

**Филиал ЦИР АО «КазТрансОйл»
Проектно-сметное бюро
г. Павлодар**

**Государственