наличии стыковочных устройств в последней спущенной в скважину колонне (эксплуатационной или промежуточной) в интервале стыковки секций устанавливается цементный мост на 50 м ниже и выше места стыковки.

Перед каждой установкой цементного моста скважину заполняют обработанным нейтрализатором буровым раствором плотностью, соответствующей плотности раствора при вскрытии сероводородсодержащего пласта.

Тампонажный материал, используемый для установки мостов, коррозионно- стойкий и соответствует техническому проекту на строительство скважины для цементировании обсадных колонн в интервалах пласта, содержащих сероводород.

Наличие и прочность цементных мостов проверяется спуском и разгрузкой бурильного инструмента. Величина нагрузки устанавливается исходя из допустимого удельного давления для применяемого цемента.

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионно-стойком исполнении, отводами для контроля давления в трубном и межколонном пространствах. Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2×2 метра с ограждением. На ограждении устанавливается табличка, на которой обозначаются номер скважины, наименование месторождения, организация, пробурившая скважину, дата окончания бурения, надпись, предупреждающая о вероятности наличия сероводорода: «Опасно, сероводород!».

После проведения ликвидационных работ через месяц, через 6 месяцев и далее с периодичностью не реже одного раза в год проводится контроль давления в трубном и межколонном пространствах, контроль воздуха вокруг устья скважины и в близлежащих низинах на содержание сероводорода. Результаты замеров оформляются соответствующими актами.

При появлении давления на устье скважины проводятся дополнительные изоляционные работы по плану.

При консервации скважина заполняется раствором, обработанным нейтрализатором. Над интервалом перфорации устанавливается цементный мост высотой не менее 100 метров. Лифтовая колонна приподнимается над цементным местом не менее чем на 50 метров или извлекается из скважины.

После установки цементного моста трубное и затрубное пространства скважины заполняются раствором, обработанным нейтрализатором.

Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины снимаются, крайние фланцы задвижек оборудуются заглушками, манометры снимаются и патрубки герметизируются.

Устье законсервированной скважины ограждается в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Приказ

Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018года № 200, г. Астана (с изменениями от 16.01.2019г.).

Характеристика проектируемого объекта как источника воздействия на окружающую среду.

В данном разделе рассматривается проведение восстановительных работ скважин Южная-1, Южная-11, Южная - 3 на площади Лебяжье, принадлежащих ТОО «Lucent Petroleum».

Рекомендуемая продолжительность восстановительных работ для **скважин Южная -1, Южная -11** составляет: 264 суток на 1 скважину на 2 объекта. Из них испытание – 180 суток.

Рекомендуемая продолжительность восстановительных работ для скважины **Южная -3** составляет: 354 суток на 1 скважину на 3 объекта. Из них испытание – 270 суток.

Сроки проведения работ – 2021-2024 годы.

Продолжительность работ по восстановлению скважин

Название	Продолжительность, сут		
	Южная-1, суток	Южная-11, суток	Южная-3, суток
Подготовительные работы	4	4	4
Монтаж установки КРС	10	10	10
Работы по восстановлению скважин	60	60	60
Подготовительные работы к испытанию	4	4	4
Испытания объектов	180 (2 объекта по 90 суток)	180 (2 объекта по 90 суток)	270 (3 объекта по 90 суток)
Ликвидация скважин	6	6	6
Итого	264	264	354

В разделе приведена оценка возможного техногенного воздействия на окружающую среду с учетом характера работ, выполняемых на каждом из этапов проведения работ.

Этап 1 - Подготовительные работы, монтаж установки КРС и работы по восстановлению скважины

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ на подготовительные работы, монтаж установки КРС и работы по восстановлению скважин являются:

- ДЭС, мощностью 300 кВт, для промплощадки;
- Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ 3412 DITA 485 кВт;
- Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 (2 ед.);
- Дизельный генератор, мощностью 200 кВт;
- Передвижная паровая установка (ППУ);
- ЦА-320М (цементировочный агрегат);
- Дизельный генератор, мощностью 60 кВт (резервный);
- Котельная установка 2 ед.;
- ДЭС, мощностью 300 кВт, для вахтового поселка;
- ДЭС, мощностью 100 кВт, резервная;
- Двигатель бурового насоса 800кВт;
- Погрузочно-разгрузочные работы;
- Разработка грунта экскаватором;
- Емкость для хранения дизельного топлива
- Сварочный пост;
- Емкость для отходов бурения;
- Емкость для бурового раствора;
- Емкость для масла;
- Емкость для хранения дизтоплива (резервный + вахтового поселка ДЭС).

Время работ составляет - 74 суток

Этап 2 - Подготовительные работы по испытанию скважин и по испытанию объектов.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ на подготовительные работы по испытанию скважин и по испытанию объектов являются:

ДЭС, мощностью 300 кВт, для промплощадки;
Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ 3412 DITA 485 кВт;
Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 (2 ед.);
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»;
Факельная установка;
Дизельный генератор, мощностью 60 кВт (резервный);
ДЭС, мощностью 300 кВт, для вахтового поселка;
ДЭС, мощностью 100 кВт, резерв.
Погрузочно-разгрузочные работы;
Разработка грунта экскаватором;
Емкость для хранения дизельного топлива;
Емкости хранения нефти;
Устье скважины;
Нефтегазовый сепаратор;
Насос перекачки нефти;
Сварочный пост;
Емкость для масла;
Емкость для хранения дизтоплива (резервного ДЭС и вахтового поселка).

Время работ составляет - 94 суток на 1 объект скважины. (4 сутки на подготовку к испытанию и 90 суток по испытанию 1 объекта).

Рекомендуемая продолжительность испытаний скважин Южная -1, Южная -11 составляет – 180 суток. Рекомендуемая продолжительность испытания для скважины Южная - 3 составляет – 270 суток.

Этап -3 – Ликвидация скважин.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ на этапе ликвидации скважин являются:

ДЭС, мощностью 300 кВт, для промплощадки;
Дизельный двигатель силового привода буровой установки, 485 кВт;
Дизельный двигатель насосной установки, мощностью 460 кВт;
Дизельный генератор, мощностью 200 кВт;
Передвижная паровая установка (ППУ);
ЦА-320М (цементировочный агрегат);
Дизельный генератор, мощностью 60 кВт (резервный);
Котельная установка;
ДЭС, мощностью 300 кВт, для вахтового поселка;
ДЭС, мощностью 100 кВт, резервная.
Погрузочно-разгрузочные работы;
Разработка грунта экскаватором;
Емкость для хранения дизельного топлива
Сварочный пост;
Емкость для хранения дизтоплива (резервный + вахтового поселка ДЭС).

Характеристика климатических условий необходимых для оценки воздействия

намечаемой деятельности на окружающую среду

Климат в рассматриваемом районе резко континентальный, что определяется, в первую очередь, географическим положением - внутриматериковым расположением территории и значительной удаленностью от океана.

Климат формируется под влиянием местных воздушных масс, образующихся непосредственно в пределах Казахстана, и экстерриториальных воздушных масс, являющихся одним из основных климатообразующих факторов. Теплые атлантические воздушные массы почти не оказывают влияния на увлажнение территории, поскольку они поступают сюда значительно трансформированными.

Основными характерными чертами климата являются изобилие солнечного света и тепла, континентальность, засушливость, преобладание антициклональных условий в течение года, значительные амплитуды температуры воздуха, как в годовом цикле, так и в суточном, жесткий ветровой режим и дефицит осадков.

Континентальность по области увеличивается с северо-запада на юго-восток, территория в течение года подвергается как интенсивным холодным арктическим вторжениям, поступающим от западного отрога сибирского максимума, так и южным теплым воздействиям воздушных масс. Континентальность климата незначительно смягчается на прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

Годовая амплитуда температуры воздуха равна 38,5-39,0 °С. Зимой минимальная температура воздуха в среднем падает до -22 - -24 °С, а абсолютный минимум в отдельные годы достигает -35-47 °С. Абсолютная максимальная температура воздуха равна 40-46 °С. Абсолютная годовая амплитуда (разность между абсолютной максимальной и абсолютной минимальной температурами воздуха) составляет 83-87 °С. Период со средней суточной температурой воздуха выше 0 °С длится 209-230 дней. Продолжительность безморозного периода 4-5 месяцев.

Влажность воздуха. С ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность бывает в холодное время года.

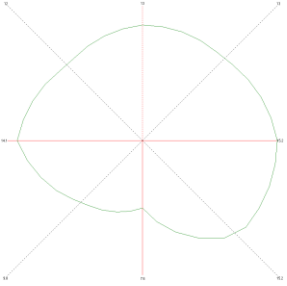
Средние месячные значения ее в это время года составляют 35-89%. В период с апреля по октябрь значения относительной влажности колеблются в пределах от 49-67%.

Атмосферные осадки. Годовое количество осадков по метеостанции Макат колеблется от 25 мм до 121 мм. Максимум осадков приходится на летний период года.

Ветер. Зима холодная, малоснежная и продолжительная с метелями. Среднегодовая скорость ветра колеблется от 4,8 м/с до 5,0 м/с. (М/с Макат). Среднегодовая скорость ветра колеблется от 3,7 м/с до 4,2 м/с. (М/с Сагиз). Наибольшую повторяемость на данной территории имеют ветры восточного и юго-восточного направления.

Атмосферные явления. Число дней в году с пыльной бурей в исследуемом районе составляет 23,1. Наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в году составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в году.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере приведены в таблице 1-5 (данные метеостанции г. Макат).

Характеристика		Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А		200
Коэффициент рельефа местности		1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, T ⁰ C		+33,1
Средняя минимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, T ⁰ C		-9,9
Среднегодовая роза ветров, %:		
	С	12
	СВ	12
	В	14
	ЮВ	14
	Ю	7
	ЮЗ	9
	З	13
	СЗ	11
Скорость ветра (U*) по средним многолетним данным, повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с		10-11

Характеристика района расположения предприятия по уровню загрязнения атмосферного воздуха. Современное состояние воздушного бассейна

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологический кодекс» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для окружающей среды.

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов, печи подогрева нефти и факела.

Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристика

Общая оценка загрязнения атмосферы. По данным из информационного бюллетеня о состоянии окружающей среды РГП Казгидромет за 2020 год, уровень загрязнения атмосферного воздуха города оценивался *низкий, он определялся значениями СИ=1 и НП =0%* (низкий уровень).

**Согласно РД если ИЗА, СИ и НП попадают в разные градации, то степень загрязнения атмосферы оценивается по ИЗА. Средние концентрации не превышали предельно допустимой нормы.*

Уровень загрязнения атмосферного воздуха по сравнению с 2019 годом не изменился.

В целом по городу средние концентрации озона составили 2,2 ПДК_{с/с}, содержание других ЗВ – не превышало ПДК. Максимально-разовая концентрация взвешенных частиц (пыль)

составила 2,0 ПДКм.р., сероводорода - 3,5 ПДКм.р., остальные загрязняющие вещества не превышали ПДК.

Казахстанским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом произведено районирование территории Республики Казахстан, с точки зрения благоприятности отдельных ее районов для самоочищения атмосферы от вредных выбросов, в зависимости от метеоусловий. В соответствии с ним территория Республики Казахстан поделена на пять зон (рис. 3).

Район проектируемых работ находится в зоне III со значением очень повышенного потенциала загрязнения атмосферы, т.е. климатические условия для рассеивания вредных веществ в атмосфере являются удовлетворительными.

Для района проведения работ характерно наличие частых ветров. Благодаря этому, а также достаточной удаленности исследуемой территории от промышленного района воздушная среда не подвержена техногенному загрязнению и обладает высоким потенциалом к самоочищению.



Рисунок 3. Распределение значений потенциала загрязнения атмосферы для территории РК

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Интересы улучшения экологических условий жизни и охрана здоровья населения в связи с антропогенными изменениями гидрологической обстановки потребовали более широкого подхода, в основу которого положены современные данные о прямом и косвенном влиянии водного фактора на здоровье населения, возможности рационального рекреационного использования природных ресурсов. Эти явления влияют на условия духовного и физического развития, адаптации человека к новым природно-климатическим условиям.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ:

В разделе приведена оценка возможного техногенного воздействия на окружающую среду с учетом характера работ, выполняемых на каждом из этапов проведения работ.

Скважина Южная-1

На 2022 год – 264 суток с 01.04.2022 год до 20.12.2022 года.

Скважина Южная-11

На 2023 год – 264 суток с 21.12.2022-10.09.2023года.

Скважина Южная-3

На 2023-2024 год – 354 суток с 11.09.2023-29.08.2024 года.

Этап 1 - Подготовительные работы, монтаж установки КРС и работы по восстановлению скважин.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ на подготовительные работы, монтаж установки КРС и работы по восстановлению скважин являются:

➤ Организованные источники:

- ИЗ №0001 – ДЭС, мощностью 300 кВт, для промплощадки;
- ИЗ №0002 – Дизельный двигатель привода буровой лебедки буровой установки, САТ 3412 DITA 485 кВт;
- ИЗ №0003-0004 – Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 460 кВт (2 ед.);
- ИЗ №0005 – Дизельный генератор Volvo , мощностью 200 кВт;
- ИЗ №0006 – Передвижная паровая установка (ППУ), мощностью 100 кВт;
- ИЗ №0007 – Цементировочный агрегат «ЦА-320М» 177.6 кВт;
- ИЗ №0008 – Дизельный генератор, мощностью 60 кВт (резервный);
- ИЗ №0009-0010 – Котельная установка 150 кВт; (2 ед.).
- ИЗ №0011 – ДЭС, мощностью 300 кВт, для вахтового поселка;
- ИЗ №0012 – ДЭС, мощностью 100 кВт, резервная;

➤ Неорганизованные источники:

- ИЗ №6001 – Погрузочно-разгрузочные работы;
- ИЗ №6002 – Разработка грунта экскаватором;
- ИЗ №6003 – Емкость для хранения дизельного топлива
- ИЗ №6004 – Сварочный пост;
- ИЗ №6005 – Емкость для отходов бурения;
- ИЗ №6006 – Емкость для бурового раствора;
- ИЗ №6007 – Емкость для масла;
- ИЗ №6008 – Емкость для хранения дизтоплива вахтового поселка
- ИЗ №6009 – Емкость для хранения дизтоплива площадки скважины
- ИЗ №6014 – Емкость для отработанного масла площадки скважины

Этап 2 - Подготовительные работы по испытанию скважин и по испытанию объектов.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ на подготовительные работы по испытанию скважин и по испытанию объектов являются:

➤ Организованные источники:

- ИЗ №0001 – ДЭС, мощностью 300 кВт, для промплощадки;
- ИЗ №0002 – Дизельный двигатель силового привода буровой установки, САТ 3412 DITA 485 кВт;
- ИЗ №0003-0004 – Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 460 кВт (2 ед.);

ИЗ №0007 – Цементировочный агрегат «ЦА-320М» 177,6 кВт ;
ИЗ №0008 – Дизельный генератор, мощностью 60 кВт (резервный);
ИЗ №0011 – ДЭС, мощностью 300 кВт, для вахтового поселка;
ИЗ №0012 – ДЭС, мощностью 100 кВт, резерв;
ИЗ №0013 – Факельная установка;

➤ Неорганизованные источники:

ИЗ №6001 – Погрузочно-разгрузочные работы;
ИЗ №6002 – Разработка грунта экскаватором;
ИЗ №6003 – Емкость для хранения дизельного топлива;
ИЗ №6004 – Сварочный пост;
ИЗ №6007 – Емкость для масла;
ИЗ №6008 – Емкость для хранения дизтоплива площадки скважины
ИЗ №6009 – Емкость для хранения дизтоплива вахтового поселка
ИЗ №6010 - Емкости хранения нефти;
ИЗ №6011 – Устье скважины;
ИЗ №6012 – Нефтегазовый сепаратор;
ИЗ №6013 – Насос перекачки нефти;
ИЗ №6014 – Емкость для отработанного масла площадки скважины

Этап -3 – Ликвидация скважин.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ на этапе ликвидации скважин являются:

➤ Организованные источники:

ИЗ №0001 – ДЭС, мощностью 300 кВт, для промплощадки;
ИЗ №0002 – Дизельный двигатель силового привода буровой установки, САТ 3412 DITA 485 кВт;
ИЗ №0003-0004 – Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 460 кВт (2 ед.);
ИЗ №0005 – Дизельный генератор, мощностью 200 кВт;
ИЗ №0006 – Передвижная паровая установка (ППУ) 100 кВт;
ИЗ №0007 – ЦА-320М (цементировочный агрегат) 177,6 кВт;
ИЗ №0008 – Дизельный генератор, мощностью 60 кВт (резервный);
ИЗ №0009-0010 – Котельная установка 2 ед. 150 кВт;
ИЗ №0011 – ДЭС, мощностью 300 кВт, для вахтового поселка;
ИЗ №0012 – ДЭС, мощностью 100 кВт, резервная.

➤ Неорганизованные источники:

ИЗ №6001 – Погрузочно-разгрузочные работы;
ИЗ №6002 – Разработка грунта экскаватором;
ИЗ №6003 – Емкость для хранения дизельного топлива
ИЗ №6004 – Сварочный пост;
ИЗ №6008– Емкость для хранения дизтоплива площадки скважины
ИЗ №6009 – Емкость для хранения дизтоплива вахтового поселка
ИЗ №6014 – Емкость для отработанного масла площадки скважины

Оценка воздействия на окружающую среду выполнена исходя из наименее благоприятного с экологической точки зрения варианта строительства оценочных скважин. Так, продолжительность цикла строительства оценочных скважин, количество и состав используемой техники, и другие экологически значимые параметры приняты максимально возможными. То есть все расчеты выполнены в сторону завышения предполагаемого техногенного воздействия на окружающую среду.

Источниками выбросов загрязняющих веществ являются трубы дизельных генераторов, дыхательные клапана резервуаров и технологическое оборудование.

Загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух при работе дизельных генераторов, являются: оксиды азота, серы и углерода, углеводороды, альдегиды, сажа, бенз(а)пирен.

Из емкостей хранения дизельного топлива в атмосферу выделяются углеводороды C₁₂-C₁₉ и сероводород.

При разгрузке цемента, барита и других материалов в атмосферу выделяется пыль неорганическая.

От оборудования приготовления, хранения буровых растворов в атмосферу выделяются углеводороды.

Проведение работ планируется на 2022-2024 гг.

Всего при проведении оценочных работ определено 27 источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 13 являются организованными, 14 – неорганизованными.

В атмосферу будут выбрасываться вещества 21 наименований.

Перечень и объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлен в таблице 1-6.1, 1-6-2, 1-6.3. Параметры представлены в таблице 1-7.1, 1-7.2, 1-7.3.

Таблица 1-6.1

Перечень загрязняющих веществ скважины Южная -1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм. р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс веществ а с учетом очистки, т/год, (М)	Значени е М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,00364	0,00463	0,091
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,000373	0,000474	0,373
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	2,1563222	64,2691532	53,908055
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	2,5008459	78,879053	41,680765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,4736523	12,4922348	9,473046
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,513449655	49,2725818	50,2689931
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,011261202	0,42814918	1,40765025
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3,148198	74,4396979	1,04939933
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,00944	0,39823638	0,0003776
0410	Метан (727*)				50		0,0884642	2,71537507	0,00176928
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,0136	0,57381758	0,00090667
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,37274	9,95979941	0,0074548

	(1502*)								
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,054332	0,1616	0,00181107
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00070916	0,002111	0,0070916
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,00022316	0,0006634	0,0011158
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00044633	0,001327	0,00074388
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,0769336	2,42748	7,69336
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,0769336	2,42748	7,69336
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0000325	0,000146	0,00065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,786495	24,7325426	0,786495
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	0,014	0,054	0,14
	В С Е Г О :						12,302092	323,2406	

Таблица 1-6.2

Перечень загрязняющих веществ скважины Южная -11

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм. р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс веществ а с учетом очистки, т/год, (М)	Значени е М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,00364	0,00463	0,091
0143	Марганец и его соединения /в		0,01	0,001		2	0,000373	0,000474	0,373

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье (корректировка сроков)»

	пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	2,1563222	64,2691532	53,908055
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	2,5008459	78,879053	41,680765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,4736523	12,4922348	9,473046
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,513449655	49,2725818	50,2689931
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,011261202	0,42814918	1,40765025
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3,148198	74,4396979	1,04939933
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,00944	0,39823638	0,0003776
0410	Метан (727*)					50	0,0884642	2,71537507	0,00176928
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,0136	0,57381758	0,00090667
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					50	0,37274	9,95979941	0,0074548
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					30	0,054332	0,1616	0,00181107
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00070916	0,002111	0,0070916
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,00022316	0,0006634	0,0011158
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00044633	0,001327	0,00074388
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,0769336	2,42748	7,69336
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,0769336	2,42748	7,69336
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)					0,05	0,0000325	0,000146	0,00065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,786495	24,7325426	0,786495
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец,		0,3	0,1		3	0,014	0,054	0,14

	доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
	В С Е Г О :						12,302092	323,2406	

Таблица 1-6.3

Перечень загрязняющих веществ скважины Южная -3

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм. р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	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
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,00364	0,00463	0,091
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,000373	0,000474	0,373
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	2,4733222	74,2291532	61,833055
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	2,9130459	91,839053	48,550765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,5265523	14,1522348	10,531046
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,619149655	52,5925818	52,3829931
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,011261202	0,42814918	1,40765025
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3,412798	82,7396979	1,13759933
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,00944	0,39823638	0,0003776
0410	Метан (727*)				50		0,0884642	2,71537507	0,00176928
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,0136	0,57381758	0,00090667
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,37274	9,95979941	0,0074548
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,054332	0,1616	0,00181107
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00070916	0,002111	0,0070916

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье (корректировка сроков)»

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,00022316	0,0006634	0,0011158
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00044633	0,001327	0,00074388
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,0896236	2,82588	8,96236
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,0896236	2,82588	8,96236
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0000325	0,000146	0,00065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,913395	28,7165426	0,913395
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	0,014	0,054	0,14
	В С Е Г О :						13,606772	364,2214	

Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -1 - 2022 год

Произ- водств о	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Числ о часов работ ы в году	Наименов ание источника выброса вредных веществ	Номер источн ика выброс ов на карте- схеме	Высота источн ика выброс ов, м	Диаме тр устья трубы, м	Параметры газовойвоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наимен ование газоочи стных установ ок, тип и меропри ятия по сокраще нию выбросо в	Вещ ство, по кот оро му про изв оди тся газо очи стк а	Коэф фи циен т обесп ечен ности газо- очист кой, %	Среднеэ ксплуа тационн ая степень очистки / максима льная степень очистки, %	Код веще ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости - жени я НДВ	
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника	X1	Y1											X2
		Наименование	Кол ичес тво, шт.						Скорост ь, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе - ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		ДЭС мощностью 300 кВт, промплощадки	1	1464	Выхлопна я труба	0001	1	0,08	219,38	1,1027 241	127	100	100								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,452	600,577	14,2 5	2022
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,587	779,953	18,5 2	2022
																					0328	Углерод (Саж а, Углерод чер ный) (583)	0,075 3	100,052	2,37 5	2022
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,150 6	200,104	4,75	2022
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,376 4	500,127	11,8 8	2022
																					1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,018 07	24,01	0,57	2022
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,018 07	24,01	0,57	2022
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,180 7	240,098	5,7	2022
001		Дизельный двигатель силового привода буровой установки, CAT 3412 DITA 485 кВт	1	1464	Выхлопна я труба	0002	1	0,08	242,25	1,2176 733	127	100	100								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,342 5	412,123	10,8	2022
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,445	535,459	14,0 4	2022
																					0328	Углерод (Саж а, Углерод чер ный) (583)	0,057 1	68,707	1,8	2022
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,114 2	137,415	3,6	2022

																				0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0,285 4	343,416	9	2022
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,013 7	16,485	0,43 2	2022
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,013 7	16,485	0,43 2	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,137	164,849	4,32	2022
001		Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт (2 ед.)	1	1464	Выхлопна я труба	0003	1	0,08	228,26	1,1473 582	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,197 5	252,212	6,24	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,257	328,195	8,11	2022
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,032 9	42,014	1,04	2022
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,065 8	84,028	2,08	2022
																				0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0,164 6	210,198	5,2	2022
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,007 9	10,088	0,24 96	2022
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,007 9	10,088	0,24 96	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,079	100,885	2,49 6	2022
001		Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт (2 ед.)	1	1464	Выхлопна я труба	0004	1	0,08	179,55	0,9025 272	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,197 5	320,63	6,24	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,257	417,225	8,11	2022
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,032 9	53,411	1,04	2022
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,065 8	106,823	2,08	2022

																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,164 6	267,219	5,2	2022
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,007 9	12,825	0,24 96	2022
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,007 9	12,825	0,24 96	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,079	128,252	2,49 6	2022
001		Дизельный генератор VOLVO, 200 кВт	1	1464	Выхлопна я труба	0005	1	0,08	179,66	0,9030 697	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,255	413,729	8,04	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,331 5	537,848	10,4 5	2022
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,042 5	68,955	1,34	2022
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,085	137,91	2,68	2022
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,212 5	344,774	6,7	2022
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,010 2	16,549	0,32 16	2022
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,010 2	16,549	0,32 16	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,102	165,492	3,21 6	2022
001		Передвижная паровая установка (ППУ)	1	1464	Выхлопна я труба	0006	1	0,08	126,39	0,6353 266	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,039 2	90,404	1,23	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,050 9	117,386	1,6	2022
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,006 53	15,06	0,20 5	2022
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,013 06	30,119	0,41	2022
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,032 64	75,275	1,02 5	2022
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0,001 567	3,614	0,04 92	2022

																					Акрилальдегид) (474)				
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,001 567	3,614	0,04 92	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,015 67	36,138	0,49 2	2022
001		ЦА-320М (цементировочн ый агрегат)	1	1464	Выхлопна я труба	0007	1	0,08	39,17	0,1969 15	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,15	1116,117	4,74	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,195	1450,952	6,16	2022
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,025	186,02	0,79	2022
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	372,039	1,58	2022
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,125	930,098	3,95	2022
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,006	44,645	0,18 96	2022
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,006	44,645	0,18 96	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,06	446,447	1,89 6	2022
001		Дизельный генератор, 60 кВт (резерв.)	1	1464	Дымовая труба	0008	1	0,08	39,17	0,1968 904	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,003 33	24,781	0,10 8	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,004 33	32,223	0,14 04	2022
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000 556	4,138	0,01 8	2022
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,001 11	8,26	0,03 6	2022
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,002 78	20,688	0,09	2022
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,000 1333	0,992	0,00 432	2022
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,000 1333	0,992	0,00 432	2022

																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,001333	9,92	0,0432	2022
001		Котельная установка	1	1464	Выхлопная труба	0009	1	0,08	219,38	1,1027241	127	100	100						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,002596	3,449	0,01428	2022
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000422	0,561	0,00232	2022
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00025	0,332	0,001375	2022
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00588	7,813	0,03234	2022
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0139	18,469	0,0765	2022
001		Котельная установка	1	1464	Выхлопная труба	0010	1	0,08	70,51	0,354447	127	100	100						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,000701	2,898	0,003896	2022
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0001139	0,471	0,000633	2022
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0000675	0,279	0,000375	2022
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,001588	6,564	0,00882	2022
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00375	15,502	0,02085	2022
001		ДЭС, 300 кВт (вахтовый поселок)	1	1464	Выхлопная труба	0011	1	0,08	70,51	1,1421071	127	100	100						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,281	360,493	8,85	2022
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,365	468,256	11,5	2022
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0468	60,039	1,475	2022
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0936	120,079	2,95	2022
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,234	300,197	7,38	2022
																			1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,01123	14,407	0,354	2022
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01123	14,407	0,354	2022
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,1123	144,069	3,54	2022

																				(в пересчете на С); Растворитель РПК- 265П) (10)					
001		ДЭС 100 кВт (резерв)	1	1464	Выхлопна я труба	0012	1	0,08	69,86	0,3511 651	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005 83	24,325	0,18 9	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 58	31,627	0,24 57	2022
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000 972	4,056	0,03 15	2022
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,001 944	8,111	0,06 3	2022
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,004 86	20,278	0,15 75	2022
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,000 2333	0,973	0,00 756	2022
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,000 2333	0,973	0,00 756	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,002 333	9,734	0,07 56	2022
001		Факельная установка	1	4320	Труба	0013	16,5	0,259	282,17	14,904 0751	2380,5	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,229 1652	149,451	3,56 3977 19	2022
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,152 7768	99,634	2,37 5984 79	2022
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1,864 8677	1216,184	29,0 0242 18	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001 5882	1,036	0,02 4700 17	2022
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,527 768	996,343	23,7 5984 79	2022
																				0410	Метан (727*)	0,038 1942	24,909	0,59 3996 2	2022

001		Погрузочно-разгрузочные работы	1	357	Неорганизованный источник	6001						100	100	100	100					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)	0,0084		0,0324	2022
001		Разработка грунта экскаватором	1	357	Неорганизованный источник	6002						100	100	100	100					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)	0,0056		0,0216	2022
001		Емкость для хранения дизельного топлива	1	1464	Неорганизованный источник	6003						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E-07		0,00000485	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000163		0,0017286	2022
001		Сварочный пост	1	96	Неорганизованный источник	6004						100	100	100	100					0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,00364		0,00463	2022
																				0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,000373		0,000474	2022
001		Емкость для отходов бурения	1	1464	Неорганизованный источник	6005						100	100	100	100					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00667		0,1814	2022
001		Емкость бурового раствора	1	1464	Неорганизованный источник	6006						100	100	100	100					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	0,01		0,272	2022

																				Растворитель РПК-265П) (10)					
001		Емкость для тех.масла	1	1464	Неорганизованный источник	6007						100	100	100	100					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	1,625 E-05		0,00 0073	2022
001		Емкость для хранения дизельного топлива площадки скважины	1	4416	Неорганизованный источник	6008						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E -07		0,00 0005 13	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000 163		0,00 1827	2022
001		Емкость для хранения дизтоплива (вахт.поселка)	1	312	Неорганизованный источник	6009						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E -07		0,00 0002 21	2022
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000 163		0,00 0787	2022
001		Емкость хранения нефти	1	4320	Неорганизованный источник	6010						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000 1166		0,00 0206 4	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,141		0,24 93	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,052 1		0,09 22	2022
																				0602	Бензол (64)	0,000 68		0,00 1204	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000 214		0,00 0378 4	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0,000 428		0,00 0757	2022
001		Устье скважины	1	4320	Неорганизованный источник	6011						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,006 08		0,24 9631 52	2022
																				0405	Пентан (450)	0,006 01		0,24 6737 48	2022
																				0410	Метан (727*)	0,032		1,31 4192 77	2022
																				0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,008 66		0,35 5498 58	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,143 7		5,89 8498 31	2022

																				(1502*)				
001		Нефтегазовый сепаратор	1	4320	Неорганизованный источник	6012					100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00347		0,1534435	2022
																			0405	Пентан (450)	0,00343		0,1514989	2022
																			0410	Метан (727*)	0,01827		0,8071861	2022
																			0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00494		0,218319	2022
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,082		3,6243011	2022
001		Насос перекачки нефти	1	4320	Неорганизованный источник	6013					100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005		0,0001554	2022
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00604		0,1877	2022
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002232		0,0694	2022
																			0602	Бензол (64)	2,916E-05		0,000907	2022
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	9,16E-06		0,000285	2022
																			0621	Метилбензол (349)	1,833E-05		0,00057	2022
001		Емкость для отработанного масла площадки скважины	1	1464	Неорганизованный источник	6014					100	100	100	100					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	1,625E-05		0,000073	2022

Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -11, 3 - 2022 год

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов НДВ на 2023 год скважина Южная -11.

Таблица 1-7.2

Произ- водств о	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Числ о часов работ ы в году	Наименов ание источника выброса вредных веществ	Номер источн ика выброс ов на карте- схеме	Высота источн ика выброс ов, м	Диаме тр устья трубы, м	Параметры газовойздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м		Наимен ование газоочи стных установ ок, тип и меропр иятия по сокраще нию выбросо в	Ве щес тво, по кот оро му про изв оди тся газо очи стк а	Коэф фи- циен т обесп ечен- ности газо- очист кой, %	Среднеэ ксплуа- тационн ая степень очистки / максима льная степень очистки, %	Код веще ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости - жени я НДВ		
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											г/с	мг/нм3
		Наименование	Кол ичес тво, шт.						Скорост ь, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе - ратура смеси, оС	X1	Y1							X2	Y2				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ДЭС мощностью 300 кВт, промплощадки	1	1464	Выхлопна я труба	0001	1	0,08	219,38	1,1027 241	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,452	600,577	14,2 5	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,587	779,953	18,5 2	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,075 3	100,052	2,37 5	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,150 6	200,104	4,75	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,376 4	500,127	11,8 8	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,018 07	24,01	0,57	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,018 07	24,01	0,57	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,180 7	240,098	5,7	2023

001		Дизельный двигатель силового привода буровой установки, САТ 3412 DITA 485 кВт	1	1464	Выхлопная труба	0002	1	0,08	242,25	1,2176733	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3425	412,123	10,8	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,445	535,459	14,04	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0571	68,707	1,8	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,1142	137,415	3,6	2023
																				0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0,2854	343,416	9	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0137	16,485	0,432	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0137	16,485	0,432	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,137	164,849	4,32	2023
001		Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт (2 ед.)	1	1464	Выхлопная труба	0003	1	0,08	228,26	1,1473582	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1975	252,212	6,24	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,257	328,195	8,11	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0329	42,014	1,04	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0658	84,028	2,08	2023
																				0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0,1646	210,198	5,2	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0079	10,088	0,2496	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0079	10,088	0,2496	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,079	100,885	2,496	2023

001		Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт (2 ед.)	1	1464	Выхлопная труба	0004	1	0,08	179,55	0,9025 272	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,197 5	320,63	6,24	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,257	417,225	8,11	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,032 9	53,411	1,04	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,065 8	106,823	2,08	2023
																				0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0,164 6	267,219	5,2	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,007 9	12,825	0,24 96	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,007 9	12,825	0,24 96	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,079	128,252	2,49 6	2023
001		Дизельный генератор VOLVO, 200 кВт	1	1464	Выхлопная труба	0005	1	0,08	179,66	0,9030 697	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,255	413,729	8,04	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,331 5	537,848	10,4 5	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,042 5	68,955	1,34	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,085	137,91	2,68	2023
																				0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0,212 5	344,774	6,7	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,010 2	16,549	0,32 16	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,010 2	16,549	0,32 16	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,102	165,492	3,21 6	2023
001		Передвижная паровая установка (ППУ)	1	1464	Выхлопная труба	0006	1	0,08	126,39	0,6353 266	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,039 2	90,404	1,23	2023

																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,050 9	117,386	1,6	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,006 53	15,06	0,20 5	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,013 06	30,119	0,41	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,032 64	75,275	1,02 5	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,001 567	3,614	0,04 92	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,001 567	3,614	0,04 92	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,015 67	36,138	0,49 2	2023
001		ЦА-320М (цементировочн ый агрегат)	1	1464	Выхлопна я труба	0007	1	0,08	39,17	0,1969 15	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,15	1116,117	4,74	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,195	1450,952	6,16	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,025	186,02	0,79	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	372,039	1,58	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,125	930,098	3,95	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,006	44,645	0,18 96	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,006	44,645	0,18 96	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0,06	446,447	1,89 6	2023
001		Дизельный генератор, 60 кВт (резерв.)	1	1464	Дымовая труба	0008	1	0,08	39,17	0,1968 904	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,003 33	24,781	0,10 8	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,004 33	32,223	0,14 04	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,000 556	4,138	0,01 8	2023

																				(583)					
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00111	8,26	0,036	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00278	20,688	0,09	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0001333	0,992	0,00432	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0001333	0,992	0,00432	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,001333	9,92	0,0432	2023
001		Котельная установка	1	1464	Выхлопная труба	0009	1	0,08	219,38	1,1027241	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,002596	3,449	0,01428	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000422	0,561	0,00232	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00025	0,332	0,001375	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00588	7,813	0,03234	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0139	18,469	0,0765	2023
001		Котельная установка	1	1464	Выхлопная труба	0010	1	0,08	70,51	0,354447	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,000701	2,898	0,003896	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0001139	0,471	0,000633	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0000675	0,279	0,000375	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,001588	6,564	0,00882	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00375	15,502	0,02085	2023
001		ДЭС, 300 кВт (вахтовый поселок)	1	1464	Выхлопная труба	0011	1	0,08	70,51	1,1421071	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,281	360,493	8,85	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,365	468,256	11,5	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0468	60,039	1,475	2023

																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,093 6	120,079	2,95	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,234	300,197	7,38	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,011 23	14,407	0,35 4	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,011 23	14,407	0,35 4	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,112 3	144,069	3,54	2023
001		ДЭС 100 кВт (резерв)	1	1464	Выхлопная труба	0012	1	0,08	69,86	0,3511 651	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005 83	24,325	0,18 9	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 58	31,627	0,24 57	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000 972	4,056	0,03 15	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,001 944	8,111	0,06 3	2023
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,004 86	20,278	0,15 75	2023
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,000 2333	0,973	0,00 756	2023
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,000 2333	0,973	0,00 756	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,002 333	9,734	0,07 56	2023
001		Факельная установка	1	4320	Труба	0013	16,5	0,259	282,17	14,904 0751	2380,5	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,229 1652	149,451	3,56 3977 19	2023
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,152 7768	99,634	2,37 5984 79	2023
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1,864 8677	1216,184	29,0 0242 18	2023
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001 5882	1,036	0,02 4700 17	2023

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,527 768	996,343	23,7 5984 79	2023
																			0410	Метан (727*)	0,038 1942	24,909	0,59 3996 2	2023
001		Погрузочно-разгрузочные работы	1	357	Неорганизованный источник	6001					100	100	100	100					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)	0,008 4		0,03 24	2023
001		Разработка грунта экскаватором	1	357	Неорганизованный источник	6002					100	100	100	100					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)	0,005 6		0,02 16	2023
001		Емкость для хранения дизельного топлива	1	1464	Неорганизованный источник	6003					100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E -07		0,00 0004 85	2023
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000 163		0,00 1728 6	2023
001		Сварочный пост	1	96	Неорганизованный источник	6004					100	100	100	100					0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,003 64		0,00 463	2023
																			0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,000 373		0,00 0474	2023
001		Емкость для отходов бурения	1	1464	Неорганизованный источник	6005					100	100	100	100					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0,006 67		0,18 14	2023

																				265П) (10)					
001		Емкость бурового раствора	1	1464	Неорганизованный источник	6006						100	100	100	100					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01		0,272	2023
001		Емкость для тех.масла	1	1464	Неорганизованный источник	6007						100	100	100	100					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	1,625E-05		0,000073	2023
001		Емкость для хранения дизельного топлива площадки скважины	1	4416	Неорганизованный источник	6008						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E-07		0,00000513	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000163		0,001827	2023
001		Емкость для хранения дизтоплива (вахт.поселка)	1	312	Неорганизованный источник	6009						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E-07		0,00000221	2023
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000163		0,000787	2023
001		Емкость хранения нефти	1	4320	Неорганизованный источник	6010						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001166		0,0002064	2023
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,141		0,2493	2023
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0521		0,0922	2023
																				0602	Бензол (64)	0,00068		0,001204	2023
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000214		0,0003784	2023
																				0621	Метилбензол (349)	0,000428		0,000757	2023
001		Устье скважины	1	4320	Неорганизованный источник	6011						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00608		0,24963152	2023
																				0405	Пентан (450)	0,00601		0,24673748	2023
																				0410	Метан (727*)	0,032		1,314192	2023

																							77		
																				0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00866		0,35549858	2023
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1437		5,89849831	2023
001		Нефтегазовый сепаратор	1	4320	Неорганизованный источник	6012						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00347		0,1534435	2023
																				0405	Пентан (450)	0,00343		0,1514989	2023
																				0410	Метан (727*)	0,01827		0,8071861	2023
																				0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00494		0,218319	2023
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,082		3,6243011	2023
001		Насос перекачки нефти	1	4320	Неорганизованный источник	6013						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005		0,0001554	2023
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00604		0,1877	2023
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002232		0,0694	2023
																				0602	Бензол (64)	2,916E-05		0,000907	2023
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	9,16E-06		0,000285	2023
																				0621	Метилбензол (349)	1,833E-05		0,00057	2023
001		Емкость для отработанного масла площадки скважины	1	1464	Неорганизованный источник	6014						100	100	100	100					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	1,625E-05		0,000073	2023

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов НДВ на 2024 год. Скважина 3
 Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -3 - 2024 год

Таблица 1-7.3

Произ- водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Чис ло час ов раб оты в год у	Наименов ание источника выброса вредных веществ	Номер источн ика выброс ов на карте- схеме	Высота источн ика выброс ов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовойздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наимено вание газоочис тных установо к, тип и меропри ятия по сокраще нию выбросо в	Ве щес тво, по кот оро му про изв оди тся газо очи стк а	Коэф фи циен т обесп ечен ности газо- очист кой, %	Среднеэ ксплуа тационн ая степень очистки/ максима льная степень очистки, %	Код веще ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости - жени я НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника		г/с										
		Наименование	Количе ство, шт.						Скорос ть, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ДЭС мощностью 300 кВт, промплощадки	1	146 4	Выхлопна я труба	0001	1	0,08	• 2 1 9 3 8	1,1027 241	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,547	726,805	17,25	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,711	944,713	22,43	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,091 2	121,178	2,875	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,182 3	242,224	5,75	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,456	605,892	14,38	2024
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,021 9	29,099	0,69	2024
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,021 9	29,099	0,69	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель	0,219	290,988	6,9	2024

																				РПК-265П) (10)					
001		Дизельный двигатель силового привода буровой установки, САТ 3412 DITA 485 кВт	1	1464	Выхлопная труба	0002	1	0,08	242,25	1,2176733	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,4375	526,435	13,8	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,569	684,666	17,94	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0729	87,719	2,3	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,1458	175,438	4,6	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3646	438,716	11,5	2024
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0175	21,057	0,552	2024
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0175	21,057	0,552	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,175	210,574	5,52	2024
001		Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт	1	1464	Выхлопная труба	0003	1	0,08	228,26	1,1473582	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,246	314,147	7,74	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,3196	408,136	10,06	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,041	52,358	1,29	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,082	104,716	2,58	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,205	261,789	6,45	2024
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,00983	12,553	0,3096	2024
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00983	12,553	0,3096	2024

																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0983	125,531	3,096	2024
001		Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт	1	1464	Выхлопная труба	0004	1	0,08	179,55	0,9025272	127	100	100						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,246	399,367	7,74	2024
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,3196	518,852	10,06	2024
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,041	66,561	1,29	2024
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,082	133,122	2,58	2024
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,205	332,806	6,45	2024
																			1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,00983	15,958	0,3096	2024
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00983	15,958	0,3096	2024
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0983	159,584	3,096	2024
001		Дизельный генератор VOLVO, 200 кВт	1	1464	Выхлопная труба	0005	1	0,08	179,66	0,9030697	127	100	100						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,285	462,403	9	2024
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,3705	601,124	11,7	2024
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0475	77,067	1,5	2024
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,095	154,134	3	2024
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,2375	385,336	7,5	2024
																			1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0114	18,496	0,36	2024
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0114	18,496	0,36	2024
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-	0,114	184,961	3,6	2024

																				С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					
001		Передвижная паровая установка (ППУ)	1	1464	Выхлопная труба	0006	1	0,08	126,39	0,6353266	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0392	90,404	1,23	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0509	117,386	1,6	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00653	15,06	0,205	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,01306	30,119	0,41	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,03264	75,275	1,025	2024
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,001567	3,614	0,0492	2024
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,001567	3,614	0,0492	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01567	36,138	0,492	2024
001		ЦА-320М (цементировочный агрегат)	1	1464	Выхлопная труба	0007	1	0,08	39,17	0,196915	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,15	1116,117	4,74	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,195	1450,952	6,16	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,025	186,02	0,79	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	372,039	1,58	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,125	930,098	3,95	2024
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,006	44,645	0,1896	2024
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,006	44,645	0,1896	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0,06	446,447	1,896	2024

001		Дизельный генератор, 60 кВт (резерв.)	1	1464	Дымовая труба	0008	1	0,08	39,17	0,1968904	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,00333	24,781	0,108	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00433	32,223	0,1404	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000556	4,138	0,018	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00111	8,26	0,036	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00278	20,688	0,09	2024
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0001333	0,992	0,00432	2024
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0001333	0,992	0,00432	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0,001333	9,92	0,0432	2024
001		Котельная установка	1	1464	Выхлопная труба	0009	1	0,08	219,38	1,1027241	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,002596	3,449	0,01428	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000422	0,561	0,00232	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00025	0,332	0,001375	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00588	7,813	0,03234	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0139	18,469	0,0765	2024
001		Котельная установка	1	1464	Выхлопная труба	0010	1	0,08	70,51	0,354447	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,000701	2,898	0,003896	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0001139	0,471	0,000633	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0000675	0,279	0,000375	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,001588	6,564	0,00882	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00375	15,502	0,02085	2024
001		ДЭС, 300 кВт (вахтовый	1	1464	Выхлопная труба	0011	1	0,08	70,51	1,1421071	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,281	360,493	8,85	2024

		поселок)																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,365	468,256	11,5	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,046 8	60,039	1,475	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,093 6	120,079	2,95	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,234	300,197	7,38	2024
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,011 23	14,407	0,354	2024
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,011 23	14,407	0,354	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0,112 3	144,069	3,54	2024
001		ДЭС 100 кВт (резерв)	1	146 4	Выхлопна я труба	0012	1	0,08	69,86	0,3511 651	127	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005 83	24,325	0,189	2024
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 58	31,627	0,245 7	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000 972	4,056	0,031 5	2024
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,001 944	8,111	0,063	2024
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,004 86	20,278	0,157 5	2024
																				1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,000 2333	0,973	0,007 56	2024
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,000 2333	0,973	0,007 56	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0,002 333	9,734	0,075 6	2024
001		Факельная установка	1	432 0	Труба	0013	16,5	0,259	282,17	14,904 0751	2380,5	100	100							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,229 1652	149,451	3,563 9771 9	2024
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,152 7768	99,634	2,375 9847 9	2024

																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1,864 8677	1216,184	29,00 2421 8	2024
																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001 5882	1,036	0,024 7001 7	2024
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,527 768	996,343	23,75 9847 9	2024
																			0410	Метан (727*)	0,038 1942	24,909	0,593 9962	2024
001		Погрузочно-разгрузочные работы	1	357	Неорганизованный источник	6001						100	100	100	100				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)	0,008 4		0,032 4	2024
001		Разработка грунта экскаватором	1	357	Неорганизованный источник	6002						100	100	100	100				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)	0,005 6		0,021 6	2024
001		Емкость для хранения дизельного топлива	1	146 4	Неорганизованный источник	6003						100	100	100	100				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E-07		0,000 0048 5	2024
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000 163		0,001 7286	2024
001		Сварочный пост	1	96	Неорганизованный источник	6004						100	100	100	100				0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,003 64		0,004 63	2024
																			0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV)	0,000 373		0,000 474	2024

																				оксид/ (327)					
001		Емкость для отходов бурения	1	1464	Неорганизованный источник	6005						100	100	100	100					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00667		0,1814	2024
001		Емкость бурового раствора	1	1464	Неорганизованный источник	6006						100	100	100	100					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01		0,272	2024
001		Емкость для тех.масла	1	1464	Неорганизованный источник	6007						100	100	100	100					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	1,625E-05		0,000073	2024
001		Емкость для хранения дизельного топлива площадки скважины	1	4416	Неорганизованный источник	6008						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E-07		0,00000513	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000163		0,001827	2024
001		Емкость для хранения дизтоплива (вахт.поселка)	1	312	Неорганизованный источник	6009						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,57E-07		0,00000221	2024
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,000163		0,000787	2024
001		Емкость хранения нефти	1	4320	Неорганизованный источник	6010						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001166		0,0002064	2024
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,141		0,2493	2024
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0521		0,0922	2024
																				0602	Бензол (64)	0,00068		0,001204	2024
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000214		0,0003784	2024
																				0621	Метилбензол (349)	0,000428		0,000757	2024

001		Устье скважины	1	4320	Неорганизованный источник	6011						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00608		0,24963152	2024
																				0405	Пентан (450)	0,00601		0,24673748	2024
																				0410	Метан (727*)	0,032		1,31419277	2024
																				0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00866		0,35549858	2024
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1437		5,89849831	2024
001		Нефтегазовый сепаратор	1	4320	Неорганизованный источник	6012						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00347		0,1534435	2024
																				0405	Пентан (450)	0,00343		0,1514989	2024
																				0410	Метан (727*)	0,01827		0,8071861	2024
																				0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00494		0,218319	2024
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,082		3,6243011	2024
001		Насос перекачки нефти	1	4320	Неорганизованный источник	6013						100	100	100	100					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005		0,0001554	2024
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00604		0,1877	2024
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002232		0,0694	2024
																				0602	Бензол (64)	2,916E-05		0,000907	2024
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	9,16E-06		0,000285	2024
																				0621	Метилбензол (349)	1,833E-05		0,00057	2024
001		Емкость для отработанного масла площадки скважины	1	1464	Неорганизованный источник	6014						100	100	100	100					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	1,625E-05		0,000073	2024

Обоснование данных о выбросах вредных веществ

Расчет по скважине Южная 1

Источник загрязнения N 0001, Выхлопная труба

Источник выделения N 0001 01, ДЭС мощностью 300 кВт, промплощадки

Список литературы:

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

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 54.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 475$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 30 / 3600 = 0.452$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 30 / 10^3 = 14.25$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01807$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.57$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 39 / 3600 = 0.587$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 39 / 10^3 = 18.52$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 10 / 3600 = 0.1506$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 10 / 10^3 = 4.75$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 25 / 3600 = 0.3764$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 25 / 10^3 = 11.88$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 12 / 3600 = 0.1807$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 12 / 10^3 = 5.7$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01807$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.57$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ФЛМАХ}} = G_{\text{ФЛМАХ}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 54.2 \cdot 5 / 3600 = 0.0753$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{ФГГО}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 475 \cdot 5 / 10^3 = 2.375$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.452	14.25
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.587	18.52
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0753	2.375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1506	4.75
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3764	11.88
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01807	0.57
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01807	0.57
2754	Алканы C12-C19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1807	5.7

Источник загрязнения N 0002, Выхлопная труба

Источник выделения N 0002 02, Дизельный двигатель силового привода буровой установки, CAT 3412 DITA 485 кВт

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{\text{ФЛМАХ}} = 41.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{ФГГО}} = 360$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ФЛМАХ}} = G_{\text{ФЛМАХ}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.1 \cdot 30 / 3600 = 0.3425$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{ФГГО}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 360 \cdot 30 / 10^3 = 10.8$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ФЛМАХ}} = G_{\text{ФЛМАХ}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{ФГГО}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 360 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.432$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ФЛМАХ}} = G_{\text{ФЛМАХ}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.1 \cdot 39 / 3600 = 0.445$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{ФГГО}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 360 \cdot 39 / 10^3 = 14.04$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ФЛМАХ}} = G_{\text{ФЛМАХ}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.1 \cdot 10 / 3600 = 0.1142$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{ФГГО}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 360 \cdot 10 / 10^3 = 3.6$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.1 \cdot 25 / 3600 = 0.2854$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 360 \cdot 25 / 10^3 = 9$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.1 \cdot 12 / 3600 = 0.137$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 360 \cdot 12 / 10^3 = 4.32$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 360 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.1 \cdot 5 / 3600 = 0.0571$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 360 \cdot 5 / 10^3 = 1.8$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3425	10.8
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.445	14.04
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0571	1.8
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1142	3.6
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.2854	9
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0137	0.432
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0137	0.432
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.137	4.32

Источник загрязнения N 0003, Выхлопная труба

Источник выделения N 0003 03, Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт (2 ед.)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 23.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 208$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 23.7 \cdot 30 / 3600 = 0.1975$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 208 \cdot 30 / 10^3 = 6.24$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 23.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0079$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 208 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 39 / 3600 = 0.257$

Валовый выброс, т/год, $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 39 / 10^3 = 8.11$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0658$

Валовый выброс, т/год, $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 10 / 10^3 = 2.08$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1646$

Валовый выброс, т/год, $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 25 / 10^3 = 5.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 12 / 3600 = 0.079$

Валовый выброс, т/год, $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 12 / 10^3 = 2.496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0079$

Валовый выброс, т/год, $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0329$

Валовый выброс, т/год, $M_э = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 5 / 10^3 = 1.04$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1975	6.24
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.257	8.11
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0329	1.04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0658	2.08
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1646	5.2
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0079	0.2496
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0079	0.2496
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.079	2.496

Источник загрязнения N 0004, Выхлопная труба

Источник выделения N 0004 04, Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт (2 ед.)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 23.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 208$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 30 / 3600 = 0.1975$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 30 / 10^3 = 6.24$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0079$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 39 / 3600 = 0.257$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 39 / 10^3 = 8.11$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0658$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 10 / 10^3 = 2.08$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1646$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 25 / 10^3 = 5.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 12 / 3600 = 0.079$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 12 / 10^3 = 2.496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0079$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0329$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 5 / 10^3 = 1.04$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1975	6.24

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.257	8.11
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0329	1.04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0658	2.08
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1646	5.2
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0079	0.2496
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0079	0.2496
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.079	2.496

Источник загрязнения N 0005,

Источник выделения N 0005 04, Дизельный генератор VOLVO, 200 кВт

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 30.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 268$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 30.6 \cdot 30 / 3600 = 0.255$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 268 \cdot 30 / 10^3 = 8.04$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 30.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0102$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 268 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.3216$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 30.6 \cdot 39 / 3600 = 0.3315$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 268 \cdot 39 / 10^3 = 10.45$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 30.6 \cdot 10 / 3600 = 0.085$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 268 \cdot 10 / 10^3 = 2.68$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 30.6 \cdot 25 / 3600 = 0.2125$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 268 \cdot 25 / 10^3 = 6.7$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 30.6 \cdot 12 / 3600 = 0.102$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 268 \cdot 12 / 10^3 = 3.216$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 30.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0102$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 268 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.3216$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 30.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0425$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 268 \cdot 5 / 10^3 = 1.34$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.255	8.04
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3315	10.45
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0425	1.34
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.085	2.68
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.2125	6.7
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0102	0.3216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0102	0.3216
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.102	3.216

Источник загрязнения N 0006, Выхлопная труба

Источник выделения N 0006 06, Передвижная паровая установка (ППУ)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 4.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 41$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 30 / 3600 = 0.0392$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 30 / 10^3 = 1.23$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001567$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 39 / 3600 = 0.0509$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 39 / 10^3 = 1.6$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 10 / 3600 = 0.01306$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 10 / 10^3 = 0.41$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 4.7 \cdot 25 / 3600 = 0.03264$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 41 \cdot 25 / 10^3 = 1.025$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 4.7 \cdot 12 / 3600 = 0.01567$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 41 \cdot 12 / 10^3 = 0.492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 4.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001567$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 4.7 \cdot 5 / 3600 = 0.00653$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 41 \cdot 5 / 10^3 = 0.205$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0392	1.23
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0509	1.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00653	0.205
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01306	0.41
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03264	1.025
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001567	0.0492
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001567	0.0492
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01567	0.492

Источник загрязнения N 0007, Выхлопная труба

Источник выделения N 0007 07, ЦА-320М (цементируемый агрегат)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 18$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 158$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 18 \cdot 30 / 3600 = 0.15$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 158 \cdot 30 / 10^3 = 4.74$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 3600 = 18 \cdot 1.2 / 3600 = 0.006$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 10^3 = 158 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1896$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{г}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 3600 = 18 \cdot 39 / 3600 = 0.195$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 10^3 = 158 \cdot 39 / 10^3 = 6.16$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{г}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 3600 = 18 \cdot 10 / 3600 = 0.05$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 10^3 = 158 \cdot 10 / 10^3 = 1.58$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{г}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 3600 = 18 \cdot 25 / 3600 = 0.125$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 10^3 = 158 \cdot 25 / 10^3 = 3.95$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{г}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 3600 = 18 \cdot 12 / 3600 = 0.06$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 10^3 = 158 \cdot 12 / 10^3 = 1.896$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{г}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 3600 = 18 \cdot 1.2 / 3600 = 0.006$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 10^3 = 158 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1896$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{г}} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 3600 = 18 \cdot 5 / 3600 = 0.025$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{гжм}} \cdot E_{\text{г}} / 10^3 = 158 \cdot 5 / 10^3 = 0.79$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.15	4.74
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.195	6.16
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.025	0.79
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05	1.58
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.125	3.95
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.006	0.1896
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006	0.1896
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.06	1.896

Источник загрязнения N 0008, Дымовая труба

Источник выделения N 0008 08, Дизельный генератор, 60 кВт (резерв.)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 0.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 3.6$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 30 / 3600 = 0.00333$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 30 / 10^3 = 0.108$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0001333$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 39 / 3600 = 0.00433$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 39 / 10^3 = 0.1404$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 10 / 3600 = 0.00111$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 10 / 10^3 = 0.036$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 25 / 3600 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 25 / 10^3 = 0.09$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 12 / 3600 = 0.001333$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 12 / 10^3 = 0.0432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0001333$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 5 / 3600 = 0.000556$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 5 / 10^3 = 0.018$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00333	0.108

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00433	0.1404
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.000556	0.018
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00111	0.036
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.00278	0.09
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0001333	0.00432
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0001333	0.00432
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001333	0.0432

Источник загрязнения N 0009, Выхлопная труба

Источник выделения N 0009 09, Котельная установка (2 ед.)

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 паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 5.5**

Расход топлива, г/с, **BG = 1**

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 тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 60**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 60**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0759**

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} = 0.0759 · (60 / 60)^{0.25} = 0.0759**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 5.5 · 42.75 · 0.0759 · (1-0) = 0.01785**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 1 · 42.75 · 0.0759 · (1-0) = 0.003245**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.01785 = 0.01428**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.003245 = 0.002596**

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.01785 = 0.00232**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.003245 = 0.000422**

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), $NSO_2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H_2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $\underline{M} = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BT = 0.02 \cdot 5.5 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 5.5 = 0.03234$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $\underline{G} = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BG = 0.02 \cdot 1 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 1 = 0.00588$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q_4 = 0$

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), $\underline{M} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 5.5 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0765$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $\underline{G} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 1 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0139$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $\underline{M} = BT \cdot AR \cdot F = 5.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.001375$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $\underline{G} = BG \cdot A1R \cdot F = 1 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00025$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.002596	0.01428
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000422	0.00232
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00025	0.001375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00588	0.03234
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0139	0.0765

Источник загрязнения N 0010, Выхлопная труба

Источник выделения N 0010 09, Котельная установка

Вид топлива, $K_3 = \text{Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)}$

Расход топлива, т/год, $BT = 1.5$

Расход топлива, г/с, $BG = 0.27$

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 тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 60$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF = 60$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.0759$

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

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0759 \cdot (60 / 60)^{0.25} = 0.0759$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 1.5 \cdot 42.75 \cdot 0.0759 \cdot (1-0) = 0.00487$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 0.27 \cdot 42.75 \cdot 0.0759 \cdot (1-0) = 0.000876$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_{\text{—}} = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.00487 = 0.003896$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_{\text{—}} = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.000876 = 0.000701$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_{\text{—}} = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.00487 = 0.000633$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_{\text{—}} = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.000876 = 0.0001139$

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), $M_{\text{—}} = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 1.5 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 1.5 = 0.00882$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_{\text{—}} = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 0.27 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 0.27 = 0.001588$

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), $Q3 = 0.5$

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), $M_{\text{—}} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 1.5 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.02085$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_{\text{—}} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 0.27 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.00375$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_{\text{—}} = BT \cdot AR \cdot F = 1.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.000375$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_{\text{—}} = BG \cdot AIR \cdot F = 0.27 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0000675$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000701	0.003896
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001139	0.000633

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0000675	0.000375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.001588	0.00882
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00375	0.02085

Источник загрязнения N 0011, Выхлопная труба

Источник выделения N 0011 09, ДЭС, 300 кВт (вахтовый поселок)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 33.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 295$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 30 / 3600 = 0.281$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 30 / 10^3 = 8.85$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01123$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.354$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 39 / 3600 = 0.365$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 39 / 10^3 = 11.5$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0936$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 10 / 10^3 = 2.95$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 25 / 3600 = 0.234$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 25 / 10^3 = 7.38$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 12 / 3600 = 0.1123$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 12 / 10^3 = 3.54$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01123$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.354$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0468$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 295 \cdot 5 / 10^3 = 1.475$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.281	8.85
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.365	11.5
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0468	1.475
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0936	2.95
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.234	7.38
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01123	0.354
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01123	0.354
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1123	3.54

Источник загрязнения N 0012, Выхлопная труба

Источник выделения N 0012 10, ДЭС 100 кВт (резерв)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{\text{FJMAX}} = 0.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 6.3$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.7 \cdot 30 / 3600 = 0.00583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6.3 \cdot 30 / 10^3 = 0.189$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0002333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00756$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.7 \cdot 39 / 3600 = 0.00758$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6.3 \cdot 39 / 10^3 = 0.2457$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.7 \cdot 10 / 3600 = 0.001944$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6.3 \cdot 10 / 10^3 = 0.063$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.7 \cdot 25 / 3600 = 0.00486$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6.3 \cdot 25 / 10^3 = 0.1575$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 12 / 3600 = 0.002333$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.3 \cdot 12 / 10^3 = 0.0756$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0002333$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00756$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 5 / 3600 = 0.000972$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.3 \cdot 5 / 10^3 = 0.0315$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00583	0.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00758	0.2457
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.000972	0.0315
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.001944	0.063
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00486	0.1575
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0002333	0.00756
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0002333	0.00756
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.002333	0.0756

Источник загрязнения N 0013, Труба

Источник выделения N 0013 11, Факельная установка

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.

Площадка: ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -1 - 2022 год

Цех: Подготовительные работы по испытанию скважины, испытание объектов

Источник: 0016

Наименование: Факельная установка

Тип: Высотная

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(CH4)	64	35.5888634	16.043	0.7162

Этан(C ₂ H ₆)	4.99	5.20094828	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	9.22	14.0925157	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	9.22	18.5752632	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	9.22	23.0580107	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.25	2.18492839	28.016	1.2507
Сероводород(H ₂ S)	1.1	1.29947018	34.082	1.5215

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **28.8503734**

Плотность сжигаемой смеси ***R_o***, кг/м³: **0.825**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.203961$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.203961 * (800 + 273) / 28.8503734)^{0.5} = 612.281934$$

где ***T_o*** - температура смеси, град.С;

Объемный расход ***B***, м³/с: **0.092592**

Скорость истечения смеси ***W_{ист}***, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.092592 / (3.141592654 * 0.1^2) = 11.78917959$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.092592 * 0.825 = 76.3884$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. ***W_{ист} / W_{зв}*** = 0.019254495 < 0.2, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси ***n***: **0.9984**

Массовое содержание углерода ***[C]_м***, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 28.8503734) = 76.79068722$$

где ***x_i*** - число атомов углерода;

[нег]_o - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной ***[нег]_o*** можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи ***M_i***, г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где ***UB_i*** - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	1.5277680
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.2291652
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0381942
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1527768

Мощность выброса диоксида углерода ***M_{co2}***, г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 76.3884000 * (3.67 * 0.9984000 * 76.7906872 + 0.0000000) - 1.5277680 - 0.0381942 - 0.1527768 = 213.2159951$$

где ***[CO2]_м*** - 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]_м***, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.066 * x_i / M_s) = 1.222604627$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 1.222604627 * 76.3884 * 0.9984 = 1.864867655$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 1.299470183 * 76.3884 * (1-0.9984) = 0.001588231$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 64 + 152 * 4.99 + 218 * 9.22 + 283 * 9.22 + 349 * 9.22 + 56 * 1.1 = 14129.08$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (28.8503734)^{0.5} = 0.257820209$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 1.1 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 15.560678$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 15.560678 = 16.560678$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (14129.08 * (1-0.257820209) * 0.9984) / (16.560678 * 0.4) = 2380.481718$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (14129.08 * (1-0.257820209) * 0.9984) / (16.560678 * 0.4) = 2380.481718$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.092592 * 16.560678 * (273 + 2380.481718) / 273 = 14.90407512$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\phi n} + h_e = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 14.90407512 / 0.259^2 = 282.168951$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * t * M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **4320**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	1.527768	23.75984794
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2291652	3.56397719
0410	Метан (727*)	0.0381942	0.593996198
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1527768	2.375984794
0380	Диоксид углерода	213.2159951	3315.935155
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1.864867655	29.00242178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001588231	0.024700171

Источник загрязнения N 6001, Неорганизованный источник Источник выделения N 6001 12, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

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

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.9.1), $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.9.2), $K1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла (табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.9.5), $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.07$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 0.07 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0084$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0084	0.0324

Источник загрязнения N 6002, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6002 13, Разработка грунта экскаватором

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песчаник

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.9.1), $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.9.2), $K1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла (табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.9.5), $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 360$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.07$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 360 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0216$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 360 \cdot 0.07 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0056$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0056	0.0216

Источник загрязнения N 6003, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6003 14, Емкость для хранения дизельного топлива

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C** = 3.92

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY** = 2.36

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ** = 303.95

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY** = 3.15

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL** = 303.95

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC** = 1.5

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

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI** = 25

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

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM** = 0.1

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR** = 0.1

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI** = 0.27

GHR = **GHRI** + **GHRI** · **KNP** · **NR** = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR** = 0.1

Коэффициент, **KPMAX** = 0.1

Общий объем резервуаров, м³, **V** = 50

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR** = 0.001566

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G** = **C** · **KPMAX** · **VC** / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M** = (**YY** · **BOZ** + **YYY** · **BVL**) · **KPMAX** · 10⁻⁶ + **GHR** = (2.36 · 303.95 + 3.15 · 303.95) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001733

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 · 0.001733 / 100 = 0.0017286

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G** = **CI** · **G** / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163

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 · 0.001733 / 100 = 0.00000485

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G** = **CI** · **G** / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000485
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0017286

Источник загрязнения N 6004, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6004 17, Сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): АНО-3

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 300**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.85**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 17**
в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 15.42**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6 = 15.42 \cdot 300 / 10^6 = 0.00463$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 15.42 \cdot 0.85 / 3600 = 0.00364$**

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.58**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6 = 1.58 \cdot 300 / 10^6 = 0.000474$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.58 \cdot 0.85 / 3600 = 0.000373$**

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00364	0.00463
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000373	0.000474

Источник загрязнения N 6007, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6007 20, Емкость для тех.масла

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 = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 3**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 3**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
 Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 20**
 Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В
 Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный
 Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**
 Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**
 Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**
 $GHR = GHRI + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$
 Коэффициент, **KPSR = 0.1**
 Коэффициент, **KPMAX = 0.1**
 Общий объем резервуаров, м³, **V = 20**
 Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.0000729**
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 1.25 + 0.25 \cdot 1.25) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000730

Источник загрязнения N 6008, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6008 21, Емкость для хранения дизельного топлива

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: третья - южные области РК (прил. 17)
 Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**
 Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 482.6**
 Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 482.6**
 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1.5**
 Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**
 Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
 Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 25**
 Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В
 Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный
 Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**
 Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**
 Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 482.6 + 3.15 \cdot 482.6) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.001832$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001832 / 100 = 0.001827$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001832 / 100 = 0.00000513$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000513
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0018270

Источник загрязнения N 6009, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6009 22, Емкость для хранения дизтоплива (вахт.поселка)

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 10.65$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 10.65$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 20$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $Kpsr$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 20**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 10.65 + 3.15 · 10.65) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000789**

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 · 0.000789 / 100 = 0.000787**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

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 · 0.000789 / 100 = 0.00000221**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000221
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0007870

Источник загрязнения N 6010, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6010 23, Емкость хранения нефти

Список литературы:

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 = -20**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.13**

KTMIN = 0.13

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 50**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.09**

KTMAX = 1.09

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 = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м³/час, **QZ = 40**

Производительность откачки, м³/час, **QOT = 40**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 22540**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.8672**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 22540 / (0.8672 · 50) = 519.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VC_{MAX} = 40$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 48$

, $P = 48$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KT_{MAX} \cdot KB + KT_{MIN}) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 48 \cdot 57 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 22540 / (10^7 \cdot 0.8672) = 0.344$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KT_{MAX} \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VC_{MAX}) / 10^4 = (0.163 \cdot 48 \cdot 57 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 0.1944$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.344 / 100 = 0.2493$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1944 / 100 = 0.141$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.344 / 100 = 0.0922$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1944 / 100 = 0.0521$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.344 / 100 = 0.001204$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1944 / 100 = 0.00068$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.344 / 100 = 0.000757$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1944 / 100 = 0.000428$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.344 / 100 = 0.0003784$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1944 / 100 = 0.000214$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.344 / 100 = 0.0002064$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1944 / 100 = 0.0001166$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001166	0.0002064
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1410000	0.2493000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0521000	0.0922000
0602	Бензол (64)	0.0006800	0.0012040
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002140	0.0003784
0621	Метилбензол (349)	0.0004280	0.0007570

Источник загрязнения N 6011, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6011 24, Устье скважины

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 (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли

единицы (Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.07 * 0.006588 * 10 = 0.00461$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00461 / 3.6 = 0.00128$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.00128 * 63.39 / 100 = 0.000811$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.000811 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00427$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.00128 * 14.12 / 100 =$

0.0001807

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.0001807 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00095

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.00128 * 3.82 / 100 =$

0.0000489

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000489 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00026

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.00128 * 2.65 / 100 =$

0.0000339

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000339 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00018

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.00128 * 2.68 / 100 =$

0.0000343

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000343 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00018

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.35 * 0.111024 * 1 =$

0.03886

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03886 / 3.6 = 0.0108$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 63.39 / 100 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00685 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0361$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый

выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 14.12 / 100 = 0.001525$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.001525 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00803$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый

выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 3.82 / 100 = 0.0004126$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0004126 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00218$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 2.65 / 100 = 0.000286$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000286 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00151$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 2.68 / 100 = 0.0002894$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0002894 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00152$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.02 * 0.000288 * 17 = 0.000098$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000098 / 3.6 = 0.0000272$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 63.39 / 100 = 0.00001724$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00001724 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00009$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 14.12 / 100 = 0.00000384$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000384 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000202$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 3.82 / 100 = 0.00000104$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000104 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00000085$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 2.65 / 100 = 0.000000721$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000000721 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00000038$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 2.68 / 100 = 0.000000729$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000000729 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000038$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	10	4320
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	1	4320
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	4320

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00608	0.24963152
0405	Пентан (458)	0.00601	0.24673748
0410	Метан (734*)	0.032	1.31419277
0412	Изобутан (282)	0.00866	0.35549858
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.1437	5.89849831

Источник загрязнения N 6012, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6012 25, Нефтегазовый сепаратор

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 (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с (Прил. Б1), $Q = 0.006588$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил. Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.07 * 0.006588 * 18 = 0.0083$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0083 / 3.6 = 0.002306$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 63.39 / 100 = 0.001462$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.001462 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00771$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 14.12 / 100 = 0.0003256$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0003256 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00171$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 3.82 / 100 = 0.0000881$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000881 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00046$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 2.65 / 100 = 0.0000611$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000611 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00032$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 2.68 / 100 = 0.0000618$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000618 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00033$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.35 * 0.111024 * 1 = 0.03886$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03886 / 3.6 = 0.0108$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 63.39 / 100 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00685 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0361$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 14.12 / 100 = 0.001525$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.001525 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00804$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 3.82 / 100 = 0.0004126$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0004126 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00218$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 2.65 / 100 = 0.000286$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000286 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00151$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 2.68 / 100 = 0.0002894$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0002894 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00152$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 45$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.02 * 0.000288 * 45 = 0.000259$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000259 / 3.6 = 0.000072$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 63.39 / 100 = 0.0000456$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000456 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00024$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 14.12 / 100 = 0.00001017$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00001017 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.000054$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 3.82 / 100 = 0.00000275$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000275 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000145$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 2.65 / 100 = 0.000001908$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000001908 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000101$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 2.68 / 100 = 0.00000193$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000193 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000102$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	4320
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	1	4320

Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	45	4320

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00347	0.1534435
0405	Пентан (458)	0.00343	0.1514989
0410	Метан (734*)	0.01827	0.8071861
0412	Изобутан (282)	0.00494	0.2183190
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.082	3.6243011

Источник загрязнения N 6013, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6013 26, Насос перекачки нефти

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

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 4320$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 2 \cdot 4320) / 1000 = 0.259$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.259 / 100 = 0.1877$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.259 / 100 = 0.0694$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.259 / 100 = 0.000907$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.259 / 100 = 0.00057$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.259 / 100 = 0.000285$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.259 / 100 = 0.0001554$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000050	0.0001554
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0060400	0.1877000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0022320	0.0694000
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.0009070
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002850
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.0005700

Источник загрязнения N 6014, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6014 27, Емкость для отработанного масла площадки скважины

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, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 1.25$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1.25$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 20$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 20$

Сумма $Ghri \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 1.25 + 0.25 \cdot 1.25) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000730

Расчет по скважине Южная 11

Источник загрязнения N 0001, Выхлопная труба

Источник выделения N 0001 01, ДЭС мощностью 300 кВт, промплощадки

Список литературы:

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

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 54.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 475$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 54.2 \cdot 30 / 3600 = 0.452$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 475 \cdot 30 / 10^3 = 14.25$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 54.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01807$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 475 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.57$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 54.2 \cdot 39 / 3600 = 0.587$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 475 \cdot 39 / 10^3 = 18.52$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 54.2 \cdot 10 / 3600 = 0.1506$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 475 \cdot 10 / 10^3 = 4.75$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 54.2 \cdot 25 / 3600 = 0.3764$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 475 \cdot 25 / 10^3 = 11.88$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 12 / 3600 = 0.1807$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 12 / 10^3 = 5.7$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01807$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.57$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 54.2 \cdot 5 / 3600 = 0.0753$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 475 \cdot 5 / 10^3 = 2.375$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.452	14.25
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.587	18.52
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0753	2.375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1506	4.75
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3764	11.88
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01807	0.57
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01807	0.57
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1807	5.7

Источник загрязнения N 0002, Выхлопная труба

Источник выделения N 0002 02, Дизельный двигатель силового привода буровой установки, CAT 3412 DITA 485 кВт

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 41.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 360$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 41.1 \cdot 30 / 3600 = 0.3425$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 360 \cdot 30 / 10^3 = 10.8$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 41.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 360 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.432$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 41.1 \cdot 39 / 3600 = 0.445$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 360 \cdot 39 / 10^3 = 14.04$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 41.1 \cdot 10 / 3600 = 0.1142$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 360 \cdot 10 / 10^3 = 3.6$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 41.1 \cdot 25 / 3600 = 0.2854$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 360 \cdot 25 / 10^3 = 9$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 41.1 \cdot 12 / 3600 = 0.137$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 360 \cdot 12 / 10^3 = 4.32$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 41.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0137$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 360 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.432$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 41.1 \cdot 5 / 3600 = 0.0571$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 360 \cdot 5 / 10^3 = 1.8$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3425	10.8
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.445	14.04
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0571	1.8
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1142	3.6
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2854	9
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0137	0.432
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0137	0.432
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.137	4.32

Источник загрязнения N 0003, Выхлопная труба

Источник выделения N 0003 03, Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт (2 ед.)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 23.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 208$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 30 / 3600 = 0.1975$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 30 / 10^3 = 6.24$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0079$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 39 / 3600 = 0.257$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 39 / 10^3 = 8.11$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0658$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 10 / 10^3 = 2.08$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1646$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 25 / 10^3 = 5.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 12 / 3600 = 0.079$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 12 / 10^3 = 2.496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0079$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0329$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 5 / 10^3 = 1.04$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1975	6.24
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.257	8.11
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0329	1.04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0658	2.08

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1646	5.2
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0079	0.2496
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0079	0.2496
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.079	2.496

Источник загрязнения N 0004, Выхлопная труба

Источник выделения N 0004 04, Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт (2 ед.)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 23.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 208$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 30 / 3600 = 0.1975$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 30 / 10^3 = 6.24$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0079$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 39 / 3600 = 0.257$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 39 / 10^3 = 8.11$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0658$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 10 / 10^3 = 2.08$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1646$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 25 / 10^3 = 5.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 12 / 3600 = 0.079$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 208 \cdot 12 / 10^3 = 2.496$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 23.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0079$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 208 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2496$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 23.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0329$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 208 \cdot 5 / 10^3 = 1.04$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1975	6.24
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.257	8.11
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0329	1.04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0658	2.08
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1646	5.2
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0079	0.2496
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0079	0.2496
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.079	2.496

Источник загрязнения N 0005,

Источник выделения N 0005 04, Дизельный генератор VOLVO, 200 кВт

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{\text{FJMAX}} = 30.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 268$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 30.6 \cdot 30 / 3600 = 0.255$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 268 \cdot 30 / 10^3 = 8.04$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 30.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0102$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 268 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.3216$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 30.6 \cdot 39 / 3600 = 0.3315$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 268 \cdot 39 / 10^3 = 10.45$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 30.6 \cdot 10 / 3600 = 0.085$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 268 \cdot 10 / 10^3 = 2.68$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 30.6 \cdot 25 / 3600 = 0.2125$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 268 \cdot 25 / 10^3 = 6.7$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 30.6 \cdot 12 / 3600 = 0.102$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 268 \cdot 12 / 10^3 = 3.216$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 30.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0102$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 268 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.3216$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 30.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0425$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 268 \cdot 5 / 10^3 = 1.34$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.255	8.04
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3315	10.45
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0425	1.34
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.085	2.68
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.2125	6.7
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0102	0.3216
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0102	0.3216
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.102	3.216

Источник загрязнения N 0006, Выхлопная труба

Источник выделения N 0006 06, Передвижная паровая установка (ППУ)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 4.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 41$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 4.7 \cdot 30 / 3600 = 0.0392$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 41 \cdot 30 / 10^3 = 1.23$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 4.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001567$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 39 / 3600 = 0.0509$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 39 / 10^3 = 1.6$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 10 / 3600 = 0.01306$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 10 / 10^3 = 0.41$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 25 / 3600 = 0.03264$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 25 / 10^3 = 1.025$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 12 / 3600 = 0.01567$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 12 / 10^3 = 0.492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001567$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 5 / 3600 = 0.00653$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 5 / 10^3 = 0.205$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0392	1.23
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0509	1.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00653	0.205
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01306	0.41
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03264	1.025
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001567	0.0492
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001567	0.0492
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01567	0.492

Источник загрязнения N 0007, Выхлопная труба

Источник выделения N 0007 07, ЦА-320М (цементировочный агрегат)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 18$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 158$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 30 / 3600 = 0.15$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 30 / 10^3 = 4.74$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 1.2 / 3600 = 0.006$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1896$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 39 / 3600 = 0.195$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 39 / 10^3 = 6.16$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 10 / 3600 = 0.05$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 10 / 10^3 = 1.58$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 25 / 3600 = 0.125$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 25 / 10^3 = 3.95$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 12 / 3600 = 0.06$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 12 / 10^3 = 1.896$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 1.2 / 3600 = 0.006$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1896$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 5 / 3600 = 0.025$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 5 / 10^3 = 0.79$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.15	4.74
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.195	6.16
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.025	0.79
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05	1.58

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.125	3.95
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.006	0.1896
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006	0.1896
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.06	1.896

Источник загрязнения N 0008, Дымовая труба

Источник выделения N 0008 08, Дизельный генератор, 60 кВт (резерв.)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 0.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 3.6$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 30 / 3600 = 0.00333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 30 / 10^3 = 0.108$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0001333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 39 / 3600 = 0.00433$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 39 / 10^3 = 0.1404$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 10 / 3600 = 0.00111$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 10 / 10^3 = 0.036$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 25 / 3600 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 25 / 10^3 = 0.09$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 12 / 3600 = 0.001333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 12 / 10^3 = 0.0432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0001333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.4 \cdot 5 / 3600 = 0.000556$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 3.6 \cdot 5 / 10^3 = 0.018$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00333	0.108
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00433	0.1404
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.000556	0.018
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00111	0.036
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00278	0.09
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0001333	0.00432
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0001333	0.00432
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001333	0.0432

Источник загрязнения N 0009, Выхлопная труба

Источник выделения N 0009 09, Котельная установка (2 ед.)

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 паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 5.5**

Расход топлива, г/с, **BG = 1**

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 тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 60**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 60**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0759**

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} = 0.0759 · (60 / 60)^{0.25} = 0.0759**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 5.5 · 42.75 · 0.0759 · (1-0) = 0.01785**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 1 · 42.75 · 0.0759 · (1-0) = 0.003245**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $\underline{M}_- = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.01785 = 0.01428$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $\underline{G}_- = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.003245 = 0.002596$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, $\underline{M}_- = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.01785 = 0.00232$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $\underline{G}_- = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.003245 = 0.000422$

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), $NSO_2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H_2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $\underline{M}_- = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BT = 0.02 \cdot 5.5 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 5.5 = 0.03234$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $\underline{G}_- = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BG = 0.02 \cdot 1 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 1 = 0.00588$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q_4 = 0$

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), $\underline{M}_- = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 5.5 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0765$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $\underline{G}_- = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 1 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0139$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $\underline{M}_- = BT \cdot AR \cdot F = 5.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.001375$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $\underline{G}_- = BG \cdot AIR \cdot F = 1 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00025$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.002596	0.01428
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000422	0.00232
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00025	0.001375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00588	0.03234
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0139	0.0765

Источник загрязнения N 0010, Выхлопная труба

Источник выделения N 0010 09, Котельная установка

Вид топлива, $K_3 =$ Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)

Расход топлива, т/год, $BT = 1.5$

Расход топлива, г/с, $BG = 0.27$

Марка топлива, $M =$ **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 тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 60$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF = 60$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.0759$

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

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0759 \cdot (60 / 60)^{0.25} = 0.0759$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 1.5 \cdot 42.75 \cdot 0.0759 \cdot (1-0) = 0.00487$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 0.27 \cdot 42.75 \cdot 0.0759 \cdot (1-0) = 0.000876$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $_M = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.00487 = 0.003896$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $_G = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.000876 = 0.000701$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, $_M = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.00487 = 0.000633$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $_G = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.000876 = 0.0001139$

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), $_M = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 1.5 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 1.5 = 0.00882$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $_G = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 0.27 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 0.27 = 0.001588$

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), $Q3 = 0.5$

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), $_M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 1.5 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.02085$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $_G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 0.27 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.00375$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M = BT \cdot AR \cdot F = 1.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.000375$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AIR \cdot F = 0.27 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0000675$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000701	0.003896
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001139	0.000633
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0000675	0.000375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.001588	0.00882
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.00375	0.02085

Источник загрязнения N 0011, Выхлопная труба

Источник выделения N 0011 09, ДЭС, 300 кВт (вахтовый поселок)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 33.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 295$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 30 / 3600 = 0.281$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 30 / 10^3 = 8.85$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01123$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.354$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 39 / 3600 = 0.365$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 39 / 10^3 = 11.5$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0936$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 10 / 10^3 = 2.95$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 25 / 3600 = 0.234$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 25 / 10^3 = 7.38$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 12 / 3600 = 0.1123$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 12 / 10^3 = 3.54$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01123$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.354$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0468$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 295 \cdot 5 / 10^3 = 1.475$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.281	8.85
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.365	11.5
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0468	1.475
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0936	2.95
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.234	7.38
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01123	0.354
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01123	0.354
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1123	3.54

Источник загрязнения N 0012, Выхлопная труба

Источник выделения N 0012 10, ДЭС 100 кВт (резерв)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 0.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 6.3$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 30 / 3600 = 0.00583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.3 \cdot 30 / 10^3 = 0.189$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0002333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00756$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 39 / 3600 = 0.00758$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.3 \cdot 39 / 10^3 = 0.2457$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 10 / 3600 = 0.001944$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.3 \cdot 10 / 10^3 = 0.063$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 0.7 \cdot 25 / 3600 = 0.00486$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.3 \cdot 25 / 10^3 = 0.1575$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 0.7 \cdot 12 / 3600 = 0.002333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.3 \cdot 12 / 10^3 = 0.0756$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 0.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0002333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00756$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 0.7 \cdot 5 / 3600 = 0.000972$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.3 \cdot 5 / 10^3 = 0.0315$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00583	0.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00758	0.2457
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.000972	0.0315
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.001944	0.063
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.00486	0.1575
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0002333	0.00756
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0002333	0.00756
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.002333	0.0756

Источник загрязнения N 0013, Труба

Источник выделения N 0013 11, Факельная установка

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.

Площадка: ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -11 - 2023 год

Цех: Подготовительные работы по испытанию скважины, испытание объектов

Источник: 0013

Наименование: Факельная установка

Тип: Высотная

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)	64	35.5888634	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.99	5.20094828	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	9.22	14.0925157	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	9.22	18.5752632	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	9.22	23.0580107	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.25	2.18492839	28.016	1.2507
Сероводород(H ₂ S)	1.1	1.29947018	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **28.8503734**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.825**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.203961$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.203961 * (800 + 273) / 28.8503734)^{0.5} = 612.281934$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.092592**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.092592 / (3.141592654 * 0.1^2) = 11.78917959$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.092592 * 0.825 = 76.3884$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.019254495 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{((100 - [нег]_o) * M)} = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{((100 - 0) * 28.8503734)} =$$

$$76.79068722$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	1.5277680
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.2291652
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0381942
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1527768

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 76.3884000 * (3.67 * 0.9984000 * 76.7906872 + 0.0000000) - 1.5277680 - 0.0381942 - 0.1527768 = 213.2159951$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s)}{\sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s)} = 1.222604627$$

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):

$$M_{SO_2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 1.222604627 * 76.3884 * 0.9984 = 1.864867655$$

Мощность выброса сероводорода M_{H_2S} , г/с (8):

$$M_{H_2S} = 0.01 * [H_2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 1.299470183 * 76.3884 * (1-0.9984) = 0.001588231$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 64 + 152 * 4.99 + 218 * 9.22 + 283 * 9.22 + 349 * 9.22 + 56 * 1.1 = 14129.08$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (28.8503734)^{0.5} = 0.257820209$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 1.1 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 15.560678$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газозвушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 15.560678 = 16.560678$$

Предварительная теплоемкость газозвушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (14129.08 * (1-0.257820209) * 0.9984) / (16.560678 * 0.4) = 2380.481718$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газозвушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{из} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (14129.08 * (1-0.257820209) * 0.9984) / (16.560678 * 0.4) = 2380.481718$$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.092592 * 16.560678 * (273 + 2380.481718) / 273 = 14.90407512$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 14.90407512 / 0.259^2 = 282.168951$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **4320**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	1.527768	23.75984794
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2291652	3.56397719
0410	Метан (727*)	0.0381942	0.593996198
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1527768	2.375984794
0380	Диоксид углерода	213.2159951	3315.935155
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1.864867655	29.00242178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001588231	0.024700171

Источник загрязнения N 6001, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6001 12, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

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

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.07$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 0.07 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0084$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0084	0.0324

Источник загрязнения N 6002, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6002 13, Разработка грунта экскаватором

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песчаник

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 360$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.07$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 360 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0216$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 360 \cdot 0.07 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0056$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0056	0.0216

Источник загрязнения N 6003, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6003 14, Емкость для хранения дизельного топлива

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 303.95**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 303.95**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

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

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 25**

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

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.001566**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 303.95 + 3.15 · 303.95) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001733**

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 · 0.001733 / 100 = 0,0017286**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

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 · 0.001733 / 100 = 0.00000485**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000485
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0017286

**Источник загрязнения N 6004, Неорганизованный источник
Источник выделения N 6004 17, Сварочный пост**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): АНО-3

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 300**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.85**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 17**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 15.42**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 15.42 \cdot 300 / 10^6 = 0.00463$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 15.42 \cdot 0.85 / 3600 = 0.00364$**

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.58**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.58 \cdot 300 / 10^6 = 0.000474$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.58 \cdot 0.85 / 3600 = 0.000373$**

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00364	0.00463
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000373	0.000474

Источник загрязнения N 6007, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6007 20, Емкость для тех.масла

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 = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 3**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 3**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 20**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 20**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0000729**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 1.25 + 0.25 · 1.25) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0000729 = 0.000073**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 100 · 0.000073 / 100 = 0.000073**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000730

Источник загрязнения N 6008, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6008 21, Емкость для хранения дизельного топлива

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 482.6**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 482.6**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

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

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 25**

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

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHR = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.001566**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 482.6 + 3.15 · 482.6) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001832**

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 · 0.001832 / 100 = 0.001827**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

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 · 0.001832 / 100 = 0.00000513**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000513
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0018270

Источник загрязнения N 6009, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6009 22, Емкость для хранения дизтоплива (вахт.поселка)

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 10.65**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 10.65**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

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

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 20**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 20**

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 10.65 + 3.15 · 10.65) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000789**

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 · 0.000789 / 100 = 0.000787**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

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 · 0.000789 / 100 = 0.00000221**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000221
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0007870

Источник загрязнения N 6010, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6010 23, Емкость хранения нефти

Список литературы:

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 = -20**

Коэффициент Kt (Прил. 7), **KT = 0.13**

KTMIN = 0.13

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 50**

Коэффициент Kt (Прил. 7), **KT = 1.09**

KTMAX = 1.09

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 = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение K_{pm} (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 40$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 40$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 22540$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.8672$

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 22540 / (0.8672 \cdot 50) = 519.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 40$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 48$

, $P = 48$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 48 \cdot 57 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 22540 / (10^7 \cdot 0.8672) = 0.344$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 48 \cdot 57 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 0.1944$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.344 / 100 = 0.2493$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1944 / 100 = 0.141$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.344 / 100 = 0.0922$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1944 / 100 = 0.0521$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.344 / 100 = 0.001204$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1944 / 100 = 0.00068$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.344 / 100 = 0.000757$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1944 / 100 = 0.000428$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.344 / 100 = 0.0003784$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1944 / 100 = 0.000214$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.344 / 100 = 0.0002064$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1944 / 100 = 0.0001166$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001166	0.0002064
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1410000	0.2493000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0521000	0.0922000
0602	Бензол (64)	0.0006800	0.0012040
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002140	0.0003784
0621	Метилбензол (349)	0.0004280	0.0007570

Источник загрязнения N 6011, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6011 24, Устье скважины

Список литературы:

4. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

5. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли

единицы (Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.07 * 0.006588 * 10 = 0.00461$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00461 / 3.6 = 0.00128$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.00128 * 63.39 / 100 = 0.000811$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.000811 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00427$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.00128 * 14.12 / 100 = 0.0001807$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.0001807 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00095$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.00128 * 3.82 / 100 = 0.0000489$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000489 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00026$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.00128 * 2.65 / 100 = 0.0000339$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000339 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00018$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.00128 * 2.68 / 100 = 0.0000343$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000343 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00018$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.35 * 0.111024 * 1 =$

0.03886

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03886 / 3.6 = 0.0108$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 63.39 / 100 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.00685 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0361$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 14.12 / 100 = 0.001525$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.001525 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00803$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 3.82 / 100 = 0.0004126$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.0004126 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00218

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 2.65 / 100 = 0.000286$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.000286 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00151$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 2.68 / 100 = 0.0002894$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.0002894 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00152

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли

единицы (Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.02 * 0.000288 * 17 =$

0.000098

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000098 / 3.6 = 0.0000272$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0000272 * 63.39 / 100 =$

0.00001724

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.00001724 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00009

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0000272 * 14.12 / 100 =$

0.00000384

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.00000384 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.0000202

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0000272 * 3.82 / 100 =$

0.00000104

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} * T * 3600 / 10^6 = 0.00000104 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00000085

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 2.65 / 100 =$

0.000000721

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000000721 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00000038

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 2.68 / 100 =$

0.000000729

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000000729 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00000038

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	10	4320
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	1	4320
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	4320

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00608	0.24963152
0405	Пентан (458)	0.00601	0.24673748
0410	Метан (734*)	0.032	1.31419277
0412	Изобутан (282)	0.00866	0.35549858
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.1437	5.89849831

Источник загрязнения N 6012, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6012 25, Нефтегазовый сепаратор

Список литературы:

4. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

5. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.006588$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.07 * 0.006588 * 18 = 0.0083$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0083 / 3.6 = 0.002306$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.002306 * 63.39 / 100 = 0.001462$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.001462 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00771$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.002306 * 14.12 / 100 = 0.0003256$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.0003256 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00171$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.002306 * 3.82 / 100 = 0.0000881$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000881 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00046$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.002306 * 2.65 / 100 = 0.0000611$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000611 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00032$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.002306 * 2.68 / 100 = 0.0000618$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.0000618 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00033$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.35 * 0.111024 * 1 = 0.03886$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03886 / 3.6 = 0.0108$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.0108 * 63.39 / 100 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.00685 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0361$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.0108 * 14.12 / 100 = 0.001525$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.001525 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00804$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 3.82 / 100 = 0.0004126$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0004126 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00218$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 2.65 / 100 = 0.000286$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000286 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00151$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 2.68 / 100 = 0.0002894$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0002894 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00152$

$\wedge 6 = 0.00152$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 45$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.02 * 0.000288 * 45 = 0.000259$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000259 / 3.6 = 0.000072$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 63.39 / 100 = 0.0000456$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000456 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00024$

$\wedge 6 = 0.00024$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 14.12 / 100 = 0.00001017$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00001017 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.000054$

$\wedge 6 = 0.000054$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 3.82 / 100 = 0.00000275$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000275 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000145$

$\wedge 6 = 0.0000145$

$\wedge 6 = 0.0000145$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000275 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000145$

$\wedge 6 = 0.0000145$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 2.65 / 100 = 0.000001908$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000001908 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000101$

$\wedge 6 = 0.0000101$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.000072 * 2.68 / 100 = 0.00000193$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000193 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000102$

$\wedge 6 = 0.0000102$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000193 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000102$

$\wedge 6 = 0.0000102$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з

Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	4320
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	1	4320
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	45	4320

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00347	0.1534435
0405	Пентан (458)	0.00343	0.1514989
0410	Метан (734*)	0.01827	0.8071861
0412	Изобутан (282)	0.00494	0.2183190
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.082	3.6243011

Источник загрязнения N 6013, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6013 26, Насос перекачки нефти

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

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_ = 4320$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_) / 1000 = (0.03 \cdot 2 \cdot 4320) / 1000 = 0.259$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.259 / 100 = 0.1877$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.259 / 100 = 0.0694$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.259 / 100 = 0.000907$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.259 / 100 = 0.00057$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.259 / 100 = 0.000285$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.259 / 100 = 0.0001554$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000050	0.0001554
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0060400	0.1877000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0022320	0.0694000
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.0009070
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002850
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.0005700

Источник загрязнения N 6014, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6014 27, Емкость для отработанного масла площадки скважины

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 = Масла

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 1.25$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1.25$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 20$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{PM} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $K_{PM} = 0.1$

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $K_{PSR} = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_R = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 20$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_R$, $G_{HR} = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YU \cdot BOZ + YUY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 1.25 + 0.25 \cdot 1.25) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000730

Расчет по скважине Южная 3

Источник загрязнения N 0001, Выхлопная труба

Источник выделения N 0001 01, ДЭС мощностью 300 кВт, промплощадки

Список литературы:

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

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 65.64$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 575$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 65.64 \cdot 30 / 3600 = 0.547$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 575 \cdot 30 / 10^3 = 17.25$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 65.64 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0219$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 575 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.69$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 65.64 \cdot 39 / 3600 = 0.711$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 575 \cdot 39 / 10^3 = 22.43$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 65.64 \cdot 10 / 3600 = 0.1823$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 575 \cdot 10 / 10^3 = 5.75$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 65.64 \cdot 25 / 3600 = 0.456$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 575 \cdot 25 / 10^3 = 14.38$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 65.64 \cdot 12 / 3600 = 0.219$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 575 \cdot 12 / 10^3 = 6.9$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 65.64 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0219$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 575 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.69$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 65.64 \cdot 5 / 3600 = 0.0912$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 575 \cdot 5 / 10^3 = 2.875$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.547	17.25
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.711	22.43
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0912	2.875
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1823	5.75
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.456	14.38
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0219	0.69
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0219	0.69
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.219	6.9

Источник загрязнения N 0002, Выхлопная труба

Источник выделения N 0002 02, Дизельный двигатель силового привода буровой установки, CAT 3412 DITA 485 кВт

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 52.5$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 460$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 52.5 \cdot 30 / 3600 = 0.4375$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 460 \cdot 30 / 10^3 = 13.8$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 52.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 460 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.552$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 52.5 \cdot 39 / 3600 = 0.569$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 460 \cdot 39 / 10^3 = 17.94$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 52.5 \cdot 10 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 460 \cdot 10 / 10^3 = 4.6$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 52.5 \cdot 25 / 3600 = 0.3646$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 460 \cdot 25 / 10^3 = 11.5$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 52.5 \cdot 12 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 460 \cdot 12 / 10^3 = 5.52$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 52.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 460 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.552$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 52.5 \cdot 5 / 3600 = 0.0729$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 460 \cdot 5 / 10^3 = 2.3$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4375	13.8
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.569	17.94
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0729	2.3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1458	4.6
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3646	11.5
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0175	0.552
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0175	0.552

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.175	5.52

Источник загрязнения N 0003, Выхлопная труба

Источник выделения N 0003 03, Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 29.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 258$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.5 \cdot 30 / 3600 = 0.246$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 258 \cdot 30 / 10^3 = 7.74$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00983$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 258 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.3096$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.5 \cdot 39 / 3600 = 0.3196$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 258 \cdot 39 / 10^3 = 10.06$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.5 \cdot 10 / 3600 = 0.082$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 258 \cdot 10 / 10^3 = 2.58$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.5 \cdot 25 / 3600 = 0.205$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 258 \cdot 25 / 10^3 = 6.45$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.5 \cdot 12 / 3600 = 0.0983$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 258 \cdot 12 / 10^3 = 3.096$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00983$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 258 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.3096$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.5 \cdot 5 / 3600 = 0.041$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 5 / 10^3 = 1.29$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.246	7.74
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3196	10.06
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041	1.29
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.082	2.58
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.205	6.45
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00983	0.3096
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00983	0.3096
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0983	3.096

Источник загрязнения N 0004, Выхлопная труба

Источник выделения N 0004 04, Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 мощностью 460 кВт

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 29.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 258$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.5 \cdot 30 / 3600 = 0.246$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 30 / 10^3 = 7.74$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00983$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.3096$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.5 \cdot 39 / 3600 = 0.3196$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 39 / 10^3 = 10.06$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.5 \cdot 10 / 3600 = 0.082$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 10 / 10^3 = 2.58$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.5 \cdot 25 / 3600 = 0.205$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 25 / 10^3 = 6.45$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.5 \cdot 12 / 3600 = 0.0983$

Валовый выброс, т/год, $M_3 = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 12 / 10^3 = 3.096$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00983$

Валовый выброс, т/год, $M_3 = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.3096$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.5 \cdot 5 / 3600 = 0.041$

Валовый выброс, т/год, $M_3 = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 258 \cdot 5 / 10^3 = 1.29$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.246	7.74
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3196	10.06
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041	1.29
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.082	2.58
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.205	6.45
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00983	0.3096
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00983	0.3096
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0983	3.096

Источник загрязнения N 0005, Выхлопная труба

Источник выделения N 0005 05, Дизельный генератор VOLVO, 200 кВт

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 34.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 300$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.2 \cdot 30 / 3600 = 0.285$

Валовый выброс, т/год, $M_3 = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 300 \cdot 30 / 10^3 = 9$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0114$

Валовый выброс, т/год, $M_3 = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 300 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.36$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.2 \cdot 39 / 3600 = 0.3705$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 300 \cdot 39 / 10^3 = 11.7$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.2 \cdot 10 / 3600 = 0.095$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 300 \cdot 10 / 10^3 = 3$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.2 \cdot 25 / 3600 = 0.2375$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 300 \cdot 25 / 10^3 = 7.5$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.2 \cdot 12 / 3600 = 0.114$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 300 \cdot 12 / 10^3 = 3.6$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0114$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 300 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.36$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 34.2 \cdot 5 / 3600 = 0.0475$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 300 \cdot 5 / 10^3 = 1.5$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.285	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3705	11.7
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0475	1.5
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.095	3
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2375	7.5
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0114	0.36
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0114	0.36
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.114	3.6

Источник загрязнения N 0006, Выхлопная труба

Источник выделения N 0006 06, Передвижная паровая установка (ППУ)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 4.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 41$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 30 / 3600 = 0.0392$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJGO} = G_{FJGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 30 / 10^3 = 1.23$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001567$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJGO} = G_{FJGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 39 / 3600 = 0.0509$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJGO} = G_{FJGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 39 / 10^3 = 1.6$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 10 / 3600 = 0.01306$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJGO} = G_{FJGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 10 / 10^3 = 0.41$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 25 / 3600 = 0.03264$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJGO} = G_{FJGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 25 / 10^3 = 1.025$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 12 / 3600 = 0.01567$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJGO} = G_{FJGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 12 / 10^3 = 0.492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001567$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJGO} = G_{FJGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0492$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.7 \cdot 5 / 3600 = 0.00653$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJGO} = G_{FJGO} \cdot E_э / 10^3 = 41 \cdot 5 / 10^3 = 0.205$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0392	1.23
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0509	1.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00653	0.205
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01306	0.41
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.03264	1.025

	(584)		
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001567	0.0492
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001567	0.0492
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01567	0.492

Источник загрязнения N 0007, Выхлопная труба

Источник выделения N 0007 07, ЦА-320М (цементировочный агрегат)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 18$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 158$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 30 / 3600 = 0.15$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 30 / 10^3 = 4.74$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 1.2 / 3600 = 0.006$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1896$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 39 / 3600 = 0.195$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 39 / 10^3 = 6.16$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 10 / 3600 = 0.05$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 10 / 10^3 = 1.58$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 25 / 3600 = 0.125$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 25 / 10^3 = 3.95$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 12 / 3600 = 0.06$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 12 / 10^3 = 1.896$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 18 \cdot 1.2 / 3600 = 0.006$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 158 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1896$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 18 \cdot 5 / 3600 = 0.025$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 158 \cdot 5 / 10^3 = 0.79$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.15	4.74
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.195	6.16
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.025	0.79
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05	1.58
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.125	3.95
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.006	0.1896
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006	0.1896
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.06	1.896

Источник загрязнения N 0008, Дымовая труба

Источник выделения N 0008 08, Дизельный генератор, 60 кВт (резерв.)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{\text{FJMAX}} = 0.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 3.6$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.4 \cdot 30 / 3600 = 0.00333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 3.6 \cdot 30 / 10^3 = 0.108$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0001333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 3.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00432$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.4 \cdot 39 / 3600 = 0.00433$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 3.6 \cdot 39 / 10^3 = 0.1404$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.4 \cdot 10 / 3600 = 0.00111$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 3.6 \cdot 10 / 10^3 = 0.036$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 0.4 \cdot 25 / 3600 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.6 \cdot 25 / 10^3 = 0.09$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 0.4 \cdot 12 / 3600 = 0.001333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.6 \cdot 12 / 10^3 = 0.0432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 0.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0001333$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00432$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 0.4 \cdot 5 / 3600 = 0.000556$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.6 \cdot 5 / 10^3 = 0.018$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00333	0.108
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00433	0.1404
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.000556	0.018
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00111	0.036
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.00278	0.09
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0001333	0.00432
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0001333	0.00432
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001333	0.0432

Источник загрязнения N 0009, Выхлопная труба

Источник выделения N 0009 09, Котельная установка (2 ед.)

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 паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 5.5**

Расход топлива, г/с, **BG = 1**

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 тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 60$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF = 60$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.0759$

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

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0759 \cdot (60 / 60)^{0.25} = 0.0759$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 5.5 \cdot 42.75 \cdot 0.0759 \cdot (1-0) = 0.01785$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 1 \cdot 42.75 \cdot 0.0759 \cdot (1-0) = 0.003245$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.01785 = 0.01428$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.003245 = 0.002596$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.01785 = 0.00232$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.003245 = 0.000422$

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), $M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 5.5 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 5.5 = 0.03234$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_ = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 1 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 1 = 0.00588$

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), $Q3 = 0.5$

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), $M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 5.5 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0765$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 1 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0139$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_ = BT \cdot AR \cdot F = 5.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.001375$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_ = BG \cdot AIR \cdot F = 1 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00025$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.002596	0.01428
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000422	0.00232
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00025	0.001375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00588	0.03234
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0139	0.0765

Источник загрязнения N 0010, Выхлопная труба

Источник выделения N 0010 09, Котельная установка

Вид топлива, **KЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 1.5**

Расход топлива, г/с, **BG = 0.27**

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 тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 60**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 60**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0759**

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} = 0.0759 · (60 / 60)^{0.25} = 0.0759**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 1.5 · 42.75 · 0.0759 · (1-0) = 0.00487**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 0.27 · 42.75 · 0.0759 · (1-0) = 0.000876**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.00487 = 0.003896**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.000876 = 0.000701**

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.00487 = 0.000633**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.000876 = 0.0001139**

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 · 1.5 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 1.5 = 0.00882**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 0.27 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 0.27 = 0.001588**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q_4 = 0$

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), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 1.5 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.02085$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 0.27 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.00375$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M = BT \cdot AR \cdot F = 1.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.000375$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot A1R \cdot F = 0.27 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0000675$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000701	0.003896
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001139	0.000633
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0000675	0.000375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.001588	0.00882
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00375	0.02085

Источник загрязнения N 0011, Выхлопная труба

Источник выделения N 0011 09, ДЭС, 300 кВт (вахтовый поселок)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 33.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 295$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.7 \cdot 30 / 3600 = 0.281$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 295 \cdot 30 / 10^3 = 8.85$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01123$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 295 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.354$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.7 \cdot 39 / 3600 = 0.365$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 295 \cdot 39 / 10^3 = 11.5$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0936$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 295 \cdot 10 / 10^3 = 2.95$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.7 \cdot 25 / 3600 = 0.234$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 295 \cdot 25 / 10^3 = 7.38$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.7 \cdot 12 / 3600 = 0.1123$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 295 \cdot 12 / 10^3 = 3.54$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01123$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 295 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.354$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0468$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 295 \cdot 5 / 10^3 = 1.475$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.281	8.85
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.365	11.5
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0468	1.475
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0936	2.95
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.234	7.38
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01123	0.354
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01123	0.354
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1123	3.54

Источник загрязнения N 0012, Выхлопная труба

Источник выделения N 0012 10, ДЭС 100 кВт (резерв)

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 0.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 6.3$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 0.7 \cdot 30 / 3600 = 0.00583$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.3 \cdot 30 / 10^3 = 0.189$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0002333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 0.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000756$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 39 / 3600 = 0.00758$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 0.7 \cdot 39 / 10^3 = 0.2457$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 10 / 3600 = 0.001944$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 0.7 \cdot 10 / 10^3 = 0.00756$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 25 / 3600 = 0.00486$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 0.7 \cdot 25 / 10^3 = 0.1575$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 12 / 3600 = 0.002333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 0.7 \cdot 12 / 10^3 = 0.00756$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0002333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 0.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000756$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 0.7 \cdot 5 / 3600 = 0.000972$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 0.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.00315$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00583	0.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00758	0.2457
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.000972	0.0315
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.001944	0.063
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00486	0.1575
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0002333	0.00756
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0002333	0.00756
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.002333	0.0756

Источник загрязнения N 0013, Труба

Источник выделения N 0013 11, Факельная установка

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.

Площадка: ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -3 - 2024 год

Цех: Подготовительные работы по испытанию скважины, испытание объектов

Источник: 0013

Наименование: Факельная установка

Тип: Высотная

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)	64	35.5888634	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.99	5.20094828	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	9.22	14.0925157	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	9.22	18.5752632	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	9.22	23.0580107	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.25	2.18492839	28.016	1.2507
Сероводород(H ₂ S)	1.1	1.29947018	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **28.8503734**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.825**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.203961$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.203961 * (800 + 273) / 28.8503734)^{0.5} = 612.281934$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.092592**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.092592 / (3.141592654 * 0.1^2) = 11.78917959$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.092592 * 0.825 = 76.3884$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.019254495 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 28.8503734) = 76.79068722$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	1.5277680
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.2291652
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0381942
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1527768

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 76.3884000 * (3.67 * 0.9984000 * 76.7906872 + 0.0000000) - 1.5277680 - 0.0381942 - 0.1527768 = 213.2159951$$

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 $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s)}{\sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.066 * x_i / M_s)} = 1.222604627$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 1.222604627 * 76.3884 * 0.9984 = 1.864867655$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 1.299470183 * 76.3884 * (1-0.9984) = 0.001588231$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 64 + 152 * 4.99 + 218 * 9.22 + 283 * 9.22 + 349 * 9.22 + 56 * 1.1 = 14129.08$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (28.8503734)^{0.5} = 0.257820209$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 1.1 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 15.560678$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 15.560678 = 16.560678$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (14129.08 * (1-0.257820209) * 0.9984) / (16.560678 * 0.4) = 2380.481718$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (14129.08 * (1-0.257820209) * 0.9984) / (16.560678 * 0.4) = 2380.481718$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.092592 * 16.560678 * (273 + 2380.481718) / 273 = 14.90407512$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_f^2 = 1.27 * 14.90407512 / 0.259^2 = 282.168951$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * t * M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **4320**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	1.527768	23.75984794
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2291652	3.56397719
0410	Метан (727*)	0.0381942	0.593996198
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1527768	2.375984794
0380	Диоксид углерода	213.2159951	3315.935155
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	1.864867655	29.00242178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001588231	0.024700171

Источник загрязнения N 6001, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6001 12, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

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

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.07$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 0.07 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0084$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0084	0.0324

Источник загрязнения N 6002, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6002 13, Разработка грунта экскаватором

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песчаник

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 360$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$
 Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$
 Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.07$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_{\Sigma} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 360 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0216$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_{\Sigma} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 360 \cdot 0.07 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0056$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0056	0.0216

Источник загрязнения N 6003, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6003 14, Емкость для хранения дизельного топлива

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 303.95$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 303.95$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1.5$

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

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 25$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHRI + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 303.95 + 3.15 \cdot 303.95) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.001733$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001733 / 100 = 0.0017286$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001733 / 100 = 0.00000485$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000485
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0017286

Источник загрязнения N 6004, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6004 17, Сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): АНО-3

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 300$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.85$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 17$
в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 15.42$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 15.42 \cdot 300 / 10^6 = 0.00463$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 15.42 \cdot 0.85 / 3600 = 0.00364$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.58$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.58 \cdot 300 / 10^6 = 0.000474$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.58 \cdot 0.85 / 3600 = 0.000373$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год

0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00364	0.00463
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000373	0.000474

Источник загрязнения N 6007, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6007 20, Емкость для тех.масла

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 = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 3**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 3**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 20**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 20**

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.0000729**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 1.25 + 0.25 · 1.25) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0000729 = 0.000073**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 100 · 0.000073 / 100 = 0.000073**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000730

Источник загрязнения N 6008, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6008 21, Емкость для хранения дизельного топлива

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 482.6**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 482.6**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

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

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 25**

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

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.001566**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 482.6 + 3.15 · 482.6) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001832**

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 · 0.001832 / 100 = 0.001827**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

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 · 0.001832 / 100 = 0.00000513**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000513
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0018270

Источник загрязнения N 6009, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6009 22, Емкость для хранения дизтоплива (вахт.поселка)

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C** = **3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY** = **2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ** = **10.65**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY** = **3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL** = **10.65**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC** = **1.5**

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

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI** = **20**

Количество резервуаров данного типа, **NR** = **1**

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM** = **0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR** = **0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI** = **0.27**

GHR = **GHR** + **GHRI** · **KNP** · **NR** = **0** + **0.27** · **0.0029** · **1** = **0.000783**

Коэффициент, **KPSR** = **0.1**

Коэффициент, **KPMAX** = **0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V** = **20**

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR** = **0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G** = **C** · **KPMAX** · **VC** / **3600** = **3.92** · **0.1** · **1.5** / **3600** = **0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M** = (**YY** · **BOZ** + **YYY** · **BVL**) · **KPMAX** · **10**⁻⁶ + **GHR** = (**2.36** · **10.65** + **3.15** · **10.65**) · **0.1** · **10**⁻⁶ + **0.000783** = **0.000789**

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** · **0.000789** / **100** = **0.000787**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G** = **CI** · **G** / **100** = **99.72** · **0.0001633** / **100** = **0.000163**

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** · **0.000789** / **100** = **0.00000221**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G** = **CI** · **G** / **100** = **0.28** · **0.0001633** / **100** = **0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000221
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0007870

Источник загрязнения N 6010, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6010 23, Емкость хранения нефти

Список литературы:

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** = **-20**

Коэффициент K_t (Прил.7), **KT** = **0.13**

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, **$TMAX = 50$**

Коэффициент Kt (Прил.7), **$KT = 1.09$**

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, **$NAME_ = "буферная емкость"$** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, **$NAME_ = \text{Наземный горизонтальный}$**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **$VI = 50$**

Количество резервуаров данного типа, **$NR = 1$**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **$KNR = 0$**

Категория веществ, **$NAME_ = A, B, B$**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), **$KPSR = 0.1$**

Значение Kpm (Прил.8), **$KPM = 0.1$**

Коэффициент, **$KPSR = 0.1$**

Производительность закачки, м3/час, **$QZ = 40$**

Производительность откачки, м3/час, **$QOT = 40$**

Коэффициент, **$KPMAX = 0.1$**

Общий объем резервуаров, м3, **$V = 50$**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **$B = 22540$**

Плотность смеси, т/м3, **$RO = 0.8672$**

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), **$NN = B / (RO \cdot V) = 22540 / (0.8672 \cdot 50) = 519.8$**

Коэффициент (Прил. 10), **$KOB = 1.35$**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **$VCMAX = 40$**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **$PS = 48$**

, **$P = 48$**

Коэффициент, **$KB = 1$**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **$TKIP = 20$**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **$MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **$M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 48 \cdot 57 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 22540 / (10^7 \cdot 0.8672) = 0.344$**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **$G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 48 \cdot 57 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 0.1944$**

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), **$M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.344 / 100 = 0.2493$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1944 / 100 = 0.141$**

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), **$M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.344 / 100 = 0.0922$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1944 / 100 = 0.0521$**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.35$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.344 / 100 = 0.001204$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1944 / 100 = 0.00068$**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.22$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.344 / 100 = 0.000757$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1944 / 100 = 0.000428$**

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.344 / 100 = 0.0003784$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1944 / 100 = 0.000214$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.344 / 100 = 0.0002064$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1944 / 100 = 0.0001166$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001166	0.0002064
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1410000	0.2493000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0521000	0.0922000
0602	Бензол (64)	0.0006800	0.0012040
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002140	0.0003784
0621	Метилбензол (349)	0.0004280	0.0007570

Источник загрязнения N 6011, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6011 24, Устье скважины

Список литературы:

7. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

8. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли

единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 10 = 0.00461$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00461 / 3.6 = 0.00128$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00128 \cdot 63.39 / 100 = 0.000811$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000811 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00427$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00128 \cdot 14.12 / 100 = 0.0001807$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001807 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00095$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00128 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000489$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000489 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00026$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.00128 * 2.65 / 100 = 0.0000339$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000339 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00018$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.00128 * 2.68 / 100 = 0.0000343$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000343 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00018$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.35 * 0.111024 * 1 = 0.03886$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03886 / 3.6 = 0.0108$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 63.39 / 100 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00685 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0361$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 14.12 / 100 = 0.001525$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.001525 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00803$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 3.82 / 100 = 0.0004126$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0004126 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00218$

$\wedge 6 = 0.00218$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 2.65 / 100 = 0.000286$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000286 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00151$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0108 * 2.68 / 100 = 0.0002894$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0002894 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00152$

$\wedge 6 = 0.00152$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли

единицы (Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.02 * 0.000288 * 17 = 0.000098$

$\wedge 6 = 0.000098$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000098 / 3.6 = 0.0000272$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 63.39 / 100 = 0.00001724$

$\wedge 6 = 0.00001724$

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00001724 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00009

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 14.12 / 100 =$

0.00000384

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000384 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.0000202

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 3.82 / 100 =$

0.00000104

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.00000104 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00000085

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 2.65 / 100 =$

0.000000721

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000000721 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00000038

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.0000272 * 2.68 / 100 =$

0.000000729

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.000000729 * 4320 * 3600 / 10^6 =$

0.00000038

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	10	4320
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	1	4320
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	4320

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00608	0.24963152
0405	Пентан (458)	0.00601	0.24673748
0410	Метан (734*)	0.032	1.31419277
0412	Изобутан (282)	0.00866	0.35549858
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.1437	5.89849831

Источник загрязнения N 6012, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6012 25, Нефтегазовый сепаратор

Список литературы:

7. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

8. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.07 * 0.006588 * 18 = 0.0083$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0083 / 3.6 = 0.002306$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 63.39 / 100 =$

0.001462

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.001462 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00771$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 14.12 / 100 =$

0.0003256

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0003256 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00171$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 3.82 / 100 =$

0.0000881

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000881 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00046$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 2.65 / 100 =$

0.0000611

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000611 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00032$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G * C / 100 = 0.002306 * 2.68 / 100 =$

0.0000618

Валовый выброс, т/год, $M = G * T * 3600 / 10^6 = 0.0000618 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00033$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.35 * 0.111024 * 1 = 0.03886$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03886 / 3.6 = 0.0108$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 63.39 / 100 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.00685 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0361$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 14.12 / 100 = 0.001525$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.001525 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00804$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 3.82 / 100 = 0.0004126$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.0004126 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00218$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 2.65 / 100 = 0.000286$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.000286 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00151$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.0108 * 2.68 / 100 = 0.0002894$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.0002894 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00152$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 45$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{max}} = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.02 * 0.000288 * 45 = 0.000259$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000259 / 3.6 = 0.000072$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.000072 * 63.39 / 100 = 0.0000456$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.0000456 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.00024$

Примесь: 0410 Метан (734*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.000072 * 14.12 / 100 = 0.00001017$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.00001017 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.000054$

Примесь: 0412 Изобутан (282)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.000072 * 3.82 / 100 = 0.00000275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.00000275 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000145$

Примесь: 0405 Пентан (458)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G * C / 100 = 0.000072 * 2.65 / 100 = 0.000001908$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} * T_{\text{max}} * 3600 / 10^6 = 0.000001908 * 4320 * 3600 / 10^6 = 0.0000101$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000072 \cdot 2.68 / 100 =$

0.00000193

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000193 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 =$

0.0000102

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	4320
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	1	4320
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	45	4320

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00347	0.1534435
0405	Пентан (458)	0.00343	0.1514989
0410	Метан (734*)	0.01827	0.8071861
0412	Изобутан (282)	0.00494	0.2183190
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.082	3.6243011

Источник загрязнения N 6013, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6013 26, Насос перекачки нефти

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

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 4320$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 2 \cdot 4320) / 1000 = 0.259$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.259 / 100 = 0.1877$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.259 / 100 = 0.0694$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.259 / 100 = 0.000907$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.259 / 100 = 0.00057$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.259 / 100 = 0.000285$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.259 / 100 = 0.0001554$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000050	0.0001554
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0060400	0.1877000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0022320	0.0694000
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.0009070
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002850
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.0005700

Источник загрязнения N 6014, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6014 27, Емкость для отработанного масла площадки скважины

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, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 1.25**
 Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 1.25**
 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1.5**
 Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**
 Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
 Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 20**
 Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 20**

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.0000729**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 1.25 + 0.25 · 1.25) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0000729 = 0.000073**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 100 · 0.000073 / 100 = 0.000073**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000730

Мероприятия, направленных на сокращение загрязнения на окружающую среду, предусматривают:

1. Применение землеройно-транспортной и строительной техники с двигателями внутреннего сгорания, отвечающим требованиям ГОСТ и параметрам заводов-изготовителей по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу.

2. Организация технического обслуживания и ремонта дорожно-строительной техники и автотранспорта на территории производственной базы подрядной организации.

3. Проведение большинства строительных работ, за счет электрифицированного оборудования, работа которого не будет связана с загрязнением атмосферного воздуха.

4. Не одновременность работы транспортной и строительной техники.

5. Организация внутрипостроечного движения транспортной техники по существующим дорогам и проездам с твердым покрытием, что снизит воздействие осуществляемых работ на состав атмосферного воздуха.

Характеристика мероприятий по регулированию выбросов в периоды особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Раздел «Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеороусловиях» не разрабатывается, т.к. в данная месность не входит в «Перечень городов

Казахстана, в которых прогнозируются НМУ».

В основу регулирования выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) положено снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от действующих источников путем уменьшения или исключения нагрузки производственных процессов и оборудования по трем режимам.

Предупреждения о повышении уровня загрязнения воздуха в связи с ожидаемыми неблагоприятными метеорологическими условиями составляются в прогностических подразделениях органов Казгидромета. В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы выдаются предупреждения трех степеней, которым соответствуют три режима работы предприятия в периоды НМУ.

При первом режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, примерно на 15-20%. Эти мероприятия носят организационно-технический характер, быстро осуществимы. Они не требуют существенных затрат и не приводят к снижению производительности предприятия.

При втором режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, примерно на 20-40%. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

При третьем режиме работы предприятий мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, примерно на 40-60 %. Мероприятия третьего режима включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, осуществления которых позволяет снизить выбросы загрязняющих веществ за счет кратковременного сокращения производительности предприятия.

Город Петропавловск относится к перечню городов, в которых органы Госкомгидромета проводят прогнозирование НМУ и оповещение крупных природопользователей.

«Мероприятия по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеорологических условий» разработаны в составе проекта нормативов ПДВ.

Ввиду того, что объем эмиссий по данному объекту не превышает 10 тонн в год, а также ввиду особенностей работы углевыжигательной печи, предлагается соблюдать следующие условия в период НМУ:

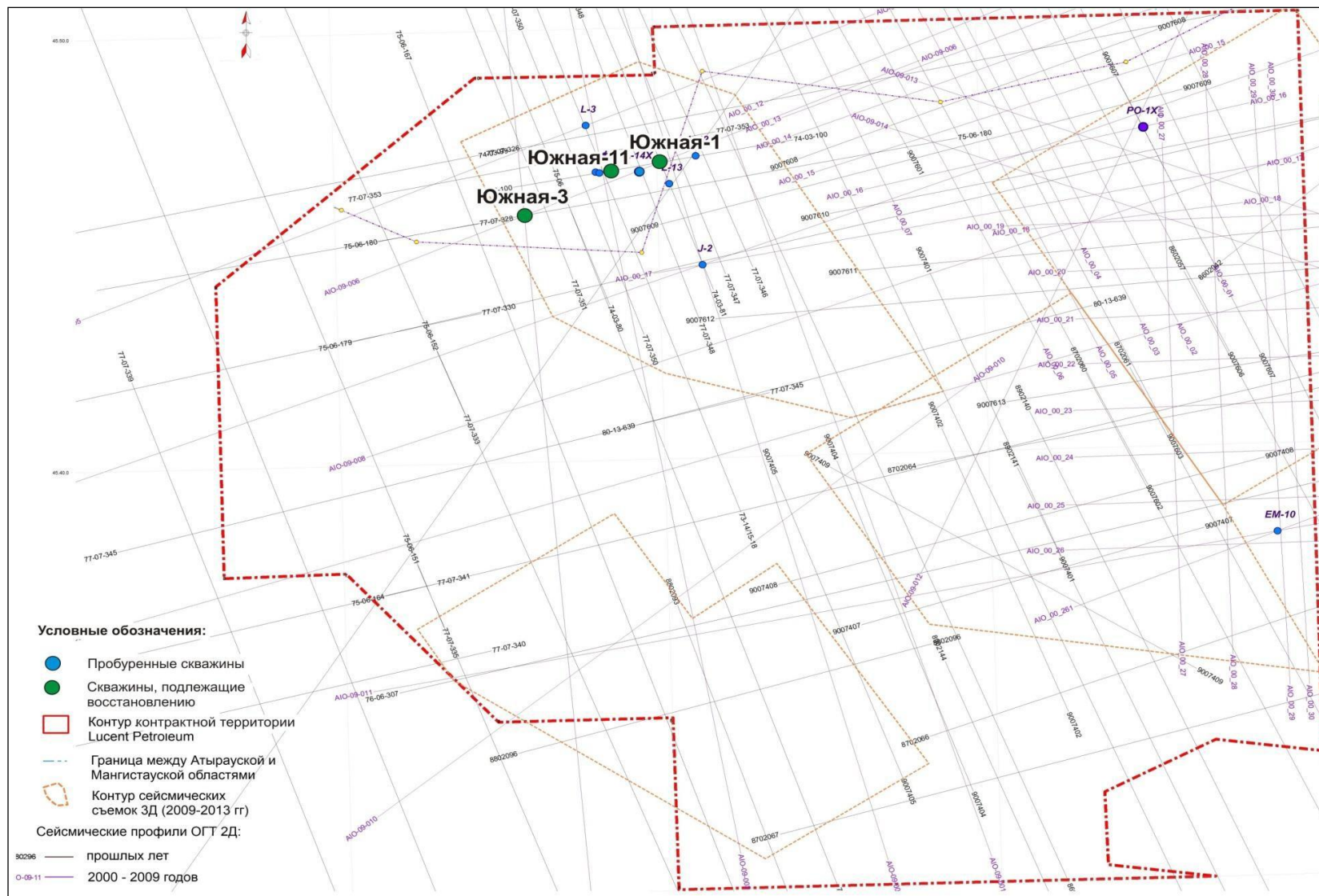
- усиление контроля точного соблюдения технологического регламента производства;
- усиление контроля технического состояния и эксплуатации всего оборудования;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ.

Расчет и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

Расчет загрязнения воздушного бассейна вредными веществами произведен на программе «Эра v3.0», которая предназначена для расчета полей концентраций и рассеивания вредных примесей в приземном слое атмосферы, содержащихся в выбросах предприятий, с целью установления предельно-допустимых выбросов (ПДВ).

В ходе проведения расчета максимальных приземных концентраций вредных веществ не выявлено, все объемы на уровне допустимых.

Рис.1 Ситуационная карта схема расположения скважин на месторождении



Предложения по установлению предельно допустимых выбросов (ПДВ) для предприятия

Результаты расчетов выбросов подтверждают минимальное воздействие проектируемого объекта на атмосферный воздух. В связи с чем, данные параметры выбросов предлагается принять в качестве предельно допустимых. Предложения по нормативам предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ на период строительства представлены в таблице 1-8.1, 1-8.2, 1-8.3.

ЭРА v3.0

Таблица 1-8.1

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -1 - 2022 год

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2022 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,452	14,25	0,452	14,25	2022
	0002			0,3425	10,8	0,3425	10,8	2022
	0003			0,1975	6,24	0,1975	6,24	2022
	0004			0,1975	6,24	0,1975	6,24	2022
	0005			0,255	8,04	0,255	8,04	2022
	0006			0,0392	1,23	0,0392	1,23	2022
	0007			0,15	4,74	0,15	4,74	2022
	0008			0,00333	0,108	0,00333	0,108	2022
	0009			0,002596	0,01428	0,002596	0,01428	2022
	0010			0,000701	0,003896	0,000701	0,003896	2022
	0011			0,281	8,85	0,281	8,85	2022
	0012			0,00583	0,189	0,00583	0,189	2022
	0013			0,2291652	3,56397719	0,2291652	3,56397719	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,587	18,52	0,587	18,52	2022
	0002			0,445	14,04	0,445	14,04	2022

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

	0003			0,257	8,11	0,257	8,11	2022
	0004			0,257	8,11	0,257	8,11	2022
	0005			0,3315	10,45	0,3315	10,45	2022
	0006			0,0509	1,6	0,0509	1,6	2022
	0007			0,195	6,16	0,195	6,16	2022
	0008			0,00433	0,1404	0,00433	0,1404	2022
	0009			0,000422	0,00232	0,000422	0,00232	2022
	0010			0,0001139	0,000633	0,0001139	0,000633	2022
	0011			0,365	11,5	0,365	11,5	2022
	0012			0,00758	0,2457	0,00758	0,2457	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,0753	2,375	0,0753	2,375	2022
	0002			0,0571	1,8	0,0571	1,8	2022
	0003			0,0329	1,04	0,0329	1,04	2022
	0004			0,0329	1,04	0,0329	1,04	2022
	0005			0,0425	1,34	0,0425	1,34	2022
	0006			0,00653	0,205	0,00653	0,205	2022
	0007			0,025	0,79	0,025	0,79	2022
	0008			0,000556	0,018	0,000556	0,018	2022
	0009			0,00025	0,001375	0,00025	0,001375	2022
	0010			0,0000675	0,000375	0,0000675	0,000375	2022
	0011			0,0468	1,475	0,0468	1,475	2022
	0012			0,000972	0,0315	0,000972	0,0315	2022
	0013			0,1527768	2,375984794	0,1527768	2,375984794	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,1506	4,75	0,1506	4,75	2022
	0002			0,1142	3,6	0,1142	3,6	2022
	0003			0,0658	2,08	0,0658	2,08	2022
	0004			0,0658	2,08	0,0658	2,08	2022
	0005			0,085	2,68	0,085	2,68	2022
	0006			0,01306	0,41	0,01306	0,41	2022
	0007			0,05	1,58	0,05	1,58	2022

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

	0008			0,00111	0,036	0,00111	0,036	2022
	0009			0,00588	0,03234	0,00588	0,03234	2022
	0010			0,001588	0,00882	0,001588	0,00882	2022
	0011			0,0936	2,95	0,0936	2,95	2022
	0012			0,001944	0,063	0,001944	0,063	2022
	0013			1,864867655	29,00242178	1,864867655	29,00242178	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0013			0,001588231	0,024700171	0,001588231	0,024700171	2022
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,3764	11,88	0,3764	11,88	2022
	0002			0,2854	9	0,2854	9	2022
	0003			0,1646	5,2	0,1646	5,2	2022
	0004			0,1646	5,2	0,1646	5,2	2022
	0005			0,2125	6,7	0,2125	6,7	2022
	0006			0,03264	1,025	0,03264	1,025	2022
	0007			0,125	3,95	0,125	3,95	2022
	0008			0,00278	0,09	0,00278	0,09	2022
	0009			0,0139	0,0765	0,0139	0,0765	2022
	0010			0,00375	0,02085	0,00375	0,02085	2022
	0011			0,234	7,38	0,234	7,38	2022
	0012			0,00486	0,1575	0,00486	0,1575	2022
	0013			1,527768	23,75984794	1,527768	23,75984794	2022
(0410) Метан (727*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0013			0,0381942	0,593996198	0,0381942	0,593996198	2022
(1301) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,01807	0,57	0,01807	0,57	2022
	0002			0,0137	0,432	0,0137	0,432	2022
	0003			0,0079	0,2496	0,0079	0,2496	2022

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

	0004			0,0079	0,2496	0,0079	0,2496	2022
	0005			0,0102	0,3216	0,0102	0,3216	2022
	0006			0,001567	0,0492	0,001567	0,0492	2022
	0007			0,006	0,1896	0,006	0,1896	2022
	0008			0,0001333	0,00432	0,0001333	0,00432	2022
	0011			0,01123	0,354	0,01123	0,354	2022
	0012			0,0002333	0,00756	0,0002333	0,00756	2022
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,01807	0,57	0,01807	0,57	2022
	0002			0,0137	0,432	0,0137	0,432	2022
	0003			0,0079	0,2496	0,0079	0,2496	2022
	0004			0,0079	0,2496	0,0079	0,2496	2022
	0005			0,0102	0,3216	0,0102	0,3216	2022
	0006			0,001567	0,0492	0,001567	0,0492	2022
	0007			0,006	0,1896	0,006	0,1896	2022
	0008			0,0001333	0,00432	0,0001333	0,00432	2022
	0011			0,01123	0,354	0,01123	0,354	2022
	0012			0,0002333	0,00756	0,0002333	0,00756	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,1807	5,7	0,1807	5,7	2022
	0002			0,137	4,32	0,137	4,32	2022
	0003			0,079	2,496	0,079	2,496	2022
	0004			0,079	2,496	0,079	2,496	2022
	0005			0,102	3,216	0,102	3,216	2022
	0006			0,01567	0,492	0,01567	0,492	2022
	0007			0,06	1,896	0,06	1,896	2022
	0008			0,001333	0,0432	0,001333	0,0432	2022
	0011			0,1123	3,54	0,1123	3,54	2022
	0012			0,002333	0,0756	0,002333	0,0756	2022
Итого по организованным источникам:				11,75545369	309,1011771	11,75545369	309,1011771	
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6004			0,00364	0,00463	0,00364	0,00463	2022
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6004			0,000373	0,000474	0,000373	0,000474	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6003			0,000000457	0,00000485	0,000000457	0,00000485	2022
	6008			0,000000457	0,00000513	0,000000457	0,00000513	2022
	6009			0,000000457	0,00000221	0,000000457	0,00000221	2022
	6010			0,0001166	0,0002064	0,0001166	0,0002064	2022
	6011			0,00608	0,24963152	0,00608	0,24963152	2022
	6012			0,00347	0,1534435	0,00347	0,1534435	2022
	6013			0,000005	0,0001554	0,000005	0,0001554	2022
(0405) Пентан (450)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,00601	0,24673748	0,00601	0,24673748	2022
	6012			0,00343	0,1514989	0,00343	0,1514989	2022
(0410) Метан (727*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,032	1,31419277	0,032	1,31419277	2022
	6012			0,01827	0,8071861	0,01827	0,8071861	2022
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,00866	0,35549858	0,00866	0,35549858	2022
	6012			0,00494	0,218319	0,00494	0,218319	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,141	0,2493	0,141	0,2493	2022

	6011			0,1437	5,89849831	0,1437	5,89849831	2022
	6012			0,082	3,6243011	0,082	3,6243011	2022
	6013			0,00604	0,1877	0,00604	0,1877	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,0521	0,0922	0,0521	0,0922	2022
	6013			0,002232	0,0694	0,002232	0,0694	2022
(0602) Бензол (64)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,00068	0,001204	0,00068	0,001204	2022
	6013			0,00002916	0,000907	0,00002916	0,000907	2022
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,000214	0,0003784	0,000214	0,0003784	2022
	6013			0,00000916	0,000285	0,00000916	0,000285	2022
(0621) Метилбензол (349)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,000428	0,000757	0,000428	0,000757	2022
	6013			0,00001833	0,00057	0,00001833	0,00057	2022
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6007			0,00001625	0,000073	0,00001625	0,000073	2022
	6014			0,00001625	0,000073	0,00001625	0,000073	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6003			0,000163	0,0017286	0,000163	0,0017286	2022
	6005			0,00667	0,1814	0,00667	0,1814	2022
	6006			0,01	0,272	0,01	0,272	2022
	6008			0,000163	0,001827	0,000163	0,001827	2022
	6009			0,000163	0,000787	0,000163	0,000787	2022

(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6001			0,0084	0,0324	0,0084	0,0324	2022
	6002			0,0056	0,0216	0,0056	0,0216	2022
Итого по неорганизованным источникам:				0,546638121	14,13937525	0,546638121	14,13937525	
Всего по предприятию:				12,30209181	323,2405523	12,30209181	323,2405523	

ЭРА v3.0

Таблица 1-8.2

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -11, 3 - 2023 год

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2023 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,452	14,25	0,452	14,25	2023
	0002			0,3425	10,8	0,3425	10,8	2023
	0003			0,1975	6,24	0,1975	6,24	2023
	0004			0,1975	6,24	0,1975	6,24	2023
	0005			0,255	8,04	0,255	8,04	2023
	0006			0,0392	1,23	0,0392	1,23	2023
	0007			0,15	4,74	0,15	4,74	2023
	0008			0,00333	0,108	0,00333	0,108	2023
	0009			0,002596	0,01428	0,002596	0,01428	2023
	0010			0,000701	0,003896	0,000701	0,003896	2023

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

	0011			0,281	8,85	0,281	8,85	2023
	0012			0,00583	0,189	0,00583	0,189	2023
	0013			0,2291652	3,56397719	0,2291652	3,56397719	2023
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,587	18,52	0,587	18,52	2023
	0002			0,445	14,04	0,445	14,04	2023
	0003			0,257	8,11	0,257	8,11	2023
	0004			0,257	8,11	0,257	8,11	2023
	0005			0,3315	10,45	0,3315	10,45	2023
	0006			0,0509	1,6	0,0509	1,6	2023
	0007			0,195	6,16	0,195	6,16	2023
	0008			0,00433	0,1404	0,00433	0,1404	2023
	0009			0,000422	0,00232	0,000422	0,00232	2023
	0010			0,0001139	0,000633	0,0001139	0,000633	2023
	0011			0,365	11,5	0,365	11,5	2023
	0012			0,00758	0,2457	0,00758	0,2457	2023
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,0753	2,375	0,0753	2,375	2023
	0002			0,0571	1,8	0,0571	1,8	2023
	0003			0,0329	1,04	0,0329	1,04	2023
	0004			0,0329	1,04	0,0329	1,04	2023
	0005			0,0425	1,34	0,0425	1,34	2023
	0006			0,00653	0,205	0,00653	0,205	2023
	0007			0,025	0,79	0,025	0,79	2023
	0008			0,000556	0,018	0,000556	0,018	2023
	0009			0,00025	0,001375	0,00025	0,001375	2023
	0010			0,0000675	0,000375	0,0000675	0,000375	2023
	0011			0,0468	1,475	0,0468	1,475	2023
	0012			0,000972	0,0315	0,000972	0,0315	2023
	0013			0,1527768	2,375984794	0,1527768	2,375984794	2023
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,1506	4,75	0,1506	4,75	2023
	0002			0,1142	3,6	0,1142	3,6	2023
	0003			0,0658	2,08	0,0658	2,08	2023
	0004			0,0658	2,08	0,0658	2,08	2023
	0005			0,085	2,68	0,085	2,68	2023
	0006			0,01306	0,41	0,01306	0,41	2023
	0007			0,05	1,58	0,05	1,58	2023
	0008			0,00111	0,036	0,00111	0,036	2023
	0009			0,00588	0,03234	0,00588	0,03234	2023
	0010			0,001588	0,00882	0,001588	0,00882	2023
	0011			0,0936	2,95	0,0936	2,95	2023
	0012			0,001944	0,063	0,001944	0,063	2023
	0013			1,864867655	29,00242178	1,864867655	29,00242178	2023
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0013			0,001588231	0,024700171	0,001588231	0,024700171	2023
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,3764	11,88	0,3764	11,88	2023
	0002			0,2854	9	0,2854	9	2023
	0003			0,1646	5,2	0,1646	5,2	2023
	0004			0,1646	5,2	0,1646	5,2	2023
	0005			0,2125	6,7	0,2125	6,7	2023
	0006			0,03264	1,025	0,03264	1,025	2023
	0007			0,125	3,95	0,125	3,95	2023
	0008			0,00278	0,09	0,00278	0,09	2023
	0009			0,0139	0,0765	0,0139	0,0765	2023
	0010			0,00375	0,02085	0,00375	0,02085	2023
	0011			0,234	7,38	0,234	7,38	2023
	0012			0,00486	0,1575	0,00486	0,1575	2023
	0013			1,527768	23,75984794	1,527768	23,75984794	2023
(0410) Метан (727*)								

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0013			0,0381942	0,593996198	0,0381942	0,593996198	2023
(1301) Проп-2-ен-1-аль (Акроленн, Акрилальдегид) (474)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,01807	0,57	0,01807	0,57	2023
	0002			0,0137	0,432	0,0137	0,432	2023
	0003			0,0079	0,2496	0,0079	0,2496	2023
	0004			0,0079	0,2496	0,0079	0,2496	2023
	0005			0,0102	0,3216	0,0102	0,3216	2023
	0006			0,001567	0,0492	0,001567	0,0492	2023
	0007			0,006	0,1896	0,006	0,1896	2023
	0008			0,0001333	0,00432	0,0001333	0,00432	2023
	0011			0,01123	0,354	0,01123	0,354	2023
	0012			0,0002333	0,00756	0,0002333	0,00756	2023
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,01807	0,57	0,01807	0,57	2023
	0002			0,0137	0,432	0,0137	0,432	2023
	0003			0,0079	0,2496	0,0079	0,2496	2023
	0004			0,0079	0,2496	0,0079	0,2496	2023
	0005			0,0102	0,3216	0,0102	0,3216	2023
	0006			0,001567	0,0492	0,001567	0,0492	2023
	0007			0,006	0,1896	0,006	0,1896	2023
	0008			0,0001333	0,00432	0,0001333	0,00432	2023
	0011			0,01123	0,354	0,01123	0,354	2023
	0012			0,0002333	0,00756	0,0002333	0,00756	2023
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,1807	5,7	0,1807	5,7	2023
	0002			0,137	4,32	0,137	4,32	2023
	0003			0,079	2,496	0,079	2,496	2023
	0004			0,079	2,496	0,079	2,496	2023

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

	0005			0,102	3,216	0,102	3,216	2023
	0006			0,01567	0,492	0,01567	0,492	2023
	0007			0,06	1,896	0,06	1,896	2023
	0008			0,001333	0,0432	0,001333	0,0432	2023
	0011			0,1123	3,54	0,1123	3,54	2023
	0012			0,002333	0,0756	0,002333	0,0756	2023
Итого по организованным источникам:				11,75545369	309,1011771	11,75545369	309,1011771	
Не организованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6004			0,00364	0,00463	0,00364	0,00463	2023
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6004			0,000373	0,000474	0,000373	0,000474	2023
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6003			0,000000457	0,00000485	0,000000457	0,00000485	2023
	6008			0,000000457	0,00000513	0,000000457	0,00000513	2023
	6009			0,000000457	0,00000221	0,000000457	0,00000221	2023
	6010			0,0001166	0,0002064	0,0001166	0,0002064	2023
	6011			0,00608	0,24963152	0,00608	0,24963152	2023
	6012			0,00347	0,1534435	0,00347	0,1534435	2023
	6013			0,000005	0,0001554	0,000005	0,0001554	2023
(0405) Пентан (450)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,00601	0,24673748	0,00601	0,24673748	2023
	6012			0,00343	0,1514989	0,00343	0,1514989	2023
(0410) Метан (727*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,032	1,31419277	0,032	1,31419277	2023
	6012			0,01827	0,8071861	0,01827	0,8071861	2023

(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,00866	0,35549858	0,00866	0,35549858	2023
	6012			0,00494	0,218319	0,00494	0,218319	2023
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,141	0,2493	0,141	0,2493	2023
	6011			0,1437	5,89849831	0,1437	5,89849831	2023
	6012			0,082	3,6243011	0,082	3,6243011	2023
	6013			0,00604	0,1877	0,00604	0,1877	2023
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,0521	0,0922	0,0521	0,0922	2023
	6013			0,002232	0,0694	0,002232	0,0694	2023
(0602) Бензол (64)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,00068	0,001204	0,00068	0,001204	2023
	6013			0,00002916	0,000907	0,00002916	0,000907	2023
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,000214	0,0003784	0,000214	0,0003784	2023
	6013			0,00000916	0,000285	0,00000916	0,000285	2023
(0621) Метилбензол (349)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,000428	0,000757	0,000428	0,000757	2023
	6013			0,00001833	0,00057	0,00001833	0,00057	2023
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6007			0,00001625	0,000073	0,00001625	0,000073	2023

	6014			0,00001625	0,000073	0,00001625	0,000073	2023
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6003			0,000163	0,0017286	0,000163	0,0017286	2023
	6005			0,00667	0,1814	0,00667	0,1814	2023
	6006			0,01	0,272	0,01	0,272	2023
	6008			0,000163	0,001827	0,000163	0,001827	2023
	6009			0,000163	0,000787	0,000163	0,000787	2023
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6001			0,0084	0,0324	0,0084	0,0324	2023
	6002			0,0056	0,0216	0,0056	0,0216	2023
Итого по неорганизованным источникам:				0,546638121	14,13937525	0,546638121	14,13937525	
Всего по предприятию:				12,30209181	323,2405523	12,30209181	323,2405523	

ЭРА v3.0

Таблица 1-8.3

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -3 - 2024 год

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2024 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,547	17,25	0,547	17,25	2024
	0002			0,4375	13,8	0,4375	13,8	2024
	0003			0,246	7,74	0,246	7,74	2024
	0004			0,246	7,74	0,246	7,74	2024
	0005			0,285	9	0,285	9	2024
	0006			0,0392	1,23	0,0392	1,23	2024
	0007			0,15	4,74	0,15	4,74	2024
	0008			0,00333	0,108	0,00333	0,108	2024
	0009			0,002596	0,01428	0,002596	0,01428	2024
	0010			0,000701	0,003896	0,000701	0,003896	2024
	0011			0,281	8,85	0,281	8,85	2024
	0012			0,00583	0,189	0,00583	0,189	2024
	0013			0,2291652	3,56397719	0,2291652	3,56397719	2024
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,711	22,43	0,711	22,43	2024
	0002			0,569	17,94	0,569	17,94	2024
	0003			0,3196	10,06	0,3196	10,06	2024
	0004			0,3196	10,06	0,3196	10,06	2024
	0005			0,3705	11,7	0,3705	11,7	2024
	0006			0,0509	1,6	0,0509	1,6	2024
	0007			0,195	6,16	0,195	6,16	2024
	0008			0,00433	0,1404	0,00433	0,1404	2024
	0009			0,000422	0,00232	0,000422	0,00232	2024
	0010			0,0001139	0,000633	0,0001139	0,000633	2024
	0011			0,365	11,5	0,365	11,5	2024
	0012			0,00758	0,2457	0,00758	0,2457	2024
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,0912	2,875	0,0912	2,875	2024
	0002			0,0729	2,3	0,0729	2,3	2024
	0003			0,041	1,29	0,041	1,29	2024

	0004			0,041	1,29	0,041	1,29	2024
	0005			0,0475	1,5	0,0475	1,5	2024
	0006			0,00653	0,205	0,00653	0,205	2024
	0007			0,025	0,79	0,025	0,79	2024
	0008			0,000556	0,018	0,000556	0,018	2024
	0009			0,00025	0,001375	0,00025	0,001375	2024
	0010			0,0000675	0,000375	0,0000675	0,000375	2024
	0011			0,0468	1,475	0,0468	1,475	2024
	0012			0,000972	0,0315	0,000972	0,0315	2024
	0013			0,1527768	2,375984794	0,1527768	2,375984794	2024
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,1823	5,75	0,1823	5,75	2024
	0002			0,1458	4,6	0,1458	4,6	2024
	0003			0,082	2,58	0,082	2,58	2024
	0004			0,082	2,58	0,082	2,58	2024
	0005			0,095	3	0,095	3	2024
	0006			0,01306	0,41	0,01306	0,41	2024
	0007			0,05	1,58	0,05	1,58	2024
	0008			0,00111	0,036	0,00111	0,036	2024
	0009			0,00588	0,03234	0,00588	0,03234	2024
	0010			0,001588	0,00882	0,001588	0,00882	2024
	0011			0,0936	2,95	0,0936	2,95	2024
	0012			0,001944	0,063	0,001944	0,063	2024
	0013			1,864867655	29,00242178	1,864867655	29,00242178	2024
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0013			0,001588231	0,024700171	0,001588231	0,024700171	2024
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,456	14,38	0,456	14,38	2024
	0002			0,3646	11,5	0,3646	11,5	2024
	0003			0,205	6,45	0,205	6,45	2024

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

	0004			0,205	6,45	0,205	6,45	2024
	0005			0,2375	7,5	0,2375	7,5	2024
	0006			0,03264	1,025	0,03264	1,025	2024
	0007			0,125	3,95	0,125	3,95	2024
	0008			0,00278	0,09	0,00278	0,09	2024
	0009			0,0139	0,0765	0,0139	0,0765	2024
	0010			0,00375	0,02085	0,00375	0,02085	2024
	0011			0,234	7,38	0,234	7,38	2024
	0012			0,00486	0,1575	0,00486	0,1575	2024
	0013			1,527768	23,75984794	1,527768	23,75984794	2024
(0410) Метан (727*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0013			0,0381942	0,593996198	0,0381942	0,593996198	2024
(1301) Проп-2-ен-1-аль (Акролен, Акрилальдегид) (474)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,0219	0,69	0,0219	0,69	2024
	0002			0,0175	0,552	0,0175	0,552	2024
	0003			0,00983	0,3096	0,00983	0,3096	2024
	0004			0,00983	0,3096	0,00983	0,3096	2024
	0005			0,0114	0,36	0,0114	0,36	2024
	0006			0,001567	0,0492	0,001567	0,0492	2024
	0007			0,006	0,1896	0,006	0,1896	2024
	0008			0,0001333	0,00432	0,0001333	0,00432	2024
	0011			0,01123	0,354	0,01123	0,354	2024
	0012			0,0002333	0,00756	0,0002333	0,00756	2024
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,0219	0,69	0,0219	0,69	2024
	0002			0,0175	0,552	0,0175	0,552	2024
	0003			0,00983	0,3096	0,00983	0,3096	2024
	0004			0,00983	0,3096	0,00983	0,3096	2024
	0005			0,0114	0,36	0,0114	0,36	2024
	0006			0,001567	0,0492	0,001567	0,0492	2024

	0007			0,006	0,1896	0,006	0,1896	2024
	0008			0,0001333	0,00432	0,0001333	0,00432	2024
	0011			0,01123	0,354	0,01123	0,354	2024
	0012			0,0002333	0,00756	0,0002333	0,00756	2024
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	0001			0,219	6,9	0,219	6,9	2024
	0002			0,175	5,52	0,175	5,52	2024
	0003			0,0983	3,096	0,0983	3,096	2024
	0004			0,0983	3,096	0,0983	3,096	2024
	0005			0,114	3,6	0,114	3,6	2024
	0006			0,01567	0,492	0,01567	0,492	2024
	0007			0,06	1,896	0,06	1,896	2024
	0008			0,001333	0,0432	0,001333	0,0432	2024
	0011			0,1123	3,54	0,1123	3,54	2024
	0012			0,002333	0,0756	0,002333	0,0756	2024
Итого по организованным источникам:				13,06013369	350,0819771	13,06013369	350,0819771	
Не организованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6004			0,00364	0,00463	0,00364	0,00463	2024
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6004			0,000373	0,000474	0,000373	0,000474	2024
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6003			0,000000457	0,00000485	0,000000457	0,00000485	2024
	6008			0,000000457	0,00000513	0,000000457	0,00000513	2024
	6009			0,000000457	0,00000221	0,000000457	0,00000221	2024
	6010			0,0001166	0,0002064	0,0001166	0,0002064	2024
	6011			0,00608	0,24963152	0,00608	0,24963152	2024
	6012			0,00347	0,1534435	0,00347	0,1534435	2024

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

	6013			0,000005	0,0001554	0,000005	0,0001554	2024
(0405) Пентан (450)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,00601	0,24673748	0,00601	0,24673748	2024
	6012			0,00343	0,1514989	0,00343	0,1514989	2024
(0410) Метан (727*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,032	1,31419277	0,032	1,31419277	2024
	6012			0,01827	0,8071861	0,01827	0,8071861	2024
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6011			0,00866	0,35549858	0,00866	0,35549858	2024
	6012			0,00494	0,218319	0,00494	0,218319	2024
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,141	0,2493	0,141	0,2493	2024
	6011			0,1437	5,89849831	0,1437	5,89849831	2024
	6012			0,082	3,6243011	0,082	3,6243011	2024
	6013			0,00604	0,1877	0,00604	0,1877	2024
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,0521	0,0922	0,0521	0,0922	2024
	6013			0,002232	0,0694	0,002232	0,0694	2024
(0602) Бензол (64)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,00068	0,001204	0,00068	0,001204	2024
	6013			0,00002916	0,000907	0,00002916	0,000907	2024
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье
(корректировка сроков)»

Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,000214	0,0003784	0,000214	0,0003784	2024
	6013			0,00000916	0,000285	0,00000916	0,000285	2024
(0621) Метилбензол (349)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6010			0,000428	0,000757	0,000428	0,000757	2024
	6013			0,00001833	0,00057	0,00001833	0,00057	2024
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6007			0,00001625	0,000073	0,00001625	0,000073	2024
	6014			0,00001625	0,000073	0,00001625	0,000073	2024
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6003			0,000163	0,0017286	0,000163	0,0017286	2024
	6005			0,00667	0,1814	0,00667	0,1814	2024
	6006			0,01	0,272	0,01	0,272	2024
	6008			0,000163	0,001827	0,000163	0,001827	2024
	6009			0,000163	0,000787	0,000163	0,000787	2024
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	6001			0,0084	0,0324	0,0084	0,0324	2024
	6002			0,0056	0,0216	0,0056	0,0216	2024
Итого по неорганизованным источникам:				0,546638121	14,13937525	0,546638121	14,13937525	
Всего по предприятию:				13,60677181	364,2213523	13,60677181	364,2213523	

Методы и средства контроля за состоянием воздушного бассейна

Выбросы от проводимых работ относятся к локальным, с непостоянной продолжительностью воздействия.

Интенсивность воздействия слабая, так как изменения природной среды не выходят за существующие пределы естественной природной изменчивости.

Для рассматриваемого объекта нормативы предельно допустимых выбросов на период эксплуатации не устанавливаются.

Учитывая, что объект не окажет существенного влияния на качество атмосферного воздуха, программа мониторинга в проекте не предусматривается.

Контроль за выполнением природоохранных мероприятий возлагается на экологическую службу предприятия (мероприятия будут определены при следующем этапе при проектировании).

Контроль за нормативами эмиссий осуществляется в соответствии с планом графиком таблица 1-9.1, 1-9.2, 1-9.3.

Таблица 1-9.1

П л а н - г р а ф и к
контроля на предприятии за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов и на контрольных точках (постах) на существующее положение

Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -1 - 2022 год

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутки	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0001	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,452	600,5773	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,587	779,9533		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0753	100,0519		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,1506	200,1039		
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0,3764	500,1268		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)			0,0180 7	24,0098		

		(474)						
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,01807	24,0098		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,1807	240,098		
0002	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,3425	412,1233	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,445	535,4594		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0571	68,70727		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,1142	137,4145		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,2854	343,416		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0137	16,48493		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0137	16,48493		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,137	164,8493		
0003	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,1975	252,2118	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,257	328,1946		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0329	42,01402		

		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0658	84,02804		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,1646	210,1978		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0079	10,08847		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0079	10,08847		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,079	100,8847		
0004	Подготовительн ые работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,1975	320,63	Собств енными силами предпр иятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,257	417,2249		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0329	53,41127		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0658	106,8225		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,1646	267,2187		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0079	12,8252		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0079	12,8252		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,079	128,252		

0005	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,255	413,7293	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,3315	537,8481		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0425	68,95488		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,085	137,9098		
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0,2125	344,7744		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0102	16,54917		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0102	16,54917		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,102	165,4917		
0006	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0392	90,40373	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0509	117,3865		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0065 3	15,0596		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0130 6	30,1192		
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0,0326 4	75,27495		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0015 67	3,613843		

		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0015 67	3,613843		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,0156 7	36,13843		
0007	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,15	1116,117	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,195	1450,952		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,025	186,0195		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,05	372,0391		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,125	930,0977		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,006	44,64469		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,006	44,64469		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,06	446,4469		
0008	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0033 3	24,7809	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0043 3	32,22261		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0005 56	4,137591		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,			0,0011 1	8,260299		

		Сера (IV) оксид (516)						
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,00278	20,68796		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,000133	0,99198		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,000133	0,99198		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,001333	9,919801		
0009	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,002596	3,449333	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,000422	0,560716		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,00025	0,332178		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,00588	7,81282		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,0139	18,46908		
0010	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,000701	2,897771	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,000114	0,470836		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			6,75E-05	0,279029		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,001588	6,564423		
		Углерод оксид (Окись углерода,			0,00375	15,50163		

		Угарный газ) (584)						
0011	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,281	360,493	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,365	468,256		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0468	60,0394		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0936	120,0788		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,234	300,197		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,01123	14,40689		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,01123	14,40689		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,1123	144,0689		
0012	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,00583	24,3251	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,00758	31,6268		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,000972	4,055573		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,001944	8,111147		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,00486	20,27787		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)			0,000233	0,973421		

		(474)						
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,000233	0,973421		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,002333	9,734211		
0013	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,229165	149,4514	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,152777	99,63429		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			1,864868	1216,184		
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,001588	1,035774		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			1,527768	996,3429		
		Метан (727*)			0,038194	24,90857		
6001	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	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)			0,0084		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

6002	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	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)			0,0056		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6003	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			
6004	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,00364		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)			0,000373			
6005	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,00667		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6006	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,01		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

6007	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			1,63E-05		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6008	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			
6009	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			
6010	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,000117		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,141			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0,0521			
		Бензол (64)			0,00068			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0,000214			
		Метилбензол (349)			0,000428			

6011	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,00608		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Пентан (450)			0,00601			
		Метан (727*)			0,032			
		Изобутан (2-Метилпропан) (279)			0,00866			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,1437			
6012	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,00347		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Пентан (450)			0,00343			
		Метан (727*)			0,01827			
		Изобутан (2-Метилпропан) (279)			0,00494			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,082			
6013	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,000005		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,00604			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0,002232			
		Бензол (64)			2,92E-05			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			9,16E-06			
		Метилбензол (349)			1,83E-05			

6014	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			1,63E-05		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

ЭРА v3.0

Таблица 1-9.2

П л а н - г р а ф и к

контроля на предприятии за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов и на контрольных точках (постах) на существующее положение

Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -11, 3 - 2023 год

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутки	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0001	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,452	600,5773	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,587	779,9533		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0753	100,0519		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,1506	200,1039		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,3764	500,1268		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,01807	24,0098		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,01807	24,0098		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,1807	240,098		

0002	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,3425	412,1233	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,445	535,4594		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0571	68,70727		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,1142	137,4145		
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0,2854	343,416		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0137	16,48493		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0137	16,48493		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,137	164,8493		
0003	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,1975	252,2118	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,257	328,1946		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0329	42,01402		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0658	84,02804		
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0,1646	210,1978		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0079	10,08847		

		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0079	10,08847		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,079	100,8847		
0004	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,1975	320,63	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,257	417,2249		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0329	53,41127		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0658	106,8225		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,1646	267,2187		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0079	12,8252		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0079	12,8252		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,079	128,252		
0005	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,255	413,7293	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,3315	537,8481		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0425	68,95488		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,			0,085	137,9098		

		Сера (IV) оксид (516)						
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,2125	344,7744		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0102	16,54917		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0102	16,54917		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,102	165,4917		
0006	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0392	90,40373	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0509	117,3865		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0065 3	15,0596		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0130 6	30,1192		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,0326 4	75,27495		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0015 67	3,613843		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0015 67	3,613843		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,0156 7	36,13843		

0007	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,15	1116,117	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,195	1450,952		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,025	186,0195		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,05	372,0391		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,125	930,0977		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,006	44,64469		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,006	44,64469		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,06	446,4469		
0008	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,00333	24,7809	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,00433	32,22261		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,000556	4,137591		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,00111	8,260299		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,00278	20,68796		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,000133	0,99198		

		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,000133	0,99198		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,001333	9,919801		
0009	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,002596	3,449333	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,000422	0,560716		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,00025	0,332178		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,00588	7,81282		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,0139	18,46908		
0010	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,000701	2,897771	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,000114	0,470836		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			6,75E-05	0,279029		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,001588	6,564423		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,00375	15,50163		
0011	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,281	360,493	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,365	468,256		

		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0468	60,0394		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0936	120,0788		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,234	300,197		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0112 3	14,40689		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0112 3	14,40689		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,1123	144,0689		
0012	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0058 3	24,3251	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0075 8	31,6268		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0009 72	4,055573		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0019 44	8,111147		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,0048 6	20,27787		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0002 33	0,973421		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0002 33	0,973421		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,0023 33	9,734211		

0013	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,2291 65	149,4514	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,1527 77	99,63429		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			1,8648 68	1216,184		
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,0015 88	1,035774		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			1,5277 68	996,3429		
		Метан (727*)			0,0381 94	24,90857		
6001	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	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)			0,0084		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6002	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	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)			0,0056		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

6003	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			
6004	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,00364		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)			0,000373			
6005	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,00667		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6006	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,01		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6007	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			1,63E-05		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6008	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			
6009	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			
6010	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,000117		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,141			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0,0521			
		Бензол (64)			0,00068			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0,000214			
		Метилбензол (349)			0,000428			
6011	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,00608		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Пентан (450)			0,00601			
		Метан (727*)			0,032			
		Изобутан (2-Метилпропан) (279)			0,00866			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,1437			

6012	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,00347		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Пентан (450)			0,00343			
		Метан (727*)			0,01827			
		Изобутан (2-Метилпропан) (279)			0,00494			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,082			
6013	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,000005		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,00604			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0,002232			
		Бензол (64)			2,92E-05			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			9,16E-06			
		Метилбензол (349)			1,83E-05			
6014	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			1,63E-05		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

ЭРА v3.0

Таблица 1-9.3

П л а н - г р а ф и к
контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов и на контрольных точках (постах) на существующее положение

Атырауская область, ТОО "Lucent Petroleum" - Южная -3 - 2024 год

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в период НМУ раз/сутки	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0001	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,547	726,8048	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,711	944,7134		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0912	121,1784		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,1823	242,224		
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0,456	605,8921		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0219	29,09877		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0219	29,09877		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,219	290,9877		
0002	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,4375	526,4348	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,569	684,6661		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0729	87,71908		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)			0,1458	175,4382		

		(516)						
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0,3646	438,7157		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0175	21,05739		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0175	21,05739		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,175	210,5739		
0003	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,246	314,1474	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,3196	408,1362		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,041	52,35789		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,082	104,7158		
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)			0,205	261,7895		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0098 3	12,55312		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0098 3	12,55312		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,0983	125,5312		

0004	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,246	399,367	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,3196	518,8524		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,041	66,56116		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,082	133,1223		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,205	332,8058		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0098 3	15,95844		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0098 3	15,95844		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,0983	159,5844		
0005	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,285	462,4033	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,3705	601,1243		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0475	77,06722		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,095	154,1344		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,2375	385,3361		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0114	18,49613		

		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0114	18,49613		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,114	184,9613		
0006	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0392	90,40373	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0509	117,3865		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0065 3	15,0596		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0130 6	30,1192		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,0326 4	75,27495		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0015 67	3,613843		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0015 67	3,613843		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,0156 7	36,13843		
0007	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,15	1116,117	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,195	1450,952		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,025	186,0195		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,			0,05	372,0391		

		Сера (IV) оксид (516)						
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,125	930,0977		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,006	44,64469		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,006	44,64469		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,06	446,4469		
0008	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0033 3	24,7809	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0043 3	32,22261		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0005 56	4,137591		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0011 1	8,260299		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,0027 8	20,68796		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0001 33	0,99198		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0001 33	0,99198		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,0013 33	9,919801		

0009	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0025 96	3,449333	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0004 22	0,560716		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0002 5	0,332178		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0058 8	7,81282		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,0139	18,46908		
0010	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0007 01	2,897771	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0001 14	0,470836		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			6,75E- 05	0,279029		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0015 88	6,564423		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			0,0037 5	15,50163		
0011	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,281	360,493	Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,365	468,256		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0468	60,0394		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0936	120,0788		

		Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)			0,234	300,197		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0112 3	14,40689		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0112 3	14,40689		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,1123	144,0689		
0012	Подготовительн ые работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,0058 3	24,3251	Собств енными силами предпр иятия	Расчетным методом
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,0075 8	31,6268		
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,0009 72	4,055573		
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,0019 44	8,111147		
		Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)			0,0048 6	20,27787		
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)			0,0002 33	0,973421		
		Формальдегид (Метаналь) (609)			0,0002 33	0,973421		
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,0023 33	9,734211		
0013	Подготовительн ые работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,2291 65	149,4514	Собств енными силами предпр иятия	Расчетным методом
		Углерод (Сажа, Углерод черный)			0,1527 77	99,63429		

		(583)						
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			1,8648 68	1216,184		
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,0015 88	1,035774		
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			1,5277 68	996,3429		
		Метан (727*)			0,0381 94	24,90857		
6001	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	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)			0,0084		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6002	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	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)			0,0056		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6003	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			
6004	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,00364		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)			0,000373			
6005	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,00667		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6006	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,01		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6007	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			1,63E-05		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
6008	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			

6009	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			4,57E-07		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			0,000163			
6010	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,000117		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,141			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0,0521			
		Бензол (64)			0,00068			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0,000214			
		Метилбензол (349)			0,000428			
6011	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,00608		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Пентан (450)			0,00601			
		Метан (727*)			0,032			
		Изобутан (2-Метилпропан) (279)			0,00866			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,1437			
6012	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,00347		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

		Пентан (450)			0,0034 3			
		Метан (727*)			0,0182 7			
		Изобутан (2-Метилпропан) (279)			0,0049 4			
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,082			
6013	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,0000 05		Собственными силами предприятия	Расчетным методом
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0,0060 4			
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			0,0022 32			
		Бензол (64)			2,92E-05			
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			9,16E-06			
		Метилбензол (349)			1,83E-05			
6014	Подготовительные работы, монтаж установки КРС, работы по восстановлению скважины	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			1,63E-05		Собственными силами предприятия	Расчетным методом

Обоснование принятия размера санитарно-защитной зоны и определение категории

Устройство санитарно-защитной зоны между предприятием и жилой застройкой является одним из основных воздухоохраных мероприятий, обеспечивающих требуемое качество воздуха в населенных пунктах.

Санитарно-защитная зона на проектируемый объект не устанавливается, будет определена в отдельном проекте установления СЗЗ.

В соответствии с п. 2 ст. 12 Экологического Кодекса и пп.3 п.11 Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, проектируемый объект на период проведения работ отнесен ко **II категории**, проведение строительных операций, продолжительностью более одного года.

2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

В гидрогеологическом отношении рассматриваемый район относится к Эмбинскому артезианскому бассейну, областью питания которого являются западные отроги Южного Урала и Мугоджар, где коренные породы верхнепалеозойского и мезозойского возраста выходят на дневную поверхность.

Местом разгрузки является центр Прикаспийской впадины и морская территория Северного Каспия, в направлении которых происходит погружение надсолевого комплекса осадочных пород.

По условиям питания, движения подземных вод можно выделить два крупных гидрогеологических этажа: нижний, приуроченный к подсолевому и верхний, приуроченный к надсолевому мегакомплексам, представляющим собой самостоятельные гидродинамические системы, разобщенные между собой соленосными образованиями кунгурского яруса, служащими водопором между ними.

Незначительное количество фактического материала не позволяет установить закономерности изменения минерализации и плотности пластовых вод надсолевого и подсолевого водонапорных комплексов.

При опробовании каменноугольных отложений получены притоки жидкости с дебитами от 05,-17 до 504-1065 м³/сут, при депрессиях – до 16,8 МПа. Коэффициенты гидропроводности изменяются в широких пределах от долей единиц до 133,3 мкм².см/МПа.с, что указывает на высокую степень неоднородности коллекторских свойств каменноугольного комплекса отложений.

При испытании нижнепермских отложений дебиты изменялись от 43-96 до 220-461 м³/сут при различных депрессиях. Коэффициент гидропроводности составляет от 3,2 до 139,3 мкм².см/МПа.с. Полученные результаты также характеризуют высокую степень неоднородности коллекторских свойств нижнепермских отложений.

Из надсолевых отложений наиболее изучены пермотриасовые, в которых опробовано 19 объектов. Дебиты жидкости достигали до 330-900 м³/сут при различных депрессиях, а коэффициент гидропроводности изменяется от 3 до 1260 мкм².см/МПа.с, что указывает на высокую степень неоднородности коллекторских свойств пермотриаса, хотя в целом, намечается улучшение коллекторских свойств вверх по разрезу от каменноугольного комплекса к нижнепермскому, а затем к пермотриасу.

Юрские отложения опробованы в единичных случаях. Дебиты жидкости составляли 13-400 м³/сут, а коэффициенты гидропроводности изменяются от 1,3 до 94 мкм².см/МПа.с, что характеризует опробованные коллекторы как слабопроницаемые и неоднородные.

Из ассельских (подсолевых) отложений в скв.1 отобраны две пробы из одного и того же интервала (3668-3687 м). Химический анализ проб показывает, что минерализация составляет 114-119 г/л, плотность жидкости (воды 1,08-1,087 г/см³). В одной из проб содержание Br 149,2 мг/л и сероводорода 764,2 мг/л, в другой пробе эти компоненты отсутствуют йод в обоих пробах.

Из триасовых отложений получена одна проба жидкости. Минерализация ее 124,7 г/л, плотность 1,086 г/л, содержание брома 210,3 мг/л, йода 80,58 г/л.

На основании приведенных химических анализов вод можно составить только качественную физико-химическую характеристику пластовых вод, т.к. жидкость притока

представлена в основном смесью пластовой и технической воды.

Анализируемые воды являются рассолами хлоркальциевого типа, хлоридной группы с минерализацией от 115 до 235 г/л, плотностью до 1,160 г/см³, метаморфизованные, что характерно для замкнутого водонапорного бассейна с затрудненным водообменом.

Дать физико-химическую характеристику нижнекаменноугольного комплекса пород не представляется возможным из-за отсутствия представительных проб пластовой воды. В региональном плане в аналогичных условиях в каменноугольных отложениях получены пробы пластовой воды на площади Каратон, по результатам химических анализов, которых и приводится их качественная характеристика.

По химическому составу воды нижнекаменноугольных отложений относятся к крепким преимущественно хлоридным натриевым рассолам, хлоркальциевого типа, с минерализацией вод 20-290 г/л, плотностью 1,160-1,167 г/см³ и величиной метаморфизации до 1,0.

Аналогично анализам воды, анализы проб растворенного газа дают также только качественной состав. В целом они имеют углеводородный состав до 80/91% с примесью азота до 4,2%, углекислоты и сероводорода до 2,0/38,7% (таблица 3.4.1). Такой состав растворенных газов обычно присущ водам зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Сведения о результатах поискового бурения

Перед поисковым бурением на исследуемой площади ставились задачи изучения геологического строения, поисков залежей нефти и газа в подсолевых и надсолевых отложениях, промышленно нефтегазоносных на соседних площадях.

На рисунке 11 приведено местоположение скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3. В пределах разведочного блока и на прилегающей территории структурное и глубокое бурение проводилось в 1960-90-х гг. В этот период выявлены залежи нефти и газа в надсолевых отложениях на площадях Нуржанов, Прорва Западная, Актобе, Досмухамбетовское и др., в подсолевых отложениях на площадях Тенгиз, Тажигали и др.

По результатам сейсморазведочных работ 1955-1961 г.г. на северо-западе контрактной территории закартировано поднятие Лебяжье в пермско-триасовых отложениях, на котором пробурены поисковые скважины Г-1, 2, 3.

Скважина Г-1 ликвидирована по техническим причинам при забое 1160 м, скважины Г-2 и Г-3 ликвидированы по геологическим причинам при забоях 2610 и 3545 м в юрских отложениях. По результатам ГИС в скважинах Г-2, 3 нефтенасыщенные горизонты не выделены, испытания не производились. Нефтегазоносность пермско- триасового комплекса осталась не изученной.

По результатам сейсморазведочных работ, выполненных сейсмическими партиями треста «Саратовнефтегеофизика» в 1974-77 г.г. в пределах северо-западной части исследуемой территории была закартирована структура Южная в палеозойских отложениях. Институтом «ВолгоградНИПИнефть» был составлен проект разведки, где предусматривалось бурение 12 поисково-разведочных скважин, из них скважины 1, 2, 3 независимые с проектной глубиной 5500 м, проектный горизонт – нижний карбон.

Всего пробурено три скважины на подсолевые отложения Южная-1, 2, 3 и три скважины Южная-11, 12, 13 на отложения триаса (переклинали поднятия Лебяжье).

По шести поисковым скважинам с отбором керна пробурено 1081 м, вынос керна составил 505,9 м или 46,8%, из них по подсолевым отложениям пробурено 555 м, вынос керна составил 127 или 22,9%. Все 6 скважин ликвидированы по геологическим причинам.

Следующей структурой, закартированной сейсморазведочными работами и где проводилось глубокое бурение, является структура Мунайбай, в пределах контрактной территории пробурена скважина Г-10, фактическая глубина скважины 5874 м. Проведены испытания в интервалах 4231-4289 (I объект), 4901-5049 (II), 5049-5079(III), 5109-5162 м (IV), из которых в III объекте получен приток пластовой воды, I и IV объекты «сухие», во II объекте

неясный характер насыщения.

В 2011 г. недропользователь ТОО «Lucent Petroleum» в пределах контрактной территории пробурил две скважины.

На структуре Лебяжье разведочная скважина Л-14 пробурена в период 02.06- 10.10.2011 г. с забоем 3760 м в ассельских карбонатных отложениях. Скважина находится в консервации.

Бурение разведочной скважины ПО-1 на структуре Прорва Онтустик осуществлено в период 23.04-18.12.2011г. с забоем 3863 м и вскрытием кунгурских соленосных отложений. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Ниже приводятся подробные сведения о конструкции восстанавливаемых скважин Южная -1, 11, 3 и результатах бурения.

Скважина Южная-1 начата бурением 02.11.1978 г., закончена 17.10.1981 г. с забоем 5505 м в отложениях нижнего карбона. Скважина обсажена: направлением 630 мм - 20 м, зацементировано до устья, кондуктором 478 мм - 135,5 м, зацементировано до устья; I технической колонной 324 мм – 2354 м, цемент 10 м от устья; II технической колонной 245 мм – 3674 м, цемент до устья; потайной колонной 168,3 мм - 3604-4635 м, цемент – до 3604 м; эксплуатационной колонной 140 мм – 3538 м, цемент 2350 м от устья.

В процессе бурения ниже башмака 245 мм колонны до глубины 4632 м при первоначальном применении утяжеленного промывочного раствора плотностью 1,28-1,30 имели место осложнения, вызванные поглощением в ряде интервалов (стат.ур. 300-320 м). Установка в них цементных мостов (произвели 16 заливок) не дала положительных результатов, осложнения ликвидированы спуском и цементом 168,3 мм потайной колонны.

С отбором образцов пород по 37 интервалам пройдено в общей сложности 220,5 м, вынос керна составил 65,7 м или 29,8 %.

При опробовании ассельских отложений в интервале 3674-3677 м получен газ дебитом 220 м³/сут. В газе содержится 86, 81 % метана, CO₂+H₂S - 4,63 %. В интервале 3674-3687 м получена пластовая вода с растворенным газом. Содержание метана в газе 79,16 %, CO₂+H₂S - 2,25 %. При повторном опробовании интервала 3674-3687 м получена пластовая вода с растворенным газом и пленкой нефти. Содержание метана в газе – 91,74%, CO₂+H₂S 2,08 %.

В интервале 3744-3759 м получен газ дебитом 461 м³/сут, газ метановый (95,41 % метана).

В лаборатории пластовых нефтей и газов «ВолгоградНИПИнефть» из ассельских отложений были сделаны определения состава газа, сорбированного породой в скв. 1 в интервалах отбора керна: 3677-3681, 3681-3687, 3835-3841 м (табл. 3.3.1.2). Состав газа указывает на его принадлежность к нефти.

Анализ комплекса промыслово-геофизических исследований с учетом результатов ИПТ, полученных в процессе бурения в открытом стволе показали, что в скв. 1 пласт, залегающий в интервале глубин 3682-3686 м, обладает высокими коллекторскими свойствами, но он водонасыщен.

Отложения среднего карбона (подольские, каширские, верейские, башкирские) ИПТ опробованы в интервалах: 4187-4215, 4240-4268, 4241-4326, 4471-4485, 4510-4560, 4510-4601 м. Приток пластовой воды с углеводородным газом был получен лишь в интервалах 4510-4560 м и 4510-4501 м с дебитами 58 м³/сут и 950 м³/сут в условиях испытания. Газ, в основном, метанового состава.

При опробовании веневских, михайловских, алексинских и тульских отложений в интервале 5229-5250 м был получен раствор с газом. Содержание метана в газе 87,71%.

При опробовании тульских отложений в скв.1 в интервале 5338-5376 м. получена пластовая вода с газом и запахом H₂S дебитом 7,2 м³/сут.

При опробовании триасовых отложений в интервале 3356-3437 м получен ИБР дебитом 13 м³/сут (по раствору). При испытании интервала 3478-3498 м, после перфорации 245 мм колонны, был получен конденсат дебитом в условиях испытания 17 м³/сут. При испытании интервала 3478-3498 м в эксплуатационной колонне (с перфорированными трубами в интервале 3489-3468 м) получен газ с конденсатом с резко затухающим дебитом. При

исследовании на 4 мм штуцере первоначальный дебит составил 10,3 м³/сут, при давлениях соответственно 12,6 и 15,9 МПа. За все время вызова притока и исследования (в течение 9 суток) пластовое давление с первоначального 38,8 МПа снизилось до 23,0 МПа, хотя за это время из пласта получено всего 70 тонн конденсата и 350-400 тыс.м³ газа.

В литологическом отношении залежь в скважине Южная-1 приурочена к песчано-алевролитовой пачке в подошве верхнего триаса. В кровельной части, в интервалах 3478- 3480, 3485-3498 породы газонасыщены. По данным промысловой геофизики пористость песчаников в интервале 3478-3480,2 м составляет 30%, в интервале 3485,6-3498-18,5%.

Скважина Южная-11 пробурена с целью промышленной оценки триасового продуктивного горизонта, вскрытого и испытанного в скважине Южная-1. Бурение начато 20.06.1980 г, закончено 10.12.1980 г с забоем 3605 м в отложениях триаса. Скважина обсажена: направлением 324 мм – 94 м, зацементированным до устья; технической колонной 245 мм – 1299 м, цемент 20 м от устья; эксплуатационной колонной 140 мм – 3598 м, цемент 1885 м от устья.

С отбором образцов пород по 17 интервалам пройдено в общей сложности 136 м, вынос керна составил 93,5 м или 68,7 %.

Испытание триасовых отложений испытателем пластов на трубах проведено в интервалах: 3475-3500 м - получена нефть дебитом 6 м³/сут, 3504-3512 м - притока не получено, 3511-3553 м - получен приток пластовой воды дебитом 330 м³/сут.

После окончания бурения, в эксплуатационной колонне путем перфорации испытан интервал 3497-3474 м. Получен приток нефти дебитом 2 м³/сут. Была проведена дополнительная перфорация наиболее проницаемой части пласта в интервале 3487-3482 м. После замены бурового раствора на нефть притока не получена. По промыслово-геофизическим данным породы в интервале 3482,4-3485 м являются слабопроницаемыми, в интервале 3488-3497 м - водонасыщенными.

В скважине Южная-11 прослеживается песчано-алевролитовая пачка, вскрытая в скважине Южная-1. Верхняя часть этой пачки в интервале 3474-3497 имеет ухудшенные коллекторские свойства по сравнению со вскрытой в скважине Южная-1. По данным промысловой геофизики пористость песчаников в интервале 3482,4-3485 м составляет 7- 12%. Интервал слабопроницаем. В интервале 3488-3497 м пористость песчаников составляет 5,5-3,8%, они водонасыщены.

Скважина Южная-3 начата бурением 02.04.1979 г, закончена 26.06.1982 г с забоем 5501 м. Скважина обсажена: направлением 478 мм – 142,5 м, зацементированным до устья; I технической колонной 324 мм – 2228,5 м, цемент 15 м от устья; II технической колонной 245 мм – 3736 м, цемент 25 м от устья; потайной колонной 168 мм – 5081-4357 м, цемент по всей длине колонны.

168 мм потайной колонной первоначально скважина была обсажена в интервале 5081-3620 м. Однако из-за заводского брака после цементации обнаружен обрыв колонны на глубине 4357 м, оторванная часть колонны была поднята. Дальнейшее углубление скважины продолжалось без наращивания потайной колонны, поскольку оставшаяся в скважине часть ее (в инт. 4357-5081 м), зацементированная и опрессованная, после разбуривания цемента обеспечивает изоляцию поглощающего и проявляющего пластов (инт. 4880-4900 м).

С отбором образцов пород по 54 интервалам пройдено в общей сложности 328,5 м, вынос керна составил 111,7 м или 34 %.

Из интервалов 3736-3806, 3788-3846, 3914-3968, 4053-4091 м получены притоки пластовой воды и раствора с дебитами от 84 до 123 м³/сут. В интервале 3788-3846 м получена пластовая вода с газом. Содержание метана в газе 60,65 %.

Опробованы отложения среднего карбона в интервалах: 4170-4277, 4207-4310, 4390-4415, 4411-4485, 4538-4616 м. Все интервалы практически непроницаемы.

Определен состав сорбированного газа в 11 интервалах. Из них только в двух интервалах (4223-4226 и 4535-4538 м.) газ характерен для нефтяных залежей. Остальные интервалы относятся к зоне обводнения.

По данным промыслово-геофизических исследований и опробования ИПТ в отложениях среднего карбона объектов для опробования в колонне не выделено. Разрез представлен в основном плотными известняками. А те пласты-коллекторы, из которых был получен приток, обводнены.

В интервале 5081-5140 м получен фильтрат слабогазированный. Содержание метана в газе 80,92%. В интервале 5106-5136 м был получен раствор с газом дебитом 0,7 м³/сут. В газе содержится 63,57% метана.

При опробовании в скв.1 интервала 5319-5509 м, включающего тульские, бобриковские, малиновские и кизеловские отложения, получена пластовая вода с растворенным газом и запахом H₂S дебитом 13 м³/сут.

При опробовании надсолевых отложений в скважине Южная-3 испытателем пластов на трубах интервалов: 2689-2741, 3486-3507, 3548-3615, 3570-3631, 3665-3679 м промышленных притоков нефти и газа не получено. Были получены лишь притоки раствора, а из интервала 3665-3679 м получен газ в непромышленном количестве.

Краткая характеристика проектируемого предприятия

Необходимости установления водоохраных зон и полос нет.

Также при проведении строительных работ по освобождению земельных участков в соответствии с РНД 1.01.03-94 «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан» будут соблюдаться следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные и поверхностные водные ресурсы:

- ✓ Контроль за водопотреблением и водоотведением в период проведения работ;
- ✓ Организация системы сбора и хранения отходов производства;
- ✓ Организация системы сбора, хранения и транспортировки всех сточных вод;
- ✓ Контроль над герметизацией всех емкостей, во избежание утечек и возникновения аварийных ситуаций;
- ✓ Согласование с территориальными органами ООС местоположения всех объектов использования и потенциального загрязнения подземных и поверхностных вод.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом, большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха.

Исходными данными для разработки проектных решений по предупреждению загрязнений поверхностных и подземных вод и рациональному использованию водных ресурсов при проектировании, строительстве и эксплуатации послужили следующие материалы:

- задание на проектирование;
- рабочий проект.

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются:

- вредные выбросы в атмосферу (пыль, аэрозоли), осаждающиеся на поверхности водных объектов;
- места хранения отходов производства и бытовых отходов.

Мероприятия по охране водных ресурсов

Для сокращения загрязнения стоков с территории строительной площадки следует принимать следующие меры:

- устройство системы вертикальной планировки с отводом поверхностных вод по лоткам в отстойники с выпуском через фильтрующие грунтовые валы;
- локализация стоянок и мест заправки машин и транспортных средств с автономным сбором и очисткой стока;
- исключение разлива нефтепродуктов (необорудованная заправка, слив отработанных масел и т.п.);

- запрещение открытого хранения сыпучих, растворимых и размываемых материалов;
- организация регулярной уборки территории;

соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан (Водный Кодекс, 2003; РНД 1.01.03-94, 1994), внутренних нормативных документов Заказчика в области ООС.

Все строительные рабочие обеспечиваются доброкачественной питьевой водой, отвечающей требованиям действующих санитарных правил и нормативов.

На период проведения работ вода привозная, бутилированная (питьевые нужды). На технические нужды вода привозится спецавтотранспортом, согласно договора.

Для питьевого водоснабжения должны соблюдаться следующие требования:

- все строительные рабочие (и прочие работники) обеспечиваются доброкачественной питьевой водой, отвечающей требованиям действующих санитарных правил и нормативов;
- питьевые установки (кулеры, помпы с бутилированной водой и другие) располагаются не далее 75 м от рабочих мест. К питьевым установкам должен быть обеспечен свободный доступ всех работников. Необходимо иметь питьевые установки в гардеробных, пунктах питания, здравпунктах, в местах отдыха работников и укрытиях от солнечной радиации и атмосферных осадков;
- работники, работающие на высоте, а также машинисты землеройных и дорожных машин, крановщики и другие, которые по условиям производства не имеют возможности покинуть рабочее место, обеспечиваются питьевой водой непосредственно на рабочих местах.

Водопотребление.

Восстановление и испытание скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении работ будет использоваться вода питьевого качества.

На приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, на испытание скважины, мытье оборудования, рабочей площадки и другие технологические нужды будет использоваться техническая вода.

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться не менее 1 раза в 10 дней. Качество питьевой воды будет соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов (Приказ МинНацЭконом РК №209 от 16.03.15г.).

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5$ м³), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная. Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет 4,37 м³/сут.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения

цемента и для других технических нужд. Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно расчету.

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50м³.

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на близлежащий полигон по договору.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Количество работающих составляет 60 человек. Вода доставляется транспортом. Для хранения воды питьевого качества предусмотрена емкость объемом 5,0 м³.

Вода для производственных нужд предназначена для обмыва рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³.

Объемы образования сточных вод рассчитаны от объемов потребления - 80% водопотребления. Объемы образования сточных вод в период бурения и крепления рассчитаны при расчетах объемов отходов бурения, т.к. планируется повторное использование буровых сточных вод, что значительно сокращает объемы образования стоков.

Вывоз сточных вод осуществляет согласно договору с подрядной специализированной организацией.

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно СНиП 2.04.01-85, СНиП 2.04.03-85, СНиП 3.05.04-85, СНиП РК 4.01-02-2009

Расчет норм водопотребления и водоотведения питьевой воды для скважины

Расход питьевой воды при норме 25л и воды для бытовых нужд при норме 120л на 1 человека в сутки (СНиП РК 4.01-02-2009).

Баланс водопотребления и водоотведения от скважин Южная -1, Южная – 11

Наименование потребителей	Норма расхода, м3/сут	Количество человек	Время работ, сут	Общее потребление на 1 скважину, м3		Общее водоотведение на 1 скважину, м3	
				сут.	на весь цикл	сут.	на весь цикл
Питьевые нужды							
Хоз-бытовые нужды	0,125	60	264	7,5	1980	5,25	1386
Итого Хоз-бытовые:				7,5	1980	5,25	1386
Технические нужды							
Подготовительные работы	5,52		4	5,52	22,08	1,656	6,624
Монтаж установки КРС	5,52		10	5,52	55,2	1,656	16,56
Работы по восстановлению скважин	5,52		60	5,52	331,2	1,656	99,36
Подготовительные работы к испытанию	5,52		4	5,52	22,08	1,656	6,624
Испытания объектов	5,52		180	5,52	993,6	1,656	298,08
Ликвидация скважин	5,52		6	5,52	33,12	1,656	9,936
Итого технические:				5,52	1457,28	1,656	437,18
Итого				13,02	3437,28	6,906	1823,18

Общее потребление хозяйственно-питьевой воды на одну скважину составит – 1980 м³, на 2 скважины – 3960 м³, на технические нужды – 1457,28 м³, на 2 скважины – 2914,56 м³.

Таким образом, объем водопотребления за период проведения работ на одной скважине составит – 3437,28 м³, на 2 скважины – 6874,56 м³.

Баланс водопотребления и водоотведения от скважины Южная - 3

Наименование потребителей	Норма расхода, м3/сут	Количество человек	Время работ, сут	Общее потребление на 1 скважину, м3		Общее водоотведение на 1 скважину, м3	
				сут.	на весь цикл	сут.	на весь цикл
Питьевые нужды							
Хоз-бытовые нужды	0,125	60	354	7,5	2655	5,25	1858,5
Итого Хоз-бытовые:				7,5	2655	5,25	1858,5
Технические нужды							
Подготовительные работы	5,52		4	5,52	22,08	1,656	6,624
Монтаж установки КРС	5,52		10	5,52	55,2	1,656	16,56
Работы по восстановлению	5,52		60	5,52	331,2	1,656	99,36
скважин							
Подготовительные работы к испытанию	5,52		4	5,52	22,08	1,656	6,624
Испытания объектов	5,52		270	5,52	1490,4	1,656	447,12
Ликвидация скважин	5,52		6	5,52	33,12	1,656	9,936
Итого технические:				5,52	1954,08	1,656	586,22
Итого				13,02	4609,08	6,906	2444,72

Общее потребление хозяйственно-питьевой воды на одну скважину составит – 2655 м³, на технические нужды на одну скважину составит – 1954,08 м³.

Таким образом, объем водопотребления за период проведения работ на одной скважине составит – 4609,08 м³

Водоотведение. Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в герметичные временные емкости. По мере его наполнения стоки будут скачиваться, и вывозиться вакуумными автоцистернами на канализационную систему близлежащего населенного пункта по договору со спец. предприятиями. Временные емкости после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения временных емкостей подлежит засыпке и рекультивации.

Договора на вывоз сточных вод будут заключены непосредственно перед началом работ.

Мероприятия по охране водных ресурсов

Для недопущения и уменьшения загрязнения водных ресурсов предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина - циркуляционная система - приемные емкости - нагнетательная линия - скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;

- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Для предотвращения загрязнения гидросферы все технологические площадки на буровой выполняются гидроизолированными. По периметру буровой площадки, площадки склада горюче-смазочных материалов и блока сжигания продукции освоения скважины сооружается обваловка. Для сбора поверхностных стоков по периметру гидроизолированных технологических площадок оборудуется система сбора и отведения стоков в виде лотков. Собранная вода поступает в отстойник технического водоснабжения буровой. Это позволит предотвратить поступление за пределы этих площадок загрязняющих веществ вместе с поверхностным стоком даже в случае возникновения аварийных ситуаций, связанной с разливом технологических жидкостей и горюче – смазочных материалов.

Для предупреждения аварийных ситуаций, будут выполняться мероприятия, предусмотренные в техническом проекте, следующего характера:

- соблюдение технологических параметров основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и оборудования;
- аккумулирование случайных проливов жидких продуктов и возвращение их в систему рециркуляции;
- запрещение аварийных сбросов сточных вод или других опасных жидкостей на рельеф местности;
- разработка специализированного плана аварийного реагирования (мероприятия по ограничению, ликвидации последствий потенциально возможной аварии);
- наличие необходимых технических средств, для удаления загрязняющих веществ;
- проведение планового профилактического ремонта оборудования;
- автоматизация систем противоаварийной защиты технологических процессов, использование предупредительной и предаварийной сигнализации.

Характеристика воздействия на водные ресурсы. Аварийные ситуации

Возможные воздействия на водные ресурсы при восстановлении из ликвидации и испытанию скважин заключаются в потреблении водных ресурсов, загрязнении и истощении подземных вод за счет инициирования межпластовых перетоков.

Процесс испытания относится к водоемким технологическим циклам, связанным с образованием большого количества сточных вод с очень высокой степенью загрязнения.

Отведенная под буровую территория может загрязняться сточной водой, буровым раствором, химическими реагентами, шламом и горюче-смазочными материалами.

Основными источниками загрязнения водных ресурсов в процессе проведения буровых работ могут быть:

- циркуляционная установка буровой установки;
- инженерная система сбора и хранения технологических отходов бурения, включая систему оборотного водоснабжения буровой;
- блок сбора и сжигания продукции освоения скважин;
- склад горючесмазочных материалов;
- загрязненные участки буровой площадки.

Причины загрязнения территории можно разделить на следующие:

- эксплуатационные – очистка сеток вибросит, мытье оборудования, удаление отработанной воды из системы охлаждения;
- технологические – обмыв поднимаемых труб, дополнительное загрязнение раствора после цементирования, увеличение объема раствора в результате самопроизвольного замешивания;

- аварийные – неисправность запорной аппаратуры, коррозия труб, попадание стоков нефтепромысла в наземные воды путём плоскостного смыва во время дождей и таяния снега;

Изменение окружающей природной среды при водохозяйственной деятельности

возможно при аварийных ситуациях. К таким изменениям можно отнести:

- размыв грунт, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод, и образование заболоченности при утечке воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных по поверхности земли;
 - растекание производственных, бытовых и химически загрязненных жидкостей по территории буровой, которое может произойти при повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод. При растекании сточных вод по территории буровой, связанной с контактом людей, возможно возникновение инфекционных заболеваний, связанное с бактериальным загрязнением, а также проявление аллергических реакций у обслуживающего персонала.
 - изменение условий естественного стока снеготалых вод и атмосферных осадков (их инфильтрация) и, следовательно, условия формирования подземных вод в период проведения восстановительных работ.
- Все эти изменения будут иметь локальный характер и слабую степень воздействия

Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины. Технология крепления скважин учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Таким образом, предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины. Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, это обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Гарантией обеспечения безопасного ведения буровых работ является надежная гидроизоляция верхних слоев почво-грунтов вокруг буровой за счет твердых водонепроницаемых покрытий и создание временных емкостей для сбора загрязняющих флюидов и выбросов нефти из скважины с последующим вывозом и очисткой.

Проектом разработан порядок действия при возникновении аварийных ситуаций и способ сбора и удаления загрязняющих веществ. Предусматривается полная оснащенность персонала всеми требуемыми техническими средствами.

Все случаи попадания производственных и хозяйственно-бытовых вод в окружающую среду (почвы и подземные воды) относятся к нештатным – аварийным ситуациям, которые ликвидируются по аварийному плану.

Предусмотренные инженерные решения по водоснабжению, водоотведению и утилизации сточных вод соответствуют требованиям водоохранного законодательства РК. Реализация намеченных мероприятий, надлежащее управление строительными работами, сбор стоков с буровых площадок и предупреждение аварийных ситуаций, гарантируют предотвращение негативного влияния на подземные воды.

3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕДРА

Согласно Закону Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», 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, обладает 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.

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровне пьезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На последующих стадиях воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;

загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);

выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;

предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;

исключение обводнения месторождения;

предотвращение загрязнения подземных вод;

сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;

извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;

предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием выполнения работ, особенно за передвижением контуров нефтегазодоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Нарушение герметичности

колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

Влияние добычных работ на геологическую среду можно оценить как:

пространственный масштаб воздействия -- локальный— площадь воздействия 1-10 км² для площадных объектов или на удалении 100-1000 м от линейного объекта;

временной масштаб воздействия - постоянный - продолжительность

воздействия от 1 года до 3-х лет;

интенсивность воздействия (обратимость изменения) - умеренная - изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 30 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **высокая** (28-64) - изменения среды значительно выходят за рамки естественных изменений.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработке и эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазоконденсатных объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны 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 флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- при строительстве скважин: площадка для буровой установки должна планироваться с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей, типа почвенного покрова и литологического состава почвогрунтов, глубины залегания грунтовых вод, данных по новейшей тектонике, сейсмической опасности территории;

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

- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Согласно экологическому кодексу, законодательных и нормативных правовых актов, принятых в РК, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Расчёт и обоснование объёмов образования отходов

Расчёт образования отходов выполнен в соответствии:

1. Приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан № 100-п от 18.04.2008 г «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение № 16).

2. Приказом и.о. Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 03 мая 2012 года № 129-ө Об утверждении Методики расчёта объёмов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин.

3. Сведений полученных от Заказчика ТОО «Lucent Petroleum».

Отходы бурения

Отходы бурения представляют собой:

1. Нефте содержащий буровой шлам.
2. Отработанный буровой раствор на нефтяной основе.
3. Буровые сточные воды.

Согласно проектным данным, хранение нефтесодержащего шлама в процессе бурения и выбуренная порода будут собираться в гидроизолированное инженерное сооружение для сбора твёрдой и жидкой фазы бурения. Хранение отработанного бурового раствора и буровых сточных вод предусмотрено в металлических ёмкостях, исключающих утечку.

Расчёт образования отходов бурения при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-2 и Южная-3 на площади Лебяжье» ТОО «Lucent Petroleum» по скважинам приведён в таблице 4-1.

Таблица 4-1. Расчёт отходов бурения при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Параметры	скв. Южная-1	скв. Южная-11	скв. Южная-3
1	Коэффициент кавернозности (K_1)	1,000	1,000	1,000
2	Длина интервал бурения (L), м	53,000	36,000	31,000
3	Радиус скважины (R), м	0,070	0,070	0,070
4	Коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учётом особенностей геологического разреза и обосновывается расчётами (K_2),	2,600	2,600	2,600
5	Плотность бурового шлама (p_1), т/м ³	2,600	2,600	2,600
6	коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом	1,052	1,052	1,052

№ п/п	Параметры	скв. Южная-1	скв. Южная-11	скв. Южная-3
	при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (K_3)			
7	Плотность бурового раствора (ρ_2), т/м ³	1,200	1,200	1,200
8	Объем рециркуляционной системы (V), м ³	100,000	100,000	100,000
9	Плотность буровых сточных вод (ρ_3), т/м ³	1,080	1,080	1,080
10	Объем выбуренной породы ($V_{\text{пор}} = K_1 \times \pi \times R^2 \times L$), м ³	0,815	0,554	0,477
11	Объем шлама ($V_{\text{шлам}} = V_{\text{пор}} \times K_2$), м ³	2,120	1,440	1,240
12	Масса шлама ($M_{\text{шлам}} = V_{\text{шлам}} \times \rho_1$), т	5,512	3,744	3,224
13	Объем отработанного бурового раствора ($V_{\text{ОБР}} = 1,2 \times V_{\text{пор}} \times K_3 + 0,5 \times V_{\text{ц}}$)	51,029	50,699	50,602
14	Масса отработанного бурового раствора ($M_{\text{ОБР}} = V_{\text{ОБР}} \times \rho_2$), т	61,235	60,839	60,723
15	Буровые сточные воды ($V_{\text{БСВ}} = 2 \times V_{\text{ОБР}}$), м ³	102,059	101,398	101,204
16	Масса буровых сточных вод ($M_{\text{БСВ}} = V_{\text{БСВ}} \times \rho_3$), т	110,224	109,510	109,301
Итого: Нефте содержащие буровые отходы: буровой шлам; отработанный буровой раствор; буровые сточные воды, т		176,971	174,094	173,247

Расчёт образования отходов бурения при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье» на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum» приведён в таблице 4-2.

Таблица 4-2. Расчёт отходов бурения при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Сроки, проведения работ и дни по каждой скв.	Всего дней на скв.	Норма образования отходов бурения на 1 скв., т	Всего отходов, т/год
2022 год		с 01.04.2022 по 20.12.2022 г			184,225
1	Скважина Южная-1	264	264	176,971	176,971
		с 21.12.2022 по 31.12.2022 г			
2	Скважина Южная-11	11	264	174,094	7,254
2023 год		с 01.01.2023 по 10.09.2023			221,653
1	Скважина Южная-11	253	264	174,094	166,840
		с 11.09.2023 по 31.12.2023			
2	Скважина Южная-3	112	354	173,247	54,813
2024 год		с 01.01.2024 по 29.08.2024			118,435
1	Скважина Южная-3	242	354	173,247	118,435

Объем образования отходов бурения при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 184,225 т/год.

на 2023 год – 221,653 т/год.

на 2024 год – 118,435 т/год.

Отходы обратной промывки скважин

Основной задачей циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения является удаление остатков разбурённых пород, во избежание дополнительного износа пород разрушающего оборудования. Эффективность очистки забоя зависит как от скорости прохождения промывочного раствора, так и от его рабочих характеристик. Именно поэтому промывочная жидкость подготавливается по установленным рецептурам и при приготовлении обязательно учитываются как геологические (тип породы, пластовое давление, температура пластов, наличие пластовых вод и т.п.), так и технологические факторы нефтяной скважины (глубина, диаметр).

Ориентировочный объем образования отходов обратной промывки скважин составит:

2022 - Скважина Южная-1 – $1,5 \text{ м}^3 \times 53 \text{ м} = 88,0 \text{ м}^3$ (88,000 т).

2023 - Скважина Южная-11 – $1,5 \text{ м}^3 \times 36 \text{ м} = 52,0 \text{ м}^3$ (52,000 т).

2024 - Скважина Южная-3 – $1,5 \text{ м}^3 \times 31 \text{ м} = 46,5 \text{ м}^3$ (46,500 т).

Отходы после проведения соляно-кислотной обработки

Соляно-кислотная обработка (СКО) применяется для обработки терригенных пластов. Применяется только в карбонатных пластах. Эффективность соляно-кислотных обработок скважин зависит от концентрации кислоты, её количества, давления при обработке, температуры на забое, характера пород и других факторов. Для проведения кислотных обработок объем, и концентрация раствора кислоты планируются для каждой скважины различными параметрами. Параметры по проведению соляно-кислотной обработки:

- объем – $0,4\text{--}1,5 \text{ м}^3$ на 1 м обрабатываемой мощности пласта;
- концентрация 24 % соляной кислоты.

Ориентировочный объем образования отходов при проведении соляно-кислотной обработки составит:

2022 год - Скважина Южная-1 – $1,5 \text{ м}^3 \times 53 \text{ м} = 88,0 \text{ м}^3$ (88,000 т).

2023 год - Скважина Южная-11 – $1,5 \text{ м}^3 \times 36 \text{ м} = 52,0 \text{ м}^3$ (52,000 т).

2024 год - Скважина Южная-3 – $1,5 \text{ м}^3 \times 31 \text{ м} = 46,5 \text{ м}^3$ (46,500 т).

Отработанные ртутьсодержащие и ртутные лампы

Для освещения жилых, производственных помещений и прилегающей территории буровых будут использоваться светильники типа ЛВО, ЛПО, ЛПП в которых будут применяться люминесцентные лампы типа ЛБ 36. Для освещения прилегающей территории будут использоваться светильники типа РКУ, РСУ, РТУ в которых будут применяться ртутные лампы типа ДРЛ-400, натриевые лампы типа ДнаТ 400 Вт (таблица 4-3).

Расчёт выполнен на основании того, что одна лампа в сутки работает 9 часов. Расчёт образования отхода выполнен по формуле:

$$N = \sum n_i \times t_i / k_i, \quad \text{шт/год.}$$

$$M = \sum n_i \times m_i \times t_i \times 10^{-6} / k_i, \quad \text{т/год.}$$

где:

n_i – количество установленных ламп i -той марки, шт.

t_i - фактическое количество часов работы лампы i -той марки, час/год.

k_i – эксплуатационный срок службы i -той марки, час.

m_i – вес одной лампы, г.

Таблица 4-3. Расчёт образования отработанных ртутьсодержащих и ртутных ламп при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Название объекта		Наименование (тип) лампы	Количество лампы (шт.)	Время работы лампы (час/год)	Эксплуата- ционный срок службы лампы (час)	Масса одной лампы, (кг)	Количество отработанных лампы в год	Масса отработанных лампы (г) в год
				n _i	t _i	k _i	m _i	N	M
2022 год									
1. Буровая установка на скв. Южная-1, всего				102				20	0,004
1.1	Вахтовый посёлок на буровой (производственные и жилые помещения).		ЛБ 36	92	2 376	12 000	0,210	18	0,0038
1.2	Освещение прилегающей территории буровой		Натриевые-400 Вт	10	2 376	12 000	0,210	2	0,0004
2. Буровая установка на скв. Южная-11, всего				102				1	0,000
2.1	Вахтовый посёлок на буровой (производственные и жилые помещения).		ЛБ 36	92	99	12 000	0,210	1	0,0002
2.2	Освещение прилегающей территории буровой		Натриевые-400 Вт	10	99	12 000	0,210	0	0,0000
ИТОГО, отработанных ртутных и ртутьсодержащих ламп в 2022 г.								21	0,004
2023 год									
1. Буровая установка на скв. Южная-11, всего				102				19	0,004
1.1	Вахтовый посёлок на буровой (производственные и жилые помещения).		ЛБ 36	92	2 327	12 000	0,210	18	0,0038
1.2	Освещение прилегающей территории буровой		Натриевые-400 Вт	10	1 008	12 000	0,210	1	0,0002
2. Буровая установка на скв. Южная-3, всего				102				19	0,004
2.1	Вахтовый посёлок на буровой (производственные и жилые помещения).		ЛБ 36	92	2 327	12 000	0,210	18	0,0038
2.2	Освещение прилегающей территории буровой		Натриевые-400 Вт	10	1 008	12 000	0,210	1	0,0002
ИТОГО, отработанных ртутных и ртутьсодержащих ламп в 2023 г.								38	0,008
2024 год									
1. Буровая установка на скв. Южная-3, всего				102				19	0,004
1.1	Вахтовый посёлок на буровой (производственные и жилые помещения).		ЛБ 36	92	2 178	12 000	0,210	17	0,0036
1.2	Освещение прилегающей территории буровой		Натриевые-400 Вт	10	2 178	12 000	0,210	2	0,0004
ИТОГО, отработанных ртутных и ртутьсодержащих ламп в 2024 г.								19	0,004

Объем образования отработанных ртутьсодержащих и ртутных ламп при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11, Южная-2 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,004 т/год.

на 2023 год – 0,008 т/год.

на 2024 год – 0,004 т/год.

Отходы автотранспорта

При проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на разведочном блоке Лебяжье будет использоваться автотранспорт, при эксплуатации которого неизбежно будут образовываться отходы:

- Отработанное моторное масло.
- Отработанные воздушные фильтры.
- Отработанные масляные и топливные фильтры.
- Ветошь промасленная.
- Отработанные свинцовые аккумуляторы неповреждённые, с не слитым электролитом (лом свинца от аккумуляторов и отработанный электролит аккумуляторных батарей).
- Лом цветных металлов.
- Лом черных металлов.
- Отработанные шины.

Отработанное моторное масло

Согласно удельным показателям, норматив образования отработанных моторных и трансмиссионных масел составляет:

- Для легковых автомобилей 0,58 л на 100 л израсходованного топлива.
- Для грузовых, работающих на дизельном топливе 0,82 л на 100 л израсходованного топлива.

Отработанные воздушные фильтры

Расчёт нормативной массы образования отработанных воздушных фильтров производился по формуле:

$$O_{вф} = \frac{\Pi_n}{H_n} \times M_{вф}$$

где:

$O_{вф}$ - общее количество нормативной массы отработанных воздушных фильтров за год, т.

Π_n - общий пробег автотранспорта, км.

H_n - Нормативный пробег до замены воздушного фильтра (10 тыс. км).

$M_{вф}$ - масса воздушного фильтра (0,18 кг – для легковых автомобилей; 0,75 кг - для грузовых автомобилей).

Отработанные масляные фильтры

Расчёт нормативной массы образования отработанных масляных фильтров производился по формуле:

$$O_{\text{мф}} = \frac{P_n}{H_n} \times M_{\text{мф}}$$

где:

$O_{\text{мф}}$ - общее количество нормативной массы отработанных масляных фильтров за год, т.

P_n - общий пробег автотранспорта, км.

H_n - нормативный пробег до замены масляного фильтра (10 тыс. км).

$M_{\text{мф}}$ - масса масляного фильтра (1,68 кг – для легковых автомобилей; 4,5 кг - для грузовых автомобилей).

Отработанные топливные фильтры

Расчёт нормативной массы образования отработанных топливных фильтров производился по формуле:

$$O_{\text{тф}} = \frac{P_n}{H_n} \times M_{\text{тф}}$$

где:

$O_{\text{тф}}$ - общее количество нормативной массы отработанных топливных фильтров за год, т.

P_n - общий пробег автотранспорта, км.

H_n - нормативный пробег до замены топливного фильтра (10 тыс. км).

$M_{\text{тф}}$ - масса топливного фильтра (0,08 кг – для легковых автомобилей; 0,3 кг - для грузовых автомобилей).

Ветошь промасленная

Согласно удельным показателям, норматив образования ветоши промасленной составляет:

- Для легковых автомобилей 1,05 кг на 10 тыс. км пробега.
- Для грузовых автомобилей 2,18 кг на 10 тыс. км пробега.

Отработанные свинцовые аккумуляторы

Основными составляющими компонентами автомобильных аккумуляторов является лом свинца и отработанный электролит. Согласно удельным показателям, норматив образования лома свинца от отработанных аккумуляторных батарей составляет:

- Для легковых автомобилей 0,94 кг на 10 тыс. км пробега.
- Для грузовых автомобилей 4,18 кг на 10 тыс. км пробега.

Согласно удельным показателям, норматив образования отработанного электролита отработанных аккумуляторных батарей составляет:

- Для легковых автомобилей 0,6 л на 10 тыс. км пробега.
- Для грузовых автомобилей и спецтехники 2,7 л на 10 тыс. км пробега.

Лом цветных металлов

Согласно удельным показателям, норматив образования лома цветных металлов при ремонте автомобиля составляет:

- Для легковых автомобилей 0,19 кг на 10 тыс. км пробега.
- Для грузовых автомобилей 0,55 кг на 10 тыс. км пробега.

Лом черных металлов

Согласно удельным показателям, норматив образования лома черных металлов при ремонте автомобиля (непригодные детали и узлы, куски металла, металлическая стружка, огарки сварочных электродов и проволоки) составляет:

- Для легковых автомобилей 8,0 кг на 10 тыс. км пробега.
- Для грузовых автомобилей и спецтехники 20,2 кг на 10 тыс. км пробега.

Отработанные шины

Согласно удельным показателям, норматив образования отработанных шин при ремонте автомобиля составляет:

- Для легковых автомобилей 3,7 кг на 10 тыс. км пробега.
- Для грузовых автомобилей 19,1 кг на 10 тыс. км пробега.

Объем образования отходов от автотранспорта составит:

2022 год:

- Отработанное моторное масло - **0,047 т/год**
- Отработанные воздушные фильтры - **0,001 т/год.**
- Отработанные масляные и топливные фильтры – **0,011 т/год.**
- Ветошь промасленная – **0,005 т/год.**
- Отработанные свинцовые аккумуляторы неповреждённые, с не слитым электролитом (лом свинца от аккумуляторов и отработанный электролит аккумуляторных батарей) – **0,016 т/год.**
- Лом цветных металлов – **0,001 т/год.**
- Лом черных металлов – **0,043 т/год.**
- Отработанные шины – **0,040 т/год.**

2023 год:

- Отработанное моторное масло – **0,072 т/год.**
- Отработанные воздушные фильтры – **0,001 т/год.**
- Отработанные масляные и топливные фильтры – **0,016 т/год.**
- Ветошь промасленная – **0,007 т/год.**
- Отработанные свинцовые аккумуляторы неповреждённые, с не слитым электролитом (лом свинца от аккумуляторов и отработанный электролит аккумуляторных батарей) – **0,024 т/год.**

- Лом цветных металлов – **0,002 т/год.**
- Лом черных металлов – **0,065 т/год.**
- Отработанные шины – **0,061 т/год.**

2024 год:

- Отработанное моторное масло - **0,042 т/год.**
- Отработанные воздушные фильтры - **0,001 т/год.**
- Отработанные масляные и топливные фильтры – **0,010 т/год.**
- Ветошь промасленная - **0,004 т/год.**
- Отработанные свинцовые аккумуляторы неповреждённые, с не слитым электролитом (лом свинца от аккумуляторов и отработанный электролит аккумуляторных батарей) – **0,014 т/год.**
- Лом цветных металлов - **0,001 т/год.**
- Лом черных металлов – **0,038 т/год.**
- Отработанные шины - **0,035 т/год.**

Расчёт образования отходов, образующихся отходов от автотранспорта приведён в таблице 4-4.

Таблица 4-4. Расчёт образования отходов автотранспорта при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

Источник образования	Условный пробег в км	Топливо в л	Виды и объемы образования основных видов отходов от автотранспорта в тоннах									
			Лом свинца от аккумуляторов	Отработанный электролит аккумуляторных батарей	Ветошь промасленная	Отработанное моторное и трансмиссионное масла	Лом цветных металлов	Лом черных металлов	Изношенные шины	Отработанные масляные фильтры	Отработанные топливные фильтры	Отработанные воздушные фильтры
2022 год												
Скважина Южная-1												
1. Легковые автомашины на бензине.	1 000	200	0,0001	0,0001	0,0001	0,0010	0,00000	0,0008	0,0004	0,0002	0,0000	0,0000
2. Грузовые автомашины на дизельном топливе.	20 000	6 000	0,0084	0,0068	0,0044	0,0443	0,0011	0,0404	0,0382	0,0090	0,0006	0,0008
Общее количество отходов по видам:			0,0085	0,0069	0,0045	0,0453	0,0011	0,0412	0,0386	0,0092	0,0006	0,0010
Скважина Южная-11												
1. Легковые автомашины на бензине.	50	10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,00000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2. Грузовые автомашины на дизельном топливе.	833	250	0,0003	0,0003	0,0002	0,0018	0,0000	0,0017	0,0016	0,0004	0,0000	0,0000
Общее количество отходов по видам:			0,0003	0,0003	0,0002	0,0019	0,0000	0,0017	0,0016	0,0004	0,0000	0,0000
ИТОГО, отходов от автотранспорта в 2022 году			0,009	0,007	0,005	0,047	0,001	0,043	0,040	0,010	0,001	0,001
2023 год												
Скважина Южная-11												
1. Легковые автомашины на бензине.	500	100	0,0000	0,0000	0,0001	0,0005	0,00000	0,0004	0,0002	0,0001	0,0000	0,0000
2. Грузовые	11 667	3 500	0,0049	0,0040	0,0025	0,0258	0,0006	0,0236	0,0223	0,0053	0,0004	0,0004

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье (корректировка сроков)»

Источник образования	Условный пробег в км	Топливо в л	Виды и объемы образования основных видов отходов от автотранспорта в тоннах									
			Лом свинца от аккумуляторов	Отработанный электролит аккумуляторных батарей	Ветошь промасленная	Отработанное моторное и трансмиссионное масла	Лом цветных металлов	Лом черных металлов	Изношенные шины	Отработанные масляные фильтры	Отработанные топливные фильтры	Отработанные воздушные фильтры
автомашины на дизельном топливе.												
Общее количество отходов по видам:			0,0049	0,0040	0,0026	0,0263	0,0006	0,0240	0,0225	0,0054	0,0004	0,0000
Скважина Южная-3												
1. Легковые автомашины на бензине.	1 000	200	0,0001	0,0001	0,0001	0,0010	0,00000	0,0008	0,0004	0,0002	0,0000	0,0000
2. Грузовые автомашины на дизельном топливе.	20 000	6 000	0,0084	0,0068	0,0044	0,0443	0,0011	0,0404	0,0382	0,0090	0,0006	0,0008
Общее количество отходов по видам:			0,0085	0,0069	0,0045	0,0453	0,0011	0,0412	0,0386	0,0092	0,0006	0,0010
ИТОГО, отходов от автотранспорта в 2023 году			0,013	0,011	0,007	0,072	0,002	0,065	0,061	0,015	0,001	0,001
2024 год												
Скважина Южная-3 2024 год												
1. Легковые автомашины на бензине.	1 000	200	0,0001	0,0001	0,0001	0,0010	0,00000	0,0008	0,0004	0,0002	0,0000	0,0000
2. Грузовые автомашины на дизельном топливе.	18 333	5 500	0,0077	0,0062	0,0040	0,0406	0,0010	0,0370	0,0350	0,0083	0,0006	0,0007
Общее количество отходов по видам:			0,0078	0,0063	0,0041	0,0416	0,0010	0,0378	0,0354	0,0085	0,0006	0,0010
ИТОГО, отходов от автотранспорта в 2024 году			0,008	0,006	0,004	0,042	0,001	0,038	0,035	0,009	0,001	0,001

Отходы от эксплуатации дизельных генераторов

При эксплуатации дизельных генераторов будут образовываться следующие основные виды отходов:

- Отработанное моторное масло.
- Отработанные воздушные фильтры.
- Отработанные масляные и топливные фильтры.
- Отработанные свинцовые аккумуляторы.

Объем образования отходов от дизельгенераторов составит:

2022 год:

- Отработанное моторное масло - **13,335 т/год**
- Отработанные воздушные фильтры - **0,183 т/год.**
- Отработанные масляные и топливные фильтры – **1,158 т/год.**
- Отработанные свинцовые аккумуляторы – **3,671 т/год.**

2023 год:

- Отработанное моторное масло – **13,546 т/год.**
- Отработанные воздушные фильтры – **0,192 т/год.**
- Отработанные масляные и топливные фильтры – **1,225 т/год.**
- Отработанные свинцовые аккумуляторы – **3,671 т/год.**

2024 год:

- Отработанное моторное масло - **0,042 т/год.**
- Отработанные воздушные фильтры - **0,162 т/год.**
- Отработанные масляные и топливные фильтры – **1,083 т/год.**
- Отработанные свинцовые аккумуляторы – **11,781 т/год.**

Расчёт образования отходов от эксплуатации дизельных генераторов представлен в таблицах 4-5- 4-6

Таблица 4-5. Расчёт образования отходов отработанных свинцовых аккумуляторов от дизельных генераторов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

Наименование месторождения	Кол-во буровых станков, шт	Кол-во двигателей, шт.	Кол-во аккумуляторов, шт.	Тип аккумулятора	Вес 1 аккумулятора в сборе, т	Всего, отработанных аккумуляторов, т
2022 год						3,671
Скважина Южная-1	1	13	26	6СТ-190 ТМ	70,6	1,836
Скважина Южная-11	1	13	26	6СТ-190 ТМ	70,6	1,836
2023 год						3,671
Скважина Южная -11	1	13	26	6СТ-190 ТМ	70,6	1,836
Скважина Южная-3	1	13	26	6СТ-190 ТМ	70,6	1,836
2024 год						1,836
Скважина Южная-3	1	13	26	6СТ-190 ТМ	70,6	1,836

Таблица 4-6. Расчёт образования отходов отработанного масла и отработанных фильтров от дизельных генераторов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во скважин	Кол-во двигателей на 1 скв.	Объем масляной системы 1 двигателя, л	Замена масла, фильтров, мото/час	Время работы 1 двигателя, час/период	Образование отработанного масла, т	Образование отработанных масляных фильтров, т	Образование отработанных топливных фильтров, т	Образование отработанных воздушных фильтров, т
2022 год										
Скважина Южная-1							12,788	1,034	0,069	0,173
1	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3412, 485 кВт	1	2	200	500	6 336	4,562	0,228	0,015	0,038
2	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3406, 485 кВт	1	2	200	500	6 336	4,562	0,228	0,015	0,038
3	ДЭС 460 кВт	1	1	200	500	6 336	2,281	0,114	0,008	0,019
4	ДЭС 300 кВт	1	3	30	500	6 336	1,026	0,342	0,023	0,057
5	ДЭС 200 кВт	1	1	30	500	6 336	0,342	0,114	0,008	0,019
6	ДЭС 100 кВт	1	2	20	500	100	0,007	0,004	0,000	0,001
7	ДЭС 60 кВт	1	2	20	500	100	0,007	0,004	0,000	0,001
Скважина Южная-11							0,547	0,052	0,003	0,010
1	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3412, 485 кВт	1	2	200	500	264	0,190	0,010	0,001	0,002
2	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3406, 485 кВт	1	2	200	500	264	0,190	0,010	0,001	0,002
3	ДЭС 460 кВт	1	1	200	500	264	0,095	0,005	0,000	0,001
4	ДЭС 300 кВт	1	3	30	500	264	0,043	0,014	0,001	0,002
5	ДЭС 200 кВт	1	1	30	500	264	0,014	0,005	0,000	0,001
6	ДЭС 100 кВт	1	2	20	500	100	0,007	0,004	0,000	0,001
7	ДЭС 60 кВт	1	2	20	500	100	0,007	0,004	0,000	0,001
ИТОГО, 2022 год							13,335	1,086	0,072	0,183

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье (корректировка сроков)»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во скважин	Кол-во двигателей на 1 скв.	Объем масляной системы 1 двигателя, л	Замена масла, фильтров, мото/час	Время работы 1 двигателя, час/период	Образование отработанного масла, т	Образование отработанных масляных фильтров, т	Образование отработанных топливных фильтров, т	Образование отработанных воздушных фильтров, т
2023 год										
Скважина Южная-11							8,055	0,678	0,046	0,114
1	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3412, 485 кВт	1	2	200	500	3 960	2,851	0,143	0,010	0,024
2	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3406, 485 кВт	1	2	200	500	3 960	2,851	0,143	0,010	0,024
3	ДЭС 460 кВт	1	1	200	500	3 960	1,426	0,071	0,005	0,012
4	ДЭС 300 кВт	1	3	30	500	3 960	0,642	0,214	0,014	0,036
5	ДЭС 200 кВт	1	1	30	500	3 960	0,214	0,071	0,005	0,012
6	ДЭС 100 кВт	1	2	20	500	500	0,036	0,018	0,001	0,003
7	ДЭС 60 кВт	1	2	20	500	500	0,036	0,018	0,001	0,003
Скважина Южная-13							5,491	0,471	0,030	0,078
1	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3412, 485 кВт	1	2	200	500	2 688	1,935	0,097	0,006	0,016
2	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3406, 485 кВт	1	2	200	500	2 688	1,935	0,097	0,006	0,016
3	ДЭС 460 кВт	1	1	200	500	2 688	0,968	0,048	0,003	0,008
4	ДЭС 300 кВт	1	3	30	500	2 688	0,435	0,145	0,010	0,024
5	ДЭС 200 кВт	1	1	30	500	2 688	0,145	0,048	0,003	0,008
6	ДЭС 100 кВт	1	2	20	500	500	0,036	0,018	0,001	0,003
7	ДЭС 60 кВт	1	2	20	500	500	0,036	0,018	0,001	0,003
ИТОГО, 2023 год							13,546	1,149	0,076	0,192
Скважина Южная-13							11,781	0,978	0,065	0,162
1	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТ3412, 485 кВт	1	2	200	500	5 808	4,182	0,209	0,014	0,035

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Техническому проекту по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье (корректировка сроков)»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во скважин	Кол-во двигателей на 1 скв.	Объем масляной системы 1 двигателя, л	Замена масла, фильтров, мото/час	Время работы 1 двигателя, час/период	Образование отработанного масла, т	Образование отработанных масляных фильтров, т	Образование отработанных топливных фильтров, т	Образование отработанных воздушных фильтров, т
2	Дизельный двигатель силового привода буровой установки САТЗ406, 485 кВт	1	2	200	500	5 808	4,182	0,209	0,014	0,035
3	ДЭС 460 кВт	1	1	200	500	5 808	2,091	0,105	0,007	0,017
4	ДЭС 300 кВт	1	3	30	500	5 808	0,941	0,314	0,021	0,052
5	ДЭС 200 кВт	1	1	30	500	5 808	0,314	0,105	0,007	0,017
6	ДЭС 100 кВт	1	2	20	500	500	0,036	0,018	0,001	0,003
7	ДЭС 60 кВт	1	2	20	500	500	0,036	0,018	0,001	0,003
ИТОГО, 2024 год							11,781	0,978	0,065	0,162

Тара из-под масел и химических реагентов(бочки)

Для доставки на буровые необходимых химических реагентов и масел будут использоваться 200 литровые металлические бочки. Вес одной пустой бочки составляет 18 кг. Общее количество металлических бочек на 1 скважину составляет 10 штук. Расчёт образования пустых металлических бочек из-под химреагентов и масел приведён в таблице 4-7.

Таблица 4-7. Расчёт образования тары из-под масел и химических реагентов (бочек)при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Всего, образование металлических бочек		
		Кол-во скв.	штук	т
2022 год		2	20	0,360
1	Скважина Южная-1	1	10	0,180
2	Скважина Южная-11	1	10	0,180
2023 год		2	20	0,360
1	Скважина Южная-11	1	10	0,180
2	Скважина Южная-3	1	10	0,180
2024 год		1	1	0,180
1	Скважина Южная-3	1	10	0,180

Объем образования тары из-под масел и химических реагентов (бочек) при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,360 т/год.

на 2023 год – 0,360 т/год.

на 2024 год – 0,180 т/год.

Использованная упаковка (мешки полипропиленовые)

Использованная упаковка представляет собой невозвратную упаковочную тару, в которой доставляются на буровую необходимые материалы. Образование использованной упаковки на 1 скважину составляет 200 кг. Расчёт объёма образования использованной тары приведён в таблице 4-8.

Таблица 4-8. Расчёт образования использованной упаковки (мешков полипропиленовых) при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Образование использованной упаковки на 1 скв., т	Всего, образование использованной упаковки	
			Кол-во скв.	т
2022 год			2	0,400
1	Скважина Южная-1	0,200	1	0,200
2	Скважина Южная-11	0,200	1	0,200
2023 год			2	0,400
1	Скважина Южная-11	0,200	1	0,200

2	Скважина Южная-3	0,200	1	0,200
2024 год			1	0,200
1	Скважина Южная-3	0,200	1	0,200

Объем образования использованной упаковки (мешков полипропиленовых) при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,400 т/год.

на 2023 год – 0,400 т/год.

на 2024 год – 0,200 т/год.

Использованная упаковка (мешки бумажные)

Использованная упаковка представляет собой невозвратную упаковочную тару, в которой доставляются на буровую необходимые материалы. Образование использованной упаковки на 1 скважину составляет 200 кг. Расчёт объёма образования использованной тары приведён в таблице 4-9.

Таблица 4-9. Расчёт образования использованной упаковки (мешков бумажных) при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Образование использованной упаковки на 1 скв., т	Всего, образование использованной упаковки	
			Кол-во скв.	т
2022 год			2	0,400
1	Скважина Южная-1	0,200	1	0,200
2	Скважина Южная-11	0,200	1	0,200
2023 год			2	0,400
1	Скважина Южная-11	0,200	1	0,200
2	Скважина Южная-3	0,200	1	0,200
2024 год			1	0,200
1	Скважина Южная-3	0,200	1	0,200

Объем образования использованной упаковки (мешков бумажных) при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,400 т/год.

на 2023 год – 0,400 т/год.

на 2024 год – 0,200 т/год.

Строительные отходы

В процессе проведения работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье образуется строительные отходы. Строительные отходы будут представлены отходами бетона, древесины, пластика, обломками кирпича. Данные отходы будут образовываться в результате строительства скважин и временных вахтовых поселков. Объем образования строительных отходов с одной скважины может составить до 3,000 т.

Объем образования строительных отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на разведочной площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 3,000 т/год.

на 2023 год – 3,000 т/год.

на 2024 год – 3,000 т/год.

Промасленная ветошь

В процессе проведения работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на разведочной площади Лебяжье образуется промасленная ветошь. Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши (M_0 , т/год), норматива содержания в ветоши масел (M) и влаги (W):

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год,}$$

где:

$$M = 0,12 M_0; W = 0,15 M_0.$$

Объем образования промасленной ветоши по скважинам и по годам представлен в таблице 4-11.

Таблица 4-11. Расчёт образования промасленной ветоши при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

Объекты	2022 год				2023 год				2024 год			
	потребле ние ветоши, т	содержан ие нефте- продукто в	содержан ие влаги	образова ние отходов, т	потреблен ие ветоши, т	содержан ие нефте- продукто в	содержан ие влаги	образова ние отходов, т	потребле ние ветоши, т	содержан ие нефте- продукто в	содержан ие влаги	образован ие отходов, т
1. Площадка буровой скв. Южная-1	0,050	0,008	0,006	0,064	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1. Площадка буровой скв. Южная-11	0,002	0,0003	0,0002	0,003	0,048	0,007	0,006	0,061	0,000	0,000	0,000	0,000
1. Площадка буровой скв. Южная-3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,025	0,004	0,003	0,032	0,025	0,004	0,003	0,032
ИТОГО	0,052			0,067	0,073			0,093	0,025			0,032

Объем образования огарков электродов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2021 год – 0,013 т/год.

на 2022 год – 0,076 т/год.

на 2023 год – 0,076 т/год.

на 2024 год – 0,025 т/год.

Тара из-под ЛКМ

В процессе проведения работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы образуется пустая тара из-под ЛКМ. Норма образования отхода на 1 скважину определяется по формуле:

$$N = \sum M_i \times n + \sum M_{ki} \times \alpha_i, \text{ т/год}$$

где:

годовой расход ЛКМ – 300 кг.

кол-во ед. тары – 50 шт.

вес одной единицы тары – 0,250 кг.

M_i - масса i -го вида тары, т/год;

n - число видов тары;

M_{ki} - масса краски в i -ой таре, кг/год;

α_i - содержание остатков краски в i -той таре в долях от M_{ki} (0,01-0,05).

Расчёт объёма образования банок из-под краски:

$$N = (0,250 * 50 + 300 * 0,03) / 1\,000 = 0,022 \text{ т/год}$$

Объем образования тары из-под ЛКМ при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,022 т/год.

на 2023 год – 0,022 т/год.

на 2024 год – 0,022 т/год.

Лакокрасочные материалы

В процессе проведения работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на разведочной площади Лебяжье на 2022-2024 годы также будут образовываться отходы лакокрасочных материалов (кисти, валики, щётки). Норма образования отхода на 1 скважину по опыту проведения аналогичных работ составит 5 кг на 1 скважину.

Объем образования тары из-под ЛКМ при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,005 т/год.

на 2023 год – 0,005 т/год.

на 2024 год – 0,005 т/год.

Огарки сварочных электродов

Образование огарков электродов будет происходить при производстве сварочных работ. При сварочных работах будут использоваться электроды марки УОНИ 13/45, тип Э-42А. Потери при использовании данных электродов составят 8 % от общего количества использованных электродов. Норма образования огарков сварочных электродов составляет:

$$N = M_{\text{ост}} \times \alpha, \text{ т/год}$$

где:

$M_{\text{ост}}$ – фактический расход электродов, т/год

α - остаток электрода, принимаемый 0,08 от массы электрода.

Ориентировочный расход сварочных электродов, при монтажных работах при строительстве одной скважины составляет 0,050 т на 1 скважину. Расчёт общего количества огарков сварочных электродов приведён в таблице 4-14.

Таблица 4-14. Расчёт образования огарков сварочных электродов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

Объекты	2022 год		2023 год		2024 год	
	потреблен ие электродо в, т	образован ие отходов, т	потреблени е электродов, т	образован ие отходов, т	потреблени е электродов, т	образовани е отходов, т
1. Площадка буровой скв. Южная-1	0,050	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000
1. Площадка буровой скв. Южная-11		0,000	0,050	0,004	0,000	0,000
1. Площадка буровой скв. Южная-3		0,000			0,050	0,004
ИТОГО	0,050	0,004	0,050	0,004	0,050	0,004

Объем образования огарков электродов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,004 т/год.

на 2023 год – 0,004 т/год.

на 2024 год – 0,004 т/год.

Металлолом (лом черных металлов)

При проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на разведочной площади Лебяжье на 2022-2024 годы, в процессе монтажа/демонтажа оборудования образуется металлолом. Объем отходов определяется по следующей формуле:

$$N = n \cdot \alpha \cdot M,$$

где:

n – число единиц оборудования, использованного в течение года,

α – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174),

M – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 0,5 т).

$$N = 1\,149 * 0,0174 * 0,5 = 10,0 \text{ т.}$$

Исходя из вышесказанного, количество металлолома при проведении работ составит 10,0 т на 1 скважину. Расчёт образования отходов приведён в таблице 4-15

Таблица 4-15. Расчёт образования металлолома (лома черных металлов) при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Кол-во дней	Дней в году	Норма образования металлолома на 1 скв., т	Всего отходов, т/год
2022 год					10,417
1	Скважина Южная-1	264	264	10,000	10,000
2	Скважина Южная-11	11	264	10,000	0,417
2023 год					12,747
1	Скважина Южная-11	253	264	10,000	9,583
2	Скважина Южная-3	112	354	10,000	3,164
2024 год					6,836
1	Скважина Южная-3	242	354	10,000	6,836

Объем образования металлолома при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 10,417 т/год.

на 2023 год – 12,747 т/год.

на 2024 год – 6,836 т/год.

Медицинские отходы

Для оказания первой медицинской помощи при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum»

Будет организован медпункт. Норма образования отходов определяется из расчёта 0,0001 т на человека в год (Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 г. № 100-п Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления).

Количество медицинских отходов приводится в таблице 4-16

Таблица 4-16. Расчёт образования медицинских отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2021-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Кол-во дней	Кол-во персонала	Норма накопления отходов на 1 человека в год, т/год	Всего отходов, т/год
2022 год					0,004

1	Скважина Южная-1	264	60	0,0001	0,004
2	Скважина Южная-11	11	60	0,0001	0,000
2023 год					0,006
1	Скважина Южная-11	253	60	0,0001	0,004
2	Скважина Южная-3	112	60	0,0001	0,002
2024 год					0,004
1	Скважина Южная-3	242	60	0,0001	0,004

Объем образования медицинских отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,004 т/год.

на 2023 год – 0,006 т/год.

на 2024 год – 0,004 т/год.

Твёрдые бытовые отходы (ТБО)

Расчёт объёмов образования коммунальных отходов произведён с учётом жизнедеятельности максимально задействованного персонала на буровых площадках - 60 человек. Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объёмов и размещения отходов производства» принята средняя норма накопления коммунальных отходов на 1 человека в год - 0,360 т/год, что соответствует норме накопления в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом.

Общее годовое накопление коммунальных отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = \sum_{i=1}^n p \times t$$

где:

$M_{обр}$ – годовое количество отходов, т/год.

p – норма накопления отходов, т/год (m^3 /год).

t - численность работающих, чел.

Расчёт образования твёрдых бытовых отходов (ТБО) при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2021-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum» приведён в таблице 4-17.

Таблица 4-17. Расчёт объёмов образования твёрдых бытовых отходов (ТБО) при проведении работ по восстановлению Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2021-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Кол-во дней	Кол-во людей	Норма образования отходов т на 1 чел в год	Всего, образование отходов, т
2022 год					16,274
1	Скважина Южная-1	264	60	0,360	15,623
2	Скважина Южная-11	11	60	0,360	0,651

№ п/п	Наименование объекта	Кол-во дней	Кол-во людей	Норма образования отходов т на 1 чел в год	Всего, образование отходов, т
2023 год					21,600
1	Скважина Южная-11	253	60	0,360	14,9721
2	Скважина Южная-3	112	60	0,360	6,628
2024 год					14,282
1	Скважина Южная-3	242	60	0,360	14,282

Объем образования твёрдых бытовых отходов (ТБО) при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 16,274 т/год.

на 2023 год – 21,600 т/год.

на 2024 год – 14,282 т/год.

Пищевые отходы

На каждой буровой имеется столовая, в которой в день готовится 9 блюд. Норма образования пищевых отходов 0,0001 м³/блюда. Расчёт образования отходов столовой произведён по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом РК № 221 от 12.06.2014 г.

Норма образования отходов (N) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы накопления на 1 блюдо – 0,0001 м³, числа рабочих дней в году (n), числа блюд на одного человека (m) и числа работающих (z):

$$N = 0,0001 \times n \times m \times z, \text{ м}^3/\text{год}$$

Плотность отходов – 0,400 т/м³.

Расчёт образования пищевых отходов от столовой приведён в таблице 4-18.

Таблица 4-18. Объем образование пищевых отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 Южная-3 на площади Лебяжье на 2021-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Кол-во дней	Кол-во людей	Кол-во блюд в день, шт	Норма накопления пищевых отходов, 1 чел м ³ /блюда	Плотность отходов, т/м ³	Кол-во пищевых отходов, т/год
2022 год							6,682
1	Скважина Южная-1	264	60	9	0,0001	0,45	6,415
2	Скважина Южная-11	11	60	9	0,0001	0,45	0,267
2023 год							8,870
1	Скважина Южная-11	253	60	9	0,0001	0,45	6,148
2	Скважина Южная-3	112	60	9	0,0001	0,45	2,722
2024 год							5,881
1	Скважина Южная-3	242	60	9	0,0001	0,45	5,881

Объем образования пищевых отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 6,682 т/год.

на 2023 год – 8,870 т/год.

на 2024 год – 5,881 т/год.

Использованные средства индивидуальной защиты и спецодежда

При проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum» будут образовываться использованные средства индивидуальной защиты. Отходы представляют собой: изношенную спецодежду, спецобувь, каски, рукавицы, перчатки и другое. Норматив образования использованных средств индивидуальной защиты ориентировочно принят 5 кг на человека в год.

Таблица 4-19. Объем образование использованных средств защиты и спецодежды при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum».

№ п/п	Наименование объекта	Кол-во дней	Кол-во персонала	Норма накопления отходов на 1 человека в год, т/год	Всего отходов, т/год
2022 год					0,226
1	Скважина Южная-1	264	60	0,005	0,217
2	Скважина Южная-11	11	60	0,005	0,009
2023 год					0,300
1	Скважина Южная-11	253	60	0,005	0,208
2	Скважина Южная-3	112	60	0,005	0,092
2024 год					0,198
1	Скважина Южная-3	242	60	0,005	0,198

Объем образования использованных средств защиты и спецодежды при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье ТОО «Lucent Petroleum» составит:

на 2022 год – 0,226 т/год.

на 2023 год – 0,300 т/год.

на 2024 год – 0,198 т/год.

Обоснование лимитов накопления отходов

Обоснование лимитов накопления отходов выполнено согласно «Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчетности об управлении отходами».

В таблице 3.2.1 приведены лимиты накопления отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022 год ТОО «Lucent Petroleum».

Таблица 4-20. Лимиты накопления отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022 год ТОО «Lucent Petroleum».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	0,000	416,608
отходов производства	0,000	393,652
отходов потребления	0,000	22,956
Опасные отходы	0,000	378,926
Буровые отходы (буровой шлам; отработанный буровой раствор; буровые сточные воды).	0,000	184,225
Отходы обратной промывки скважин.	0,000	88,000
Отходы соляно-кислотной обработки скважин.	0,000	88,000
Отработанные ртутьсодержащие и ртутные лампы.	0,000	0,004
Отработанные масла.	0,000	13,382
Отработанные масляные и топливные фильтры.	0,000	1,169
Промасленная ветошь.	0,000	0,072
Использованная тара из-под масел и химических реагентов (бочки).	0,000	0,360
Отработанные свинцовые аккумуляторы.	0,000	3,687
Отходы лакокрасочных материалов (ЛКМ).	0,000	0,022
Тара из-под лакокрасочных материалов (ЛКМ).		0,005
Не опасные отходы	0,000	37,682
Отработанные воздушные фильтры.	0,000	0,191
Металлолом (лом черных металлов).	0,000	10,460
Металлолом (лом цветных металлов).	0,000	0,001
Огарки сварочных электродов.	0,000	0,004
Отработанные шины.	0,000	0,040
Использованная упаковка (мешки полипропиленовые).	0,000	0,400
Использованная упаковка (мешки бумажные)	0,000	0,400
Строительные отходы.	0,000	3,000
Использованные средства защиты и спецодежда.	0,000	0,226
Твёрдые бытовые отходы (ТБО).	0,000	16,274
Пищевые отходы.	0,000	6,682
Медицинские отходы.	0,000	0,004

В таблице 4-21 приведены лимиты накопления отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на разведочной площади Лебяжье на

2023 год ТОО «Lucent Petroleum».

Таблица 4-21. Лимиты накопления отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2023 год ТОО «Lucent Petroleum».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	0,000	392,161
отходов производства	0,000	361,691
отходов потребления	0,000	30,470
Опасные отходы	0,000	344,702
Буровые отходы (буровой шлам; отработанный буровой раствор; буровые сточные воды).	0,000	221,653
Отходы обратной промывки скважин.	0,000	52,000
Отходы соляно-кислотной обработки скважин.	0,000	52,000
Отработанные ртутьсодержащие и ртутные лампы.	0,000	0,008
Отработанные масла.	0,000	13,618
Отработанные масляные и топливные фильтры.	0,000	1,241
Промасленная ветошь.	0,000	0,100
Использованная тара из-под масел и химических реагентов (бочки).	0,000	0,360
Отработанные свинцовые аккумуляторы.	0,000	3,695
Отходы лакокрасочных материалов (ЛКМ).	0,000	0,022
Тара из-под лакокрасочных материалов (ЛКМ).		0,005
Не опасные отходы	0,000	47,459
Отработанные воздушные фильтры.	0,000	0,204
Металлолом (лом черных металлов).	0,000	12,812
Металлолом (лом цветных металлов).	0,000	0,002
Огарки сварочных электродов.	0,000	0,004
Отработанные шины.	0,000	0,061
Использованная упаковка (мешки полипропиленовые).	0,000	0,400
Использованная упаковка (мешки бумажные)	0,000	0,200
Строительные отходы.	0,000	3,000
Использованные средства защиты и спецодежда.	0,000	0,300

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Твёрдые бытовые отходы (ТБО).	0,000	21,600
Пищевые отходы.	0,000	8,870
Медицинские отходы.	0,000	0,006

В таблице 4-22 приведены лимиты накопления отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2023 год ТОО «Lucent Petroleum».

Таблица 4-22. Лимиты накопления отходов при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2024 год ТОО «Lucent Petroleum».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	0,000	257,256
отходов производства	0,000	237,093
отходов потребления	0,000	20,163
Опасные отходы	0,000	226,408
Буровые отходы (буровой шлам; отработанный буровой раствор; буровые сточные воды).	0,000	118,435
Отходы обратной промывки скважин.	0,000	46,500
Отходы соляно-кислотной обработки скважин.	0,000	46,500
Отработанные ртутьсодержащие и ртутные лампы.	0,000	0,004
Отработанные масла.	0,000	11,823
Отработанные масляные и топливные фильтры.	0,000	1,053
Промасленная ветошь.	0,000	0,036
Использованная тара из-под масел и химических реагентов (бочки).	0,000	0,180
Отработанные свинцовые аккумуляторы.	0,000	1,850
Отходы лакокрасочных материалов (ЛКМ).	0,000	0,022
Тара из-под лакокрасочных материалов (ЛКМ).		0,005
Не опасные отходы	0,000	30,848
Отработанные воздушные фильтры.	0,000	0,169
Металлолом (лом черных металлов).	0,000	6,874

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Металлолом (лом цветных металлов).	0,000	0,001
Огарки сварочных электродов.	0,000	0,004
Отработанные шины.	0,000	0,035
Использованная упаковка (мешки полипропиленовые).	0,000	0,200
Использованная упаковка (мешки бумажные)	0,000	0,200
Строительные отходы.	0,000	3,000
Использованные средства защиты и спецодежда.	0,000	0,198
Твёрдые бытовые отходы (ТБО).	0,000	14,282
Пищевые отходы.	0,000	5,881
Медицинские отходы.	0,000	0,004

Обоснование лимитов захоронения отходов

Собственные полигоны, хранилища и иные места для долговременного хранения отходов на балансе ТОО «Lucent Petroleum» отсутствуют, поэтому обоснование лимитов размещения отходов в данной ПУО не приводится. По мере образования все образующиеся отходы при проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum» вывозятся специализированной организацией, имеющей все необходимые разрешительные документы.

Мероприятия по минимизации объёмов и снижению токсичности отходов производства и потребления

При проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2-24 гг ТОО «Lucent Petroleum» планируется принять следующие меры по уменьшению образованию следующих видов отходов:

- Металлолом, огарки сварочных электродов. При ремонтных работах завозить готовые детали, узлы металлоконструкции и оборудование.

- Отработанные масла. Замену масел на оборудовании, проводить строго по регламенту, разработанному предприятием, что сокращает объёмы образования отработанных масел.

- Отработанные люминесцентные лампы; отработанные аккумуляторные батареи; отработанные масляные фильтры; отработанные воздушные фильтры. Уменьшение образование данных видов отходов возможно при закупке качественных исходных материалов, более продолжительным сроком эксплуатации. Касательно люминесцентных лам, то можно предусмотреть их замену на светодиодные лампы. Это приведёт к уменьшению образованию опасных отходов.

- Твёрдые бытовые отходы. Основную массу твёрдых бытовых отходов составляет

бумага, картон и пластик. В целях снижения объёма образования планируется предусмотреть систему сбора бумаги, картона и пластика, и передачу на вторичную переработку.

Повторное использование отходов

При проведении работ по восстановлению скважин Южная-1, Южная-11 и Южная-3 на площади Лебяжье на 2022-2-24 гг ТОО «Lucent Petroleum» планируется принять следующие меры по повторному использованию следующих видов отходов:

- Тара из-под масел (бочки). Неповреждённая, герметичная тара (при необходимости) планируется использоваться повторно для складирования и транспортировки жидких отходов (отработанные масла). При некоторой модернизации металлических бочек из-под масла и твёрдых отходов (промасленная ветошь, отходы ЛКМ, огарки сварочных электродов).

Утилизация отходов

При проведении работ по восстановлению скважин Южная 1, Южная 11 и Южная 3 на площади Лебяжье на 2022-2024 годы ТОО «Lucent Petroleum» планируется принять меры по заключении договоров со специализированными предприятиями, которые принимают отходы, в первую очередь, для утилизации, а потом уже для захоронения.

Уровень воздействия отходов производства на компоненты окружающей среды невелик, исходя из соблюдения нормативов образования отходов.

5. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Законодательная и нормативная база

Для сохранения качества окружающей среды и установления допустимого воздействия на нее, обеспечения экологической безопасности, сохранения экологических систем и биологического разнообразия в Казахстане используется такой механизм как экологическое нормирование. В процессе экологического нормирования устанавливаются нормативы качества окружающей среды. Для регулирования физических воздействий, в частности, используются такие показатели как предельно допустимые уровни шума и вибрации. Для предприятий кроме этого, разрабатываются нормативы физических воздействий, которые являются основой для выдачи экологических разрешений.

Указанные требования отражены в Экологическом кодексе Республики Казахстан от 9 января 2007 года № 212-III ЗРК, а также Кодексе Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 18 сентября 2009 г. № 193-IV ЗРК.

В Казахстане установлены различные допустимые уровни шума и вибрации для территории населенных мест и рабочей зоны, что отражено в соответствующих санитарных и строительных правилах и нормах:

- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах»;

- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека».

- МСН 2.04-03-2005 «Защита от шума».

Нормативные требования к уровням шума и вибрации

Согласно санитарным и гигиеническим нормативам в Республике Казахстан установлены следующие нормативные показатели для шума:

1) для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, амбулаторий, школ и других учебных заведений, библиотек допустимый эквивалентный уровень звука установлен равным 55 дБА днем (с 7 до 23 часов) и 45 дБА ночью (с 23 до 7 утра), максимальные уровни звука – 70 дБА днем и 60 дБА ночью. Эквивалентные уровни, дБА, для шума, создаваемого средствами транспорта (автомобильного, железнодорожного, воздушного) в 2 м от ограждающих конструкций зданий, обращенных в сторону источников шума, допускается принимать на 10 дБ выше нормативных уровней звука, указанных для жилых зданий;

2) в помещениях и на территориях промышленных предприятий предельный эквивалентный уровень постоянного шума – 85 дБА. Не допускается пребывание работающих в зонах с уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Оценка физического воздействия на окружающую среду

Наиболее характерным физическим воздействием при строительстве скважин являются шум, вибрация и электромагнитные колебания. Источниками их появления служит работа эксплуатационного и технологического оборудования газового промысла, машин и механизмов, колесного и гусеничного транспорта.

Шум. Характеризуется физическими (звуковое давление, интенсивность звука, звуковая мощность, направленность звука и др.) и физиологическими (высота тона, тембр, громкость, продолжительность действия) параметрами.

Техногенные шумы по физической природе происхождения подразделяются на 4 группы:

Механические, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах;

Электромагнитные, возникающие вследствие колебаний деталей под воздействием электромагнитных полей;

Аэродинамические, возникающие в результате вихревых процессов в газах;

Гидродинамические, вызываемые различными процессами в жидкостях.

Воздействие техногенных шумов неблагоприятно сказывается не только на состоянии персонала, но и на представителей фауны (фактор беспокойства) территорий, прилегающих к объекту производства.

Шум измеряется в уровнях звукового давления, что позволяет для его оценки использовать шкалу децибел (дБ). Уровни звукового давления оцениваются в целых числах, так как изменения уровней меньше чем на 1 дБ практически не воспринимаются на слух. Санитарно-гигиеническая оценка шума производится по уровню звука (дБа), уровням звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами от 63 до 8000 Гц (дБ), эквивалентному уровню звука (дБа) и по дозе полученного шума персоналом предприятия (в %).

Производственные работы на площади ТОО «5A OIL» (5A ОИЛ), являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как 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. Особенно сильный внешний шум создается при работе дизель-генераторов, задействованных при буровых работах, спецтехники и автотранспорта.

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

Допустимые уровни шума на объектах нефтяной промышленности в соответствии с нормами приведены в таблице 5.8-1.

Допустимые уровни шума на объектах нефтяной промышленности

Таблица 5.8-1.

Наименование	Уровни звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Корректированный УЗМ, дБа
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Измерения	89	89	89	87	87	78	75	71	63	88
Норма для рабочей зоны	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

В соответствие с требованиями «Санитарно-эпидемиологических требований к объектам промышленности» №236 от 20.03.2015 г. «Общие требования безопасности» уровни звука на рабочих местах не должны превышать 80 дБа. Шумовые характеристики оборудования указываются в технических паспортах.

Определение ожидаемых уровней шума, создаваемых в процессе бурения

Октавные уровни звукового давления, создаваемые работой технологического оборудования буровой установки, рассчитывается по формуле:

$$L = L_p + 10 \lg \varphi - 10 \lg \Omega - 20 \lg r - \beta \alpha \cdot r / 1000 + \Delta L_{отр} - \Delta L_c,$$

Где, L_p - октавный уровень звуковой мощности БУ, дБ;

φ - фактор направленности БУ;

Ω - пространственный угол (в стерadianах), в который излучается шум;

$\beta\alpha$ - коэффициент затухания звука в атмосфере, дБ/км;

г - расстояние до расчетной точки, м;

$\Delta L_{отр.}$ - повышение уровня звукового давления вследствие отражения от больших поверхностей, расположенных на расстоянии от расчетной точки, не превышающем 0,1г;
 $\Delta L_{отр.}=0$;

$\Delta L_c = \Delta L_{экp.} + \Delta L_{пов} + \beta_{зел.}$;

где $\Delta L_{экp.}$ - снижение уровня звукового давления экранами, расположенными между источником шума и расчетной точкой;

$\Delta L_{пов}$ - снижение уровня звукового давления поверхностью земли;

$\beta_{зел.}$ - коэффициент ослабления звука полосой лесонасаждений, дБ/м.

Ввиду отсутствия экранов и лесополос $\Delta L_c = 0$.

Уровни звукового давления, создаваемые технологическим оборудованием в процессе бурения на границе СЗЗ 1000 м.

Таблица 5.8-2

Наименование параметра	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц									Коррект. УЗМ, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
УЗМ, Lp, дБ	89	89	89	87	87	78	75	71	63	88
$\beta\alpha$, дБ/км			0,3	1,1	2,8	5,2	9,6	25	83	5
г, м	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
$\beta\alpha \cdot r/1000$, дБ/км	0	0	0,30	1,10	2,80	5,20	9,60	25,00	83,00	5,00
10 lgφ, дБ/км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10 lgΩ, дБ/км	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
20 Igr	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
L, дБ	21	21	21	18	16	5				15
Норма для рабочей зоны	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
Норма для территорий прилегающих к жилым зонам	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Уровни звукового давления, создаваемые технологическим оборудованием в процессе бурения на расстоянии 100 м (в пределах промплощадки)

Таблица 5.8-3

№№ ПП	Наименование параметра	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц									Коррект. УЗМ, дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	УЗМ, Lp, дБ	89	89	89	87	87	78	75	71	63	88
2	$\beta\alpha$, дБ/км			0,3	1,1	2,8	5,2	9,6	25	83	5
3	г, м	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
4	$\beta\alpha \cdot r/1000$, дБ/км	0	0	0,03	0,11	0,28	0,52	0,96	2,5	8,3	0,5
5	10 lgφ, дБ/км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	10 lgΩ, дБ/км	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8
7	20 Igr	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40
8	L, дБ	41,0	41,0	41,0	38,9	38,7	29,5	26,0	20,5	6,7	39,5

№№ ПП	Наименование параметра	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц									Коррект. УЗМ, дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	Норма для территорий прилегающих к жилым зонам	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45

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

Вибрация. По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечно-прессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;

неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;

наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

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.

Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

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

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

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

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Для снижения вибрации от технологического оборудования предусматривается:

установление гибких связей, упругих прокладок и пружин;

тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты;

сокращение времени пребывания в условиях вибрации;

применение средств индивидуальной защиты.

Электромагнитные поля. К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, антенны, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты.

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.

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.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП в офисных помещениях. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;

размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;

в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;

использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;

заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;

использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;

по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находится рядом с ними во время работы.

Существует несколько способов защиты окружающей среды от воздействия ЭВМ.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и в средствах защиты от воздействия ЭМП.

Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности по «Методическим указаниям по измерению и гигиенической оценке производственных шумов». Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов,
- ❖ использование малозумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- ❖ в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- ❖ следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

В целом же воздействие физических факторов (шум, вибрация и электромагнитное излучение) на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – **локальный**;
- временной масштаб воздействия – **многолетнее**;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **слабая**.

Применение современного оборудования на всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения на период проведения работ на

месторождении Жаршик позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы.

В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны площади работ не ожидается.

Оценка воздействия на радиационную обстановку

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих норм радиационной безопасности «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности» утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 и других нормативных документов. Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промыслы, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории. В результате доставки на поверхность вместе с нефтью и газом солей таких элементов, как радий и торий, загрязняются территории в районе нефтяных месторождений. Соли радия могут быть обнаружены в отложениях на внутренних поверхностях насосов, нефтепроводов и емкостей для хранения нефти.

При выполнении работ должны учитываться следующие факторы:

- а) уровни естественного регионального фона;
- б) данные аэрогамма-съемки региона;
- в) наличие (отсутствие) местных источников радиоактивного загрязнения.

Требования к ограничению техногенного облучения при работе с источниками облучения определены в СП «Санитарно-эпидемиологических требованиях к радиационно-опасным объектам» утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020. Согласно данному документу, величина эффективной дозы, которую может получить персонал при работе с данным источником не должна превышать 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год. Таким образом, даже работа в непосредственной близости к указанным источникам в течении 8-часового рабочего дня не приведет к получению критической дозы облучения.

Работы по строительству и эксплуатации скважин предусматривается проводить в строгом соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по обеспечению радиационной безопасности» утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы: Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).

Постоянный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама будет проводиться для определения концентрации в них радионуклидов. В случае обнаружения низкорadioактивных буровых отходов, отходы будут храниться в шламоборниках отдельно от нерадиоактивных. Радиоактивные отходы будут вывозиться на специализированный полигон для размещения низкорadioактивных отходов.

Сбор радиоактивных отходов будет производиться в местах их образования отдельно от обычных отходов с учетом:

- категории отходов;
- агрегатного состояния (твердые, жидкие);
- физических и химических характеристик;
- природы (органические, неорганические);
- периода полураспада радионуклидов, находящихся в отходах (с периодом полураспада, составляющим часы, дни, месяцы, годы, десятилетия и больший период);

- взрыво- и огнеопасности;
- принятых методов переработки отходов.

Радиоактивные отходы должны по возможности переводиться в физически-, химически- и биологически инертное состояние.

Транспортировка радиоактивных отходов проводится специализированной организацией-компанией подрядчиком.

Индивидуальная эффективная доза облучения, обусловленная радиоактивными отходами, включая этапы хранения и захоронения, не должна превышать 10 мкЗв/год, а коллективная доза не должна превышать 1 чел.-Зв в год.

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, места разливов нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

В целом, в принятой системе оценок, воздействие процесса строительства и испытания скважины на радиационную обстановку оценивается:

- пространственный масштаб воздействия - локальный;
- продолжительность воздействия - многолетнее;
- интенсивность воздействия - незначительная;
- последствия - незначимые, не влияющие на изменения радиационного фона.

На период разведки проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

Отбор проб для анализа на содержание радионуклидов из всех продуктивных и водоносных горизонтов (во время испытания);

В случае если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах будет превышать уровень концентраций, предусмотренных основными санитарными правилами работы с

радиоактивными веществами, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами;

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мБер/час, рабочие места на буровой должны оборудоваться в соответствии с санитарными требованиями с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ

В геолого-литологическом строении исследуемой территории, принимают участие грунты двух классов:

- класс природных скальных грунтов → грунты с жёсткими структурными связями (скальные и полускальные);
- класс природных дисперсных грунтов → грунты с водно-коллоидными и механическими структурными связями (связные и несвязные).

Класс природных скальных грунтов (грунты с жёсткими структурными связями) представлен скальными грунтами палеозойского фундамента и полускальными грунтами мезозойского возраста различного генезиса. В пределах участка выделены следующие комплексы грунтов с жесткими связями.

Класс природных скальных грунтов (грунты с жёсткими структурными связями) представлен скальными грунтами палеозойского фундамента и полускальными грунтами мезозойского возраста различного генезиса. В пределах участка выделены следующие комплексы грунтов с жесткими связями:

- комплексом эффузивно-осадочных пород палеозоя (скальные) → песчаники, конгломераты, туфопесчаники, известняки, серпентиниты и др.

Скальные грунты залегают на различных глубинах (от 3,0 до 17,0 м и глубже).

Класс природных дисперсных грунтов, развитых на участке, представляют:

связные глинистые → глины, суглинки и супеси;

несвязные песчаные → пески пылеватые и мелкие;

несвязные грубообломочные → дресвяно-щебенистые и щебенистые.

На исследуемой территории по условиям залегания и циркуляции выделяются подземные воды: трещиноватости коренных пород области развития эрозионно-тектонического мелкосопочника.

Подземные воды зон открытой трещиноватости коренных пород, области развития эрозионно-тектонического мелкосопочника. Приурочены к скальным грунтам эффузивно-осадочных, метаморфических и интрузивных пород палеозоя.

Оценка воздействия на почвенный покров проектируемых работ

Воздействие на почву и грунтовые воды вследствие строительства будет связано с удалением и обработкой верхнего слоя почвы, уплотнением почвы, возможным разливом горюче-смазочных материалов.

Мероприятия по рекультивации

Для охраны окружающей среды в период строительства предусматривается обязательное выполнение строительной организацией мероприятий, предупреждающих загрязнение почв, водоемов, сохранение транспортных и других коммуникаций в районе строительства.

К этим мерам относятся:

обязательное соблюдение границ территории, отводимых для строительства; недопущение разлива горюче-смазочных материалов;

заправку топливом строительной техники и транспорта осуществлять с помощью специально оборудованных автозаправщиков;

слив горюче-смазочных материалов в специально отведенные и оборудованные для этих целей места;

соблюдение требований местных органов охраны природы;

В целях минимизации возможного воздействия отходов на компоненты окружающей среды необходимо осуществлять ряд следующих мероприятий:

- раздельный сбор различных видов отходов;
- для временного хранения отходов использование специальных емкостей - контейнеров, установленных на оборудованных площадках;
- содержать в чистоте контейнеры, площадки для контейнеров, близлежащую территорию, оборудовать контейнерные площадки в соответствии с санитарными нормами и правилами;
- по мере накопления вывоз всех отходов необходимо производить специализированной организацию по договору;
- оборудование специальных площадок согласно действующих СНиП в РК, для временной парковки спецтехники и автотранспортных средств, а также временного хранения необходимого оборудования и материалов, используемых при строительных работах;
- очистка территории от остатков всех видов отходов, а также вывоз контейнеров с ними для утилизации в согласованные места после завершения строительных работ.

Система ПЭК за состоянием почвенного покрова

Целью мониторинга состояния почвенного покрова является получение аналитической информации о состоянии почв для оценки влияния предприятия на их качество.

При производственной деятельности предприятия влияние на почвенный покров незначительное. В связи с этим, необходимости на осуществление наблюдения за состоянием почвенного покрова на территории предприятия проводить не планируется, так как загрязнение почвенного покрова не происходит.

Оценка воздействия на геологическую среду

Проектные работы не будут сопровождаться отрицательными воздействиями на геологическую среду.

Минимальное воздействие на геологическую среду выражается в усилении дефляции и водной эрозии почв на участках нарушения почвенно-растительного слоя.

Большое влияние на гидрологический режим местности оказывают выемки в процессе строительства.

Влияние автотранспорта в процессе проведения проектных работ включает:

- нарушение почвообразующего субстрата;
- воздействие на рельеф;
- загрязнение почв продуктами сгорания топлива;
- загрязнение почв ГСМ.

Степень воздействия, его интенсивность и масштабы зависят от конкретных условий производства работ.

Воздействие на геологическую среду проектных решений будет складываться:

- воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат;
- воздействие на недра.

Оценка воздействия на рельеф и почвообразующий субстрат

Механическое воздействие

Механические повреждения почвенного покрова возникают в результате расчистки строительной полосы и планировке территории.

Ведение планировочных работ на площадке под буровую (промышленная зона) и жилой поселок, срезка верхнего слоя грунта для заливки цементом площадки под буровое оборудование, обваловка буровой площадки, блока ГСМ и емкостей вызовет развитие механических нарушений

почв, уничтожение естественных почвенно-растительных экосистем на всей территории ведения работ.

Механические нарушения почв выражаются в изменении естественного (природного) сложения, уничтожении наиболее плодородных верхних горизонтов почв, разрушении их структурного состояния и переуплотнении, повреждении земной поверхности и изменении микрорельефа местности (траншеи, отвалы, выбросы, спланированные участки, колеи дорог), приводят к нарушению морфологических и биохимических свойств почв.

На участках, подверженным механическим нарушениям, уничтожается растительный покров, животные лишаются мест обитания и кормовой базы.

Механические нарушения сопровождаются резким снижением устойчивости почв к действию природных факторов, что становится первопричиной развития дефляции и водной эрозии.

Степень изменения свойств почв находится в прямой связи с их удельным сопротивлением к деформации, которое зависит от генетических свойств, при этом большое значение имеют показатели механического состава, влажности, содержания водопрочных агрегатов и высокомолекулярных гумусовых соединений. Характер нарушений определяется видом и тяжестью нагрузок, а также устойчивостью почв – внутренней способностью противостоять данному типу нагрузок.

При полевой оценке нарушенности почвенного покрова, возникающей при механических воздействиях, учитывают состояние почвенных горизонтов, их мощность, уплотнение, структуру, мощность насыпного слоя грунта, проявление процессов дефляции и водной эрозии.

Строительство подъездных внутрипромысловых и межпромысловых дорог, вдоль трассовых проездов также, в первую очередь, связано с механическим воздействием на почвенно-растительный покров. Основные направления, формы и характеристики воздействия дорожно-транспортной системы на почвенный покров в период эксплуатации, представлены в табл. 6-1.

Таблица 6-1

Характеристики воздействий дороги на почвенный покров

Элемент окружающей среды, на который оказывается воздействие	Воздействующий фактор и его элемент	Характеристика воздействия
<i>Эксплуатация дороги</i>		
Ландшафт местности	Все инженерные сооружения	Изъятие территории под инженерные сооружения, стройплощадки, подъездные пути. Изменение рельефа и флоры
Геологические условия	Земляное полотно, сооружение переходов и путепроводов	Деформация в подстилающих грунтах, эрозионные процессы земполотна и на прилегающих территориях
	Дорожная одежда	Передача вибраций от проходящих автомобилей на прилегающие территории
Гидрогеологические условия	Земляное полотно	Препятствие стоку поверхностных вод, нарушение режима стока подземных вод, осушение или переувлажнение придорожных территорий
	Водопропускные и водоотводные сооружения	Эрозия русел временных водотоков и процессы образования оврагов
Почвенный слой	Земляное полотно	Загрязнение почвы продуктами эрозии земполотна
	Дорожная одежда	Загрязнение продуктами износа дорожного покрытия, материалами,

		использованными при зимнем содержании дорог
	Сооружения инфраструктуры	Загрязнение мусором, бытовыми отходами, нефтепродуктами

Таблица 6-2

Бальная оценка воздействия на растительный покров

№	Наименование с параметра	Единицы измерения	Критерий оценки, балл					Оценка в баллах
			Крайне незначительное 1 балл	Незначительное 2 балла	Среднее 3 балла	Значительное 4 балла	Исключительно сильное 5 балла	
1.	Наличие экземпляров морфобиологическими изменениями	% экземпляров на единицу площади	>3	3-10	10-20	20-50	<50	1
2.	Видовое разнообразие	% видов от числа характерных для данного района	Не >70	55-70	30-55	20-30	>20	2
3.	Наличие сорных элементов	% сорных от общего числа видов	>5	5-15	15-35	35-70	<70	3
4.	Модификационные растительные сообщества	% от общей площади рассматриваемой территории	>5	5-15	15-40	40-70	<70	2
Средний балл								2

7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).

Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.

Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.

Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

В местах хранения отходов будет исключена возможность их попадание в почвы.

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Дозировка химических реагентов будет проводиться только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

С целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотрено ведение производственного мониторинга.

8. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

При проведении производственной деятельности техногенное преобразование территории является одной из ведущих причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом важно учитывать, что возможно как уничтожение или разрушение критических биотопов, так и подрыв кормовой базы и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта сопровождается загрязнением территории, что обусловит их совместное действие.

Однако, вместе с тем, хозяйственная деятельность приводит к созданию новых местообитаний (земляные валы, различные насыпи, канавы и др.), способствующих проникновению и расселению ряда видов на осваиваемую территорию.

Максимальное влияние на группировки наземных животных оказывают такие виды работ, как нарушение плодородного слоя почвы, изъятие площади земель под промплощадки буровых скважин, складов ГСМ и вспомогательных объектов, внедорожное использование транспортных средств, складирование вспомогательного оборудования, загрязнение территории разливами ГСМ, а также производственный шум, служащий фактором беспокойства для многих видов млекопитающих и птиц, особенно в период гнездования.

Таким образом, важнейшими факторами воздействия на животный мир при проведении запланированного строительства скважин на площади месторождения будут:

- разрушение местообитаний в пределах площадок скважин, дорог и коммуникаций;
- воздействие физических факторов при строительстве и работе механизмов;
- возможное загрязнение площадок ГСМ и отходами;
- выбросы вредных веществ при сгорании газа и моторного топлива;
- физическое присутствие людей на территории месторождения;
- шумовые и вибрационные эффекты при работе строительной техники и транспорта, эксплуатационных агрегатов.

Последствиями для животного мира от влияния этих факторов являются:

Трансформация среды обитания из-за отчуждения площадей и изменения кормовой базы;

Изменение численности популяций;

Сенсорное беспокойство от присутствия человека и работающей техники;

Трансформация видового состава фауны за счет появления сукцессионных видов.

Определенное воздействие на животный мир будут оказывать также выбросы в атмосферу от передвижных и стационарных источников.

Животный мир (земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих) на большей части территории обеднен, однако определенное воздействие испытывают практически все виды наземных позвоночных.

При проведении буровых работ основным видом воздействия будет механическое нарушение почвенно-растительного покрова на буровых площадках, ведущее к уничтожению естественных местообитаний.

Прямое воздействие проявляется фрагментарно в виде разрушения местообитаний, снижения продуктивности кормовых угодий, фактора беспокойства при производстве буровых работ и движении транспортных средств, пресмыкающиеся, птицы и млекопитающие вытесняются из зоны проведения бурения.

Опосредованное воздействие проявится в запылении и, возможно, химическом загрязнении продуктами сгорания топлива от автотранспорта и стационарного оборудования почв и растительности, что может привести к изменениям характера питания животных.

На сопредельных с буровыми площадками территориях наземная фауна испытывает как прямой, так и опосредованный характер воздействий, однако ведущим видом воздействия является фактор беспокойства. Следует отметить, что на синантропные виды животных фактор беспокойства воздействовать практически не будет.

Пустынные виды животных заменяются синантропными видами, основное значение среди которых принадлежит птицам и грызунам.

Таким образом, будет незначительное изменение, в рамках общего техногенного воздействия, ареалов распространения млекопитающих в результате общего антропогенного прессинга на территории месторождения.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

В таблице 8-1 приводится балльная оценка антропогенных факторов на животный мир с учётом анализа ареалов распространения, видового разнообразия и численности различных классов животных.

Таблица 8 -1

Балльная оценка воздействия антропогенных факторов на животный мир

Антропогенный фактор воздействия		Балл
Изъятие определенных территорий под нормативные отводы для строительства объектов и сооружений		4
Земляные и прочие работы на объектах строительства		3
Автомобильные дороги		2
Свалки (металлолом)		3
Фактор беспокойства		2
Загрязнение окружающей среды	Физическое (шум и др)	2
	Химическое	2
Средний бал		2,5

Из таблицы видно, что в соответствии с принятой оценкой степени воздействия возможное воздействие на животный мир колеблется от незначительного до умеренного (средний бал – 2,5).

Наиболее среднее воздействие наблюдается в непосредственной близости от площадок строительства, дорог, карьеров, при удалении от рассматриваемых объектов степень антропогенного воздействия ослабевает.

Воздействие на животный мир будет незначительное и умеренное. Изменение биоценоза под воздействием природных и антропогенных факторов происходят примерно в равных пропорциях.

Очень значительного обеднения состава и сокращения численности основных групп животных не произойдёт. При соблюдении соответствующих природоохранных мероприятий, воздействие деятельности предприятия на животный мир будет носить умеренный и кратковременный характер.

Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на животный мир

Охрана окружающей среды и предотвращение ее загрязнения в процессе сводится к определению предполагаемого воздействия на компоненты окружающей природной среды (в т.ч. животный мир), разработке природоохранных мероприятий, сводящих к минимуму возможное воздействие.

Охране подлежат не только редкие, но и обычные, пока еще достаточно распространенные животные.

Процессы строительства характеризуются высокими темпами работ, минимальной численностью одновременно занятых строителей, минимизацией монтажных операций на площадках, высокой квалификацией персонала, минимальной площадью земель, отводимых во временное пользование для технологических и социальных нужд строителей на время работ, оптимизация транспортной схемы и др.

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

инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;

строгое соблюдение технологии;

запрещение кормления и приманки диких животных;

запрещение браконьерства и любых видов охоты;

использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;

работы по восстановлению деградированных земель.

Для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;

обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;

снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Для сохранения среды обитания животных необходимо ограничить количество подъездных дорог.

Требуется учитывать, что территория проведения работ является зоной стабильной природно-очаговой эпизоотии инфекционных заболеваний. Многие из обитающих здесь грызунов являются носителями опасных болезней (песчанки).

Следует предусмотреть мероприятия, ограничивающие контакты обслуживающего персонала с носителями переносчиков опасных заболеваний, обращая внимание на расположение особо крупных колоний этих животных.

Необходимо обратить особое внимание на снижение отрицательного воздействия на особо охраняемые виды животных, занесенных в Красную книгу РК. В частности пропагандировать среди обслуживающего персонала недопустимость отлова и уничтожения пресмыкающихся. Предотвратить фактор беспокойства для птиц в гнездовой период. Проводить разъяснительную работу о предотвращении разорения легкодоступных гнезд и необходимости охраны хищных птиц.

9. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЛАНДШАФТЫ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛАНДШАФТОВ В СЛУЧАЯХ ИХ НАРУШЕНИЯ

Для ослабления воздействия Проекта, максимально будут использоваться существующие дороги, чтобы снизить количество изымаемой земли. Кроме того, необходимо использовать лучшую практику по обработке почвы включая следующее:

- ограничение зачистки верхнего слоя почвы под опоры турбин, платформ и новых подъездных участков дороги;
- разрушение склонов и ближайших источников воды сведется к минимуму;
- будут приняты меры для предотвращения коррозии; зачищенная земля повторно будет засажена местной растительностью;
- верхний слой почвы будет сниматься и отдельно храниться, и повторно использоваться на поврежденных территориях после завершения стадии строительства;
- после окончания строительства сохраненная почва и верхний слой почвы будет использоваться для обратной засыпки и озеленения на участке строительства и незанятые области будут восстановлены до начальных условий;
- излишек почвы будет перевезен и оставлен на хранение на участках, обозначенных местными органами управления для дальнейшего повторного использования.

Меры против разливов горюче-смазочных материалов будут включать в себя:

- ограничение заправки оборудования и транспортных средств на специально отведенных герметичных стоянках с твердым покрытием, используя меры по контролю и локализации разливов;
- в ночное время автотранспорт и строительная техника будет припаркована на асфальтированных поверхностях с регулировкой ливневых стоков, насколько это возможно;
- любые разлитые нефтепродукты или топливо будут немедленно убраны, и загрязненный участок будет очищен и восстановлен;
- внедрение процедур по устранению аварийных ситуаций / разлива, по хранению и использованию топлива, строительных материалов и отходов.

С целью охраны растительного мира ведение работ за границами земельного отвода не допускается. Для смягчения воздействия ВЭС на представителей флоры и фауны предлагаются общепринятые меры:

- проведение мониторинга в процессе строительства и последующей эксплуатации за уязвимыми представителями флоры и фауны, а также чувствительных мест обитания;
- проведение систематического исследования для проверки предполагаемого использования территории ветроэлектростанции птицами (для гнездящихся видов, мигрирующих видов) и летучими мышами;
- использование или покраска лопастей ветрогенераторов в черный цвет;
- Ограждение площадок строительства объектов ВЭС и траншей и канав изгородью в целях предотвращения проникновения животных;
- хранение отходов в местах, недоступных для животных;
- соблюдение допустимого уровня шумовой нагрузки от строительной техники и производственных линий для снижения уровня беспокойства животных на близлежащей территории.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения и истощения при строительстве заключаются в следующем:

- регулярный осмотр и проверка целостности всей топливной системы техники перед началом работы на площадке строительства;
- проверка герметичности топливных баков;
- осуществлять заправку, отстой и обслуживание автомобилей и строительной техники только на специально отведенных для этого площадках;
- исключение подтеков топлива и выбрасывания на грунт бракованных и обтирочных материалов;
- накопление образующихся отходов в металлическом контейнере и их своевременное удаление;
- в период строительства организовать отведение поверхностных вод со стройплощадки и водоотлив из котлована;
- организация проездов с твердым покрытием.

Мероприятия по снижению шума в период строительства предусматривают:

- выбор марок технологического оборудования с учетом требования допустимого уровня звукового давления;
- запрет проведения работ в вечерние и ночные часы (с 23.00 до 7.00);
- использование звукоизолирующих кожухов, закрывающих шумные узлы и агрегаты строительных машин и оборудования.

На период эксплуатации предлагаются следующие мероприятия:

- замедление скорости вращения ротора турбин, находящихся близко к жилым объектам;
- посадка деревьев и кустарников перед зданиями, на которые это влияет;
- установка звуконепроницаемых окон в жилых домах, на которых это влияет.

10. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Анализ экологических последствий развития различных производственных объектов позволил выявить потенциально возможные экологические проблемы, возникающие при взаимодействии техногенных объектов и окружающей среды и ранжировать основные факторы техногенного воздействия по степени их влияния на природную обстановку.

Основными потенциальными факторами воздействия на природную среду могут являться:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- сбросы сточных вод на рельеф;
- загрязнение экосистем технологическими жидкостями;
- механические нарушения почв;
- изменение гидрологического и гидрогеологического режима территории;
- изменение геодинамической обстановки в пластах;
- шумовое загрязнение окружающей среды;
- антропогенный фактор воздействия на фаунистические комплексы.

В данном проекте оценка факторов техногенного преобразования природной среды при реализации проектных решений отражает количественные и качественные уровни воздействия и основывается на комплексном подходе, предполагающем определение нагрузок на все компоненты экосистем с учётом эффектов суммации, аккумуляции и последующих цепных реакций, поскольку оценка воздействий на отдельные компоненты, даже являющиеся ведущим фактором природного хода сукцессии, не позволяет обнаружить полный объём эффектов взаимодействия.

Воздействие определяется степенью изменённости отдельных природных компонентов или их структуры в целом. При этом она может проявляться либо в виде его техногенных модификаций, либо в виде коренной перестройки основных структур всего комплекса.

Техногенная модификация природного территориального комплекса при реализации проектных решений является следствием соответствующего режима воздействия, при этом, отчасти, природное саморегулирование заменяется техническим.

Все многообразие причин, которое может привести к загрязнению природной среды, можно с достаточной степенью условности свести в три основные группы:

- несовершенство технологии строительства;
- несоблюдение технологических регламентов;
- ненадежность оборудования, конструкций и элементов обустройства площадок.

Поэтому, помимо экологической обоснованности технических решений учитывались природные динамические тенденции и потенциальные возможности самовосстановления природных экосистем.

Основной целью комплексной оценки является выделение территорий, объединённых комплексом проблемных ситуаций, возникающих в результате хозяйственной деятельности и требующих осуществления специфического набора природоохранных мероприятий.

Выделяемые территории (зоны воздействия) объединены в соответствии с интенсивностью техногенного воздействия на окружающую среду, а именно:

- атмосферный воздух;
- почвы, земли;
- растительность;
- животный мир;
- водные ресурсы;
- геологическую среду.

В данном проекте под зоной воздействия подразумевается часть территории, где в результате хозяйственной или иной деятельности происходят изменения в окружающей природной среде.

Зона наиболее интенсивного воздействия – здесь возможно воздействие превышающее допустимые нормы. То есть может измениться свыше 70 % от исходного состояния природного комплекса (совокупность элементов живой и неживой природы, находящихся в определенной связи и отношениях между собой и образующих относительно устойчивое единство или целостность). Антропогенное воздействие гораздо сильнее природных факторов, влияющих на изменение экотопа.

В рельефе может происходить образование новых форм, изменяющих геохимические потоки, геохимические барьеры и пути миграции химических элементов. Нарушения почвенного покрова на уровне типов может превысить 70 % от общей площади природного комплекса. В почвогрунтах возможно изменение окислительно-восстановительных условий в результате вторичного засоления.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод возможно на уровне, подавляющим процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к угнетению биоты. Возможна общая деградация природного комплекса, приводящая к опустыниванию или образованию техногенного ландшафта.

После прекращения антропогенного воздействия восстановление данного вида природного комплекса без проведения обширных природоохранных мероприятий невозможно. Размер зоны наиболее интенсивного воздействия – менее 50 м.

Зона интенсивного воздействия – в этой зоне будет наблюдаться значительное воздействие с существенным превышением допустимых норм, может изменяться до 50-70 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа идет под преобладающим воздействием антропогенных факторов воздействия.

В горных породах возможно изменение физико-химических свойств и механических свойств приводящее к преобразованиям структуры. В рельефе может происходить образование новых форм.

Целостность почвенного покрова на уровне типов сохраняется. В почвах возможно проявление вторичного засоления или изменение вторичных химических процессов.

На почвах с легким мехсоставом могут развиваться дефляционные процессы, которые могут распространяться на сопредельные территории. В почвах возможно замедление темпов накопления органического вещества, разрушение гуминовых и фульвокислот, уменьшение содержания азота.

В растительных сообществах возможно изменение структуры, выражающееся в смене доминантных видов. Морфофизиологические показатели свидетельствуют об угнетенном жизненном состоянии большинства видов. Проективное покрытие изреженное. При восстановлении растительности появляется лишь часть видов с широким ареалом распространения.

Возможно уменьшение видового разнообразия и численности представителей энтомофауны и педобионтов. Трофические связи укорачиваются, в фаунистическом комплексе будет происходить общее упрощение структуры.

Уровень экологической емкости превышен и при продолжающемся антропогенном воздействии наступит постадийная трансформация природного комплекса с образованием нового.

После прекращения антропогенного воздействия самостоятельный возврат на природно-обусловленный путь развития растянется на длительное время в результате нарушения естественного экологического равновесия, поэтому здесь необходимо применение комплекса рекультивационных и природоохранных мероприятий.

В зону интенсивного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 50 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

Зона умеренного воздействия - здесь будет наблюдаться воздействие приближающееся к верхнему пределу допустимого или несущественно превышает его. Изменения затронут до 20-50 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа происходит под воздействием природных и антропогенных процессов примерно в равных пропорциях.

Целостность почвенного покрова на уровне подтипов сохраняется, хотя возможно механическое нарушение в пределах почвенных разностей. В почвах возможно снижение темпов накопления гумуса и азота, ускорится минерализация гуминовых кислот. Возможно образование дефляционно опасных участков, и возрастание риска распространения дефляции на сопредельные территории.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне, оказывающем влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к структурным изменениям биоты и снижения численности особей на 15-30 % территории природного комплекса.

Биоценоотические изменения будут выражаться, главным образом в изменении структуры, состава и динамики фито- и зооценозов.

В растительных сообществах возможно увеличение доли сорнотравных видов и видов-индикаторов загрязнения и сбоя. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности могут достичь значений превышения типичного диапазона.

Локально уменьшится видовое разнообразие энтомофауны, а также обилие педобионтов, для которых создаются неблагоприятные условия.

Под влиянием антропогенного вытеснения может сократиться ареал распространения и численность основных групп наземных позвоночных. Одновременно может происходить заселение новых экологических ниш синантропными видами.

Общее накопление загрязнителей антропогенного происхождения, не свойственных для данного природно-территориального комплекса, в отдельных компонентах может приблизиться к верхнему пределу санитарно-токсикологических нормативов.

В зону умеренного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 500 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

Зона незначительного воздействия – в данной зоне воздействие будет фиксироваться на уровне гораздо ниже допустимых норм. Изменениям подвергнется до 20 % исходного природного комплекса.

Изменение экотопа (атмосфера, вода, почва, горная порода) будет происходить под воздействием преимущественно природных процессов. Изменением почвенного покрова затронуто до 10-15 % от территории природного комплекса. Морфоструктурных изменений горных пород и образования новых форм рельефа не наблюдается.

Нарушение верхней части почвенного профиля может привести к ухудшению среды произрастания растений и обитания педобионтов, восстановление исходных свойств почв возможно, но в ее морфологическом строении сохранятся некоторые не характерные для данной почвы черты. Целостность почвенного покрова на уровне подтипов и видов сохранится.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне не оказывающим существенного влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе.

Биоценоотические изменения будут происходить преимущественно под воздействием природных процессов. Под влиянием антропогенного фактора изменения структуры, состава и динамики растительных сообществ будут незначительные. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности незначительно превысят типичный диапазон.

После уменьшения или прекращения антропогенного воздействия возможно постепенное возвращение (3-6 лет) на природно-обусловленный путь развития, то есть экологическая емкость природного комплекса не будет превышена и естественное экологическое равновесие не нарушено.

В зону незначительного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 400 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

Зона слабого воздействия – антропогенное воздействие будет на уровне порога чувствительности современных инструментальных средств контроля.

Экотопические и биоценотические изменения будут обусловлены в основном природными процессами. Накопление антропогенных загрязнителей возможно в скрытом виде без видимых проявлений.

В зону слабого воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 1000 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

11. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РЕГИОНЕ

Учитывая потенциальную промышленную и экологическую опасность технологических процессов поиска и разведки углеводородного сырья, существует определенная вероятность возникновения нештатных и аварийных ситуаций, прямо или косвенно влияющих на окружающую среду.

Строительство скважины в пределах проводится в ландшафтно-климатической зоне, для которой характерна низкая способность самовосстановления окружающей среды. Даже незначительное антропогенное воздействие на окружающую среду может привести к ощутимым экологическим изменениям, как за счет прямого уничтожения отдельных ее компонентов, так и за счет процессов, провоцирующих необратимые негативные изменения исторически сложившейся экологической ситуации.

Строгое соблюдение природоохранных мероприятий, предусмотренных техническим проектом проведения буровых работ, позволяет максимально снизить негативные последствия для окружающей среды, связанные с реализацией намечаемой хозяйственной деятельности.

Однако, как показывает практика проведения аналогичных работ, наиболее значимые последствия для окружающей среды могут иметь последствия различных аварийных ситуаций, предусмотреть которые в процессе реализации работ крайне сложно.

Добыча нефти и газа, в соответствии с принятой в Республике Казахстан нормой, относятся к экологически опасным видам хозяйственной деятельности, сопряженными с высоким риском для населения и персонала в результате возникновения аварийных ситуаций.

В комплексе работ по бурению планируемых скважин необходимо учитывать возможность возникновения различного рода аварийных ситуаций и предусматривать мероприятия по снижению вероятности аварийных ситуаций и катастроф и их последствий.

При проведении 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, негативно отражается на состоянии окружающей среды. Поэтому знание причин аварий, мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Методика оценки степени экологического риска аварийных ситуаций

Воздействие на окружающую среду при штатном режиме деятельности производственного объекта резко отличается от воздействий в результате возникновения аварийных ситуаций.

Оценка воздействия на окружающую среду аварийных ситуаций несколько усложняется по сравнению с оценкой воздействия в штатном режиме, за счет введения дополнительной стадии по оценке воздействия. Это оценка вероятности возникновения чрезвычайного события.

Основными этапами оценки воздействия чрезвычайных ситуаций являются:

выявление потенциально опасных событий, могущих повлечь за собой значимые последствия для окружающей среды;

оценка риска возникновения таких событий;

оценка воздействия на окружающую среду возможных чрезвычайных событий;

разработка мероприятий по минимизации возможности возникновения опасных событий и минимизации их последствий.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из приведенной матрицы (табл. 11-1). На данной матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, а по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение срока реализации проекта. Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятностью, возможны в течение срока реализации проекта. Аварии с очень высокой вероятностью случаются в среднем чаще, чем раз в год.

По вертикали, как уже сказано, в матрице показана степень изменения компонентов окружающей среды. Характеристика степеней изменения приведена в табл. 11-2.

Таблица 11-1

Матрица оценки уровня экологического риска

Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды, градация баллов*	Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год				
	$P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
	Практически невероятные аварии	Редкие аварии	Вероятные аварии	Возможные неполадки	Частые неполадки
	Могут происходить, хотя не встречались в отрасли	Редко происходили в отрасли	Происходили	Происходят несколько раз в году	Могут происходить несколько раз в год на объекте
1	Терпимый (Низкий) риск				
2-8					
9-27					
28-64		Средний риск		Неприемлемый (Высокий) риск	
65-125					

* Уровень тяжести воздействия определяется в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду для каждого из компонентов (оценка выполняется для каждого из видов возможных аварийной ситуации)

Таблица 11-2

Характеристика степеней изменений компонентов окружающей среды

Критерий	Характеристика изменений	Уровень изменения (тяжести воздействия)	Баллы интегральной оценки воздействия
Компонент окружающей среды	Проявляются устойчивые структурные и функциональные перестройки. Восстановление займет более 10-ти лет.	5	65-125
	Изменения среды значительно выходят за рамки естественных изменений. Восстановление может занять до 10-ти лет.	4	28-64
	Изменения в среде превышает цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.	3	9-27
	Изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Популяция и сообщества возвращаются к нормальным уровням на следующий год после	2	2-8

	происшествия		
	Негативные изменения в физической среде мало заметны (не различимы на фоне природной изменчивости) или отсутствуют.	1	1
	Изменений в компоненте окружающей среды не обнаружено.	0	0

Уровень *экологического риска* (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

Низкий – приемлемый риск/воздействие;

Средний – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;

Высокий – риск/воздействие неприемлем.

Обзор возможных аварийных ситуаций

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

первая – характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред (например, переход промыслового объекта в нестабильное, неустойчивое состояние);

вторая – объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;

третья – неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним: разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при строительстве опережающих добывающих скважин и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются:

аварийные ситуации при бурении скважин;

неуправляемые газонефтеводопроявления (ГНВП) при проходке скважин;

разлив бурового раствора;

аварии на временных хранилищах ГСМ;

аварии с автотранспортной техникой;

степные пожары;

сейсмопроявления.

Все многообразие возможных аварийных ситуаций приведенным выше перечнем, конечно, не ограничивается, однако их влияние на загрязнение природной среды или на оказание на нее других негативных воздействий не значительно. Все аварии, возникновение которых возможно в процессе проведения буровых работ, не ведущие к значительным неблагоприятным изменениям окружающей среды, отнесены нами к разряду технических проблем и из рассмотрения в данном разделе исключены.

Аварийные ситуации при бурении скважины

При бурении планируемых скважины быстровращающимся турбобуром в скважинных трубах, заполненных буровым раствором, генерируются циклические возмущения с амплитудой колебаний, почти равном рабочему давлению. Это приводит к высоким ударным и

вибрационным нагрузкам на элементы конструкции бурового комплекса. В результате происходит разрушение буровых труб и всего бурового оборудования в целом.

Общая вероятность возникновения аварийных ситуаций при оценочном бурении составляет 0,039 на 1470 м бурения или $3,9 \cdot 10^{-2}$ на 1 м бурения. Вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1470 м разведочном бурении как среднестатистическая для отрасли приведена в табл. 11-3.

Таблица 11-3

Вероятность возникновения аварийных ситуаций при бурении скважины на 1470 м бурения

Вид аварий							
Поломка бурильных труб	Слом долота	Падение в скважину посторонних предметов	Прихват колонны бурильных труб	Поломка обсадных труб	Неудачный цементаж	Поломка забойных двигателей	Прочие виды
0,012	0,006	0,002	0,02	0,006	0,0006	0,004	0,004

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

Авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;

Оставление шарошек на забое;

Падение посторонних предметов в скважину;

При аварийных ситуациях могут возникнуть следующие осложнения процесса бурения:

поглощение промывочной жидкости и тампонажного раствора;

нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин;

нефтегазопрооявления;

самопроизвольное искривление оси скважин.

Перечисленные воздействия могут привести как к прямому, так и косвенному воздействию на окружающую среду. Первый вид осложнений может стать причиной загрязнения подземных вод, нарушение устойчивости пород приводит к увеличению непредусмотренного объема отходов бурения. Самопроизвольное искривление оси скважин оказывает лишь косвенное воздействие на окружающую среду, увеличивая длительность воздействия.

Наиболее распространенным осложнением при бурении скважин является поглощение промывочной жидкости, которое встречается при бурении как под кондуктор, так и под эксплуатационную колонну. Интенсивность поглощения изменяется от частичного до катастрофического. Частичное поглощение ликвидируется в основном намывом наполнителей в зону поглощения, закачкой глинистых и глинисто-цементных тампонов, а также установкой цементных мостов.

Неуправляемые газонефтеводопроявления (ГНВП) при бурении опережающих добывающих скважин

Наиболее экологически опасными являются неуправляемые газо-нефтепроявления. Возникновению и развитию аварийных ситуаций при возникновении неуправляемых ГНВП способствуют как внешние, так и внутренние факторы. Процесс бурения опережающих добывающих скважин сопряжен с внутренними опасностями, обусловленными:

взрыво- и пожароопасностью среды;

внутренней энергетикой (выход флюида идет под давлением);

вероятностью отказов оборудования, работающего под давлением, технологических трубопроводов, арматуры, системы контроля и автоматики, составляющих комплекс противofонтанной защиты.

Факторы существующей внешней опасности представлены:

атмосферными явлениями – низкие температуры зимой, снегопад, засуха и т.п.;
природными условиями – протаивание грунта весной, коррозионная активность грунта, заливание водой во время снеготаяния;
техногенными условиями – степные пожары, падения летательных аппаратов, авария на соседнем объекте, неосторожное обращение с огнем, сварочные и огневые работы, диверсия, военные действия.

Однако, при разработке возможных сценариев аварийной ситуации при буровых работах, необходимо рассматривать не отдельно внутренние и внешние опасности, а наиболее вероятные их сочетания.

Возникновение аварийных ситуаций в результате неуправляемых ГНВП может привести как к прямому, так и косвенному негативному воздействию на окружающую среду.

Прямое воздействие является наиболее опасным по влиянию на различные компоненты окружающей среды - геологическую среду, подземные воды, почвы, растительность, воздушный бассейн. Масштабы воздействия при этом могут быть значительными и выходить за пределы территории промплощадки планируемой скважины.

Косвенное воздействие приводит в основном к загрязнению подземных вод и, в меньшей степени, к нарушению свойств геологической среды в непосредственной близости к стволу скважины.

Неуправляемые ГНВП с фонтанным выбросом флюидной смеси из устья скважины в обход системы сбора могут возникнуть при выходе из строя устьевого оборудования.

К основным причинам и факторам, связанным с отказами оборудования, относятся:

Нарушение регламента работ, при котором возможен выброс флюида с последующим воспламенением, а при несвоевременной локализации – возникновением и развитием пожара. Возможно, образование облака топливно-воздушной смеси (ТВС) с последующим взрывом.

Физический износ, коррозия, механические повреждения, температурные деформации оборудования. При резких перепадах температур (наружных пониженных и технологических повышенных) происходит взаимодействие влаги с металлом, что снижает срок службы оборудования, может привести к аварийной разгерметизации и выбросу газа в окружающую среду, взрывам и пожарам. Анализ неполадок и аварий показывает, что коррозионное разрушение при достаточно прочной конструкции противовыбросового оборудования (ПВО) и устьевой арматуры выявляется еще на стадии опрессовки оборудования и не приводит к серьезным последствиям. Аварии наиболее вероятны при несвоевременной опрессовке оборудования и арматуры.

Прекращение подачи энергоресурсов к превентору, которое, как правило, не приводит к серьезным последствиям, так как система дублируется ручным управлением превенторами. Аварийные ситуации возникают при несвоевременном возобновлении подачи энергоресурсов.

Внешние воздействия и опасности, связанные с ними, маловероятны, но могут привести к выбросу газа в окружающую среду, взрывам и пожарам. Наибольшую опасность представляет возгорание факела, осложняющего работы по ликвидации аварийной ситуации.

Последствия неуправляемых ГНВП обычно тяжелые. Кроме непосредственной опасности для персонала, аварии этого типа сопровождаются загрязнением почв прилегающих территорий, воздушного бассейна – газообразными углеводородами или продуктами их сгорания в количествах, значительно превышающих ожидаемые. Наиболее значимыми последствиями пожаров на газовых скважинах, кроме прямых потерь ценного сырья, являющегося прямым продуктом добычи, являются огромные массы выбросов вредных веществ в атмосферу.

Последствия неуправляемых ГНВП с возгоранием факела обычно не ограничиваются отравлениями атмосферного воздуха и почв, значимым является также термическое влияние, опасность возникновения степных пожаров, мощный фактор беспокойства имеет большое влияние на животный мир.

Статистика показывает, что буровые организации нефтегазовой промышленности допускают в бурении 1 фонтан на 1200 м проходки, а вероятность возникновения аварийной ситуации, связанной с открытым фонтанированием при бурении скважин оценивается на 2300 м проходки как 0,00001 или $1 \cdot 10^{-5}$ на 1 м бурения. Следует отметить, что возникновение неуправляемых ГНВП при бурении планируемых эксплуатационных скважин еще более маловероятно, так как геолого-технические условия участка известны и возможные осложнения могут быть спрогнозированы с достаточной точностью.

Разлив бурового раствора

Аварийные разливы бурового раствора на стадии бурения планируемых скважин потенциально менее опасны, чем неуправляемые ГНВП, поскольку они характеризуются небольшими объемами хранимых веществ, не превышающими нескольких десятков тонн.

Из разливов технических жидкостей гипотетически возможен лишь разлив противовыбросового запаса бурового раствора, в случае аварийного нарушения целостности ёмкости для его хранения. Объём такого запаса обычно составляет около 20 % от находящегося в работе. Большая часть вытекшего раствора останется в пределах обваловки буровой площадки, т. к. по сравнению с нефтепродуктами раствору присуща невысокая текучесть.

Аварии на временных хранилищах ГСМ

Аварии на временных хранилищах нефтепродуктов являются следствием, как природных катастрофических ситуаций, так и причин антропогенного характера.

Вероятность разрушения резервуара формируется за счет действия различных факторов:

- механические и коррозионные повреждения;
- дефекты конструкции и монтажа;
- пожар в хранилище ГСМ и нефтепродуктов;
- землетрясение, активизация просадочных процессов и другие стихийные бедствия.

Частота распределения случаев аварий и отказов резервуарных конструкций по виду основных физических причин по статистическим данным представлена в табл. 11=4.

Таблица 11-4

Основные причины аварий в резервуарных парках

№ п/п	Причины аварий	Число аварий, %
1	Хрупкое разрушение	63,1
2	Взрыв и пожар	12,3
3	Непроектный вакуум	7,7
4	Коррозионный износ	3,1
5	Ураганный ветер	1,5
6	Неравномерная осадка основания	1,5
7	Прочие	10,8

Причины возникновения пожаров на временных хранилищах ГСМ и нефтепродуктов обусловлены, как правило, образованием взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов в самом резервуаре или на площадке обвалования и активизацией источника воспламенения (инициирования) взрывоопасной смеси.

Согласно статистике, основными факторами воспламенения паров нефтепродуктов являются ремонтные работы и другие источники, приводящие к образованию искр или открытого пламени. Источники инициирования взрывоопасных смесей на объектах хранения нефтепродуктов приведены в табл. 11=5.

Таблица 11-5

Источники инициирования взрывоопасных смесей в хранилищах нефтепродуктов

№ п/п	Источники	Распределение, %
1	Источники зажигания при подготовке и проведении ремонтных работ на резервуарах	23,5
2	Атмосферное электричество	9,2
3	Статическое электричество	9,7
4	Неисправность электрооборудования	11,7
5	Другие источники	45,9

Развитие аварийных ситуаций на временных хранилищах ГСМ может происходить по одному из 3 наиболее вероятных сценариев:

Разлив ГСМ в результате разрушения резервуара без воспламенения. Представляет наименьшую опасность для природной среды и персонала, если нефтепродукты не растекаются за пределы обвалования. При разливе ГСМ возможно загрязнение основных компонентов окружающей среды в небольших масштабах;

Пожар на временных хранилищах ГСМ. Возрастает угроза жизни персонала от токсичности продуктов горения, а также термического воздействия пожара. Опасность загрязнения природной среды связана, в основном, с загрязнением атмосферы продуктами горения. При разливе ГСМ во время пожара опасность загрязнения окружающей среды и угроза персоналу увеличивается;

Взрыв паров нефтепродуктов на временных хранилищах ГСМ, сопровождающийся горением ГСМ. Воздействие на окружающую среду и персонал имеет форму ударного воздействия, возникшего в результате взрыва.

Масштабы аварий с хранилищами ГСМ носят обычно локальный характер, хотя интенсивность воздействия на отдельные компоненты окружающей среды может быть очень высокой.

По последствиям для окружающей среды аварии на временных хранилищах ГСМ ведут к загрязнению нефтепродуктами поверхностных и подземных вод и почвенного покрова. Наличие на промплощадке планируемых скважин оперативного запаса нефтепродуктов и емкостей сбора добытой нефти требует особого внимания к возможным аварийным утечкам их из резервуаров временных хранилищ, строгого выполнения принятых в отрасли правил техники безопасности. Масштабы воздействия при этом виде аварий, как правило, не выходят за пределы территории промплощадки скважины.

Аварии с автотранспортной техникой

Из возможных аварийных ситуаций, связанных с применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из топливных баков или в результате опрокидывания автотранспортной техники.

При возникновении аварийной ситуации значительные объемы топливных баков автотранспортных средств могут нанести определенный ущерб природной среде.

И хотя площадные и временные масштабы подобных загрязнений обычно не большие, ограничивающиеся первыми десятками или сотнями квадратных метров, интенсивность их довольно высока. Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ.

Кроме прямого загрязнения почвенного покрова и уничтожения растительности, аварии автотранспортных средств с разливом топлива могут быть причиной загрязнения

поверхностных и подземных вод. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади участка маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитого в результате аварий топлива.

Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива – в сухое время года при постоянных сильных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако, если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Степные пожары

В сухое время года, в результате неосторожного обращения персонала с огнем или вследствие технических аварий на площади проведения работ возможно возникновение пожаров.

Высокая сухость воздуха и сильный ветер, характерные для территории, попытку тушения такого пожара без применения специальной техники делают практически безуспешной.

Катастрофические последствия степного пожара для местных экосистем не требуют комментариев, кроме того, в случае возникновения пожара возможен и материальный урон для работающей на участках техники.

Как показывает анализ подобных происшествий, причиной подавляющего количества возникновения степных пожаров является неосторожное обращение персонала с огнем и нарушение правил техники безопасности.

Действенным средством борьбы с возникновением степных пожаров является обучение персонала безопасным методам ведения работ и строгий контроль за выполнением противопожарных мероприятий.

Причины возникновения аварийных ситуаций

Основные причины возникновения аварийных ситуаций можно классифицировать по следующим категориям:

технологические отказы, обусловленные нарушением норм технологического режима производства или отдельных технологических процессов;

механические отказы, вызванные частичным или полным разрушением или износом технологического оборудования или его деталей;

организационно-технические отказы, обусловленные прекращением подачи сырья, электроэнергии, ошибками персонала и т. д.;

чрезвычайные события, обусловленные пожарами, взрывами, в том числе, на соседних объектах;

стихийные, вызванные стихийными природными бедствиями – землетрясения, сильные ветры (ураганы) и т.д.

Оценка риска аварийных ситуаций

В силу специфики производства разведка и добыча углеводородного сырья является потенциально опасным видом хозяйственной деятельности. Это обуславливает необходимость экологического страхования инициатором хозяйственной деятельности возможных рисков и негативных последствий бурения для населения и окружающей среды.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта – агрессивности среды, коррозионной активности перекачиваемого продукта, применения ингибиторов, электрохимзащиты и т.д.

Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при бурении опережающих скважин в системе оценок «практически невероятные аварии – редкие аварии – вероятные аварии – возможные неполадки – частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи приведен в табл. 11=6.

Таблица 11=6

**Вероятность и последствия возможных аварийных ситуаций
при осуществлении проекта бурения**

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Вероятность возникновения	Последствия	Комментарии
1	2	3	4	5
1.	Аварии при строительстве скважин, включая разлив бурового раствора	Частые неполадки ($P = 1,55$)	Воздействие на геологическую среду, возможность загрязнения подземных вод	Техническим Проектом предусмотрено соблюдение регламента бурения и наличие на промплощадке скважины специального оборудования для ликвидации такого вида аварий
	Межпластовые перетоки жидкостей по затрубному пространству	Возможные неполадки	Загрязнение пластовыми водами водоносных горизонтов	Качественная цементация технической и эксплуатационной колонн, соблюдение проектных решений и контроль за извлекаемым флюидом сводят вероятность перетоков к минимуму.
2.	Неуправляемые нефтегазо-проявления	Редкая авария ($P = 15,5 \cdot 10^{-4}$)	Загрязнение воздушного бассейна углеводородными газами	Техническим проектом предусмотрено обучение вахт и методы подавления таких проявлений
	Неуправляемые нефтегазо-проявления с возгоранием	Редкая авария	Загрязнение почвенно-растительного покрова загрязнение воздушного бассейна углеводородными газами и продуктами их сгорания. Значительный фактор беспокойства для животного	Обученный персонал, обеспеченный необходимым противопожарным оборудованием, обеспечит минимизацию вероятности возникновения осложнений.

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Вероятность возникновения	Последствия	Комментарии
1	2	3	4	5
			мира	
3.	Авария на хранилище ГСМ с разливом Авария на хранилище ГСМ с возгоранием	Вероятная авария Редкая авария	Загрязнение почвенно-растительного покрова Возможность загрязнения подземных вод Загрязнение воздушного бассейна продуктами сгорания ГСМ.	Места хранилища ГСМ оборудованы обвалованием и ловушками со средствами откачки Соблюдение правил противопожарной безопасности
4.	Аварии с автотранспортной техникой, сопровождаемые разливом ГСМ	Вероятные аварии	Загрязнение почвенно-растительного покрова Возможность загрязнения подземных вод	Соблюдение водителями правил техники безопасности, сведение к минимуму поездок вне дорог, в темное время суток и при плохих погодных условиях
5.	Степные пожары	Вероятные аварии	Уничтожение растительности загрязнение воздушного бассейна. Значительный фактор беспокойства для животного мира, гибель некоторых фаунистических видов	Строгое соблюдение правил противопожарной безопасности, оснащение промплощадок средствами пожаротушения
6.	Сейсмопроявления	Практически невероятная авария	Разрушение емкостей с нефтепродуктами (конденсатом) и ГСМ. Загрязнение почвенно-растительного покрова Возможность загрязнения подземных вод.	Возможность землетрясений в районе крайне низкая

Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций и снижению экологического риска

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам и средствам являются аварии, связанные с неуправляемыми ГНВП.

Технология ликвидации нефтегазопрооявлений в различных горно-геологических условиях должна соответствовать рекомендуемым РД-0147009-544-87.

Меры по снижению риска возникновения аварийных ситуаций должны быть разработаны в проектной документации проекта строительства опережающих добывающих скважин.

Существует 3 основных направления мер по обеспечению экологической безопасности объектов добычи нефти и газа:

первое – принятие технически грамотных и экономически целесообразных проектных решений, которые учитывают особенности добываемой продукции и природные условия территории деятельности;

второе – качественное проведение строительно-монтажных работ;

третье – проведение природоохранных и противоаварийных мероприятий, включая:

диагностику состояния промысловых систем и исследования коррозионной активности добываемой и транспортируемой продукции;

своевременную отбраковку и замену коррозионно- и амортизационно-изношенного оборудования;

использование специальных реагентов, снижающих коррозионную активность среды (деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, реагенты предотвращающие парафино- и солеотложение);

контроль за соблюдением технологических параметров ведения процессов добычи и подготовки газа;

контроль за устойчивостью наземных сооружений, особенно надземной частью трубопроводных систем.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола (с ограниченной нагрузкой и пониженной проходкой при проработке).

Для предупреждения слома инструмента, не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний для чего надо уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т.

Для предупреждения оставления шарошек при бурении не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.

Для предупреждения падения посторонних предметов предусмотреть использование устройства, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий, связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек производится по отдельному плану, утвержденному главным инженером буровой организации и в присутствии аварийного мастера.

Для предупреждения осыпей и обвалов стенок скважины не допускается снижения удельного веса бурового раствора и изменения его параметров ниже проектных. Не оставлять ствол скважины без промывки на продолжительное время. Не допускать гидроразрыва пластов в процессе СПО и бурения (своевременно доливать скважину при подъёме инструмента, ограничивать скорость спуска инструмента и т.д.).

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам и средствам являются аварии связанные с нефтегазопрооявлениями и поглощениями бурового раствора.

Для предупреждения нефтегазопрооявлениями и поглощениями бурового раствора буровые бригады, работающие на буровой, должны быть обучены соответствующим правилам ведения работ и проинструктированы. Бурильщики обязаны знать характер и глубину залегания горизонтов, способных поглощать промывочную жидкость или при вскрытии которых возможны газонефтеводопроявления.

Признаками проявлений являются и их обязаны знать все члены буровой бригады:

прямые – снижение плотности бурового раствора и разгазирование ее;

увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;
выделение газа из скважины;
перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;
увеличения газопоказаний на станциях газокаротажа;
косвенные – увеличение механической скорости бурения;
уменьшение давления гидравлических сопротивлений на стояке;
увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим газопроявление в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.).

Плотность бурового раствора и отклонение от установленной величины определять согласно ЕТП РК. Плотность бурового раствора должна быть повышена, если поступление пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине. Запас бурового раствора и параметры определяется пунктом 10,14 ЕТП РК.

Подъем инструмента во избежание проявления производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.

В технологический цикл углубления скважины включать мероприятия, предусматривающие предотвращение и раннее обнаружение газонефтеводопроявлений с учетом конкретных геолого-технических условий.

При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации.

Бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану, утвержденному главным инженером.

Появление в процессе бурения и промывок в буровом растворе газа, не приводящее к увеличению уровня в приемных емкостях, требует немедленного установления интенсивности его поступления.

Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы.

При поступлении газа из разбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.

Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей.

При появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.

Подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

Не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.

Длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно устанавливать отсекающий цементный мост.

О замеченных признаках газонефтеводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления.

Безопасная эксплуатация временного хранилища ГСМ при проведении планируемого бурения может быть обеспечена следующими мероприятиями:

Наличием молниезащиты и устройств отвода статического электричества;

Наличием средств пожаротушения;

Оснащением приборами для измерения и сигнализации уровней.

Анализ мер по предупреждению и ликвидации аварий при бурении опережающих эксплуатационных скважин, принятых в Техническом проекте, позволяет говорить о том, что при их реализации вероятность возникновения аварий будет сведена к минимуму.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, принятые в ТОО «КоЖаН» полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан.

Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;

использование природосберегающих технологий;

сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;

полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ, если такие нарушения были неизбежны.

Таким образом, рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

строгое выполнение проектных решений при проведении работ на всех этапах. Обязательное соблюдение всех правил проведения работ;

периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;

регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;

своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей;

строгое следование Плану управления отходами, в том числе использование контейнеров для сбора отработанных масел;

все операции по заправке, хранению, транспортировке горюче-смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил техники безопасности;

своевременное проведение профилактического осмотра и ремонта оборудования и запитывающих линий;

обеспечение постоянного контроля на складах ГСМ.

Для минимизации последствий аварий для окружающей среды рекомендуется проработать сценарии развития событий при разных видах аварий с расчетом времени, интенсивности и объемов загрязнителей и других факторов воздействий, а также разработать подробный план реагирования на эти аварии, при котором информируется персонал, участвующий в ликвидации аварий, включая специалистов по охране окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Намечаемая хозяйственная деятельность представляет собой работы по восстановлению из ликвидации и испытанию скважин Южная-1, Южная-11, Южная-3 на площади Лебяжье (корректировка сроков).

Загрязнения воздушного бассейна будет осуществляться преимущественно в результате испытания скважины, значения которых оценивается как значительное, но не продолжительные. Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ позволяет сделать вывод, что по всем веществам и группам суммации максимальные приземные концентрации меньше ПДК. Качество атмосферного воздуха согласно проведенным расчетам будет соответствовать санитарно-гигиеническим нормативам.

Почвенный покров и растительность. Бурение скважины и связанные с ними работы будет, сопровождается незначительным нарушением земной поверхности. На этапе строительства будет происходить механическое воздействие на почвенно-растительный покров. Виды изменения характера земной поверхности, на данной стадии реализации проекта проявляются при следующих условиях: удалении верхнего слоя почвы, планировке земель, отсыпке грунта и т.д. При удалении и размещении промышленных отходов и выбросов загрязняющих веществ возможно химическое загрязнение почв. В результате действия этих процессов почвенно-растительный покров подвергается полному уничтожению в зоне активного действия – под строительство скважины и частичному уничтожению или повреждению в зоне временного отвода земель, используемых под размещение лагеря, материалов, техники и т.д. В этих участках уже со следующего вегетативного сезона будет, происходит постепенное восстановление растительного покрова. Возможное воздействие оценивается по категории – непосредственное, по масштабу – локальное и линейно-локальное.

Животный мир. Антропогенное воздействие на животный мир, в основном, будет иметь шумовое воздействие и фактор беспокойства. При этом, не будет оказано влияние на привычные места обитания (скопления) животных, так как интенсивной миграции животных последние годы не наблюдалось и дополнительного отвода земли не будет.

Социальная инфраструктура. Наиболее опасные загрязнения природной среды могут произойти в случае аварии на объекте и пожаре, во избежание которых в ОВОС предусмотрен комплекс мероприятий. Влияние оцениваемого проекта на данном этапе на социально-экономическое состояние положительное, в плане обеспечения рабочими местами. В перспективе, с увеличением объема работ и разработкой месторождения, будет дальнейшее развитие коммуникационной инфраструктуры района. Инвестиции в модификации объекта и увеличение грузооборота будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения.

Выводы:

Учитывая результаты оценки воздействия на окружающую среду, анализируя масштабы загрязнения (объем выбросов, сбросов, размещения отходов) и предусмотренные природоохранные мероприятия, заложенные в проекте, сделаны следующие выводы: По результатам оценки воздействия на окружающую среду при бурении и связанные с ним производство работ установлено, что под влиянием намечаемой деятельности состояние компонентов окружающей среды не претерпит необратимых изменений. В результате воздействия антропогенного фактора ландшафт местности не изменится, незначительно нарушится структура почвенного покрова и растительность. С точки зрения химического загрязнения, влияние объекта незначительно. Производство проектируемых работ планируется с использованием прогрессивных технологий и практик. Поэтому эти работы не будут способствовать дальнейшему ухудшению санитарно-гигиенических условий в районе.

Ввиду отдаленности объекта от населенных пунктов осуществление проекта не окажет значительного негативного влияния на условия жизни и здоровье населения. Таким образом,

проведенная оценка воздействия планируемых работ по оценочному бурению скважин на окружающую среду, позволяет сделать вывод, о том, что при правильном ведений работ и при условии выполнения всего комплекса природоохранных мероприятий, заложенных в ОВОС, и проекте его воздействие будет минимальным и не распространиться за пределы санитарно-защитной зоны скважины. Безопасность проектируемого объекта обеспечивается техническими решениями и природоохранными мероприятиями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан» от 2 января 2021 года № 400-VI З РК;
2. Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246;
3. Методические указания при проведении оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», Приказ МООС РК от 29.10.2010г. № 270-п. Приказа Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 года №100 -п.
4. Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 года №100 -п. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов».
5. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996 год.
6. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004.
7. Унифицированная программа расчета величин концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, УПРЗА «ЭРА», версия 3.0.
8. Приложение №13 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. №100-п «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников».
9. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утверждены Министром национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.
10. Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169.
11. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.
12. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки.

Приложение 1 Исходные данные

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:

ТОО «Lucent Petroleum», Юридический адрес: РК, г.Алматы, Бостандыкский район, проспект Аль-Фараби, дом 77/7, БИН 980140000025, тел. 2777852

В административно-территориальном отношении разведочный блок ТОО «Lucent Petroleum» расположен в Жылыойском районе Атырауской области и Бейнеуском районе Мангистауской области

Проектом предусматривается проведение восстановительных работ, исследований и опробования в ранее ликвидированных трех скважинах Южная-1, Южная-11, Южная-3 с целью уточнения добычных возможностей скважин, определения физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационных характеристик продуктивных горизонтов.

Расходы топлива, электродов и объемы выемки грунта

Для скважин Южная = 1, 11

ИЗ №0001 – ДЭС, мощностью 300 кВт, для промплощадки – 475 тонн;

ИЗ №0002 – Дизельный двигатель силового привода буровой установки, САТ 3412 DITA 485 кВт – 360 тонн

ИЗ №0003- Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 - 208

ИЗ №0004– Дизельный двигатель бурового насоса САТ 3406 - 208 тонн

ИЗ №0005 – Дизельный генератор Volvo, мощностью 200 кВт - 268 тонн

ИЗ №0006 – Передвижная паровая установка (ППУ) – 41 тонн

ИЗ №0007 – ЦА-320М (цементировочный агрегат) – 158тонн

ИЗ №0008 – Дизельный генератор, мощностью 60 кВт (резервный) – 3,6 тонн

ИЗ №0009 Котельная установка – 5,5 тонн

ИЗ №0010 – Котельная установка 1,5 тонн

ИЗ №0011 – ДЭС, мощностью 300 кВт, для вахтового поселка – 295 тонн

ИЗ №0012 – ДЭС, мощностью 100 кВт, резервная – 6,3 тонн

ИЗ №0013 (есть в объекте Южная 1 2022 год №0016) – Факельная установка – 720 000 м3/ на 1 объект (720 000 / (90*24)/3600 = 0,09259 м3/сек) расчет тотже поменять нумерацию

➤ Неорганизованные источники:

ИЗ №6001 – Погрузочно-разгрузочные работы - Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год , MGOD = 75

ИЗ №6002 – Разработка грунта экскаватором – Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год , MGOD = 75

ИЗ №6003 – Емкость для хранения дизельного топлива – $558,2+49,7=607,9$

ИЗ №6004 – Сварочный пост – электрод АНО-3 - 300 кг

ИЗ №6005 – Емкость для отходов бурения;

ИЗ №6006 – Емкость для бурового раствора;

ИЗ №6007 – Емкость для масла – 6 тонн

ИЗ №6008 – Емкость для хранения дизтоплива площадки скважины

ИЗ №6009 – Емкость для хранения дизтоплива вахтового поселка

ИЗ №6010 - Емкости хранения нефти – дебит нефти 144 м3/сут * 90 суток = 12960 м3/1 объект или 11239 тонн (Плотность смеси, т/м3 , RO = 0.8672)

ИЗ №6011 – Устье скважины;

 **Далқан Мақдұғал**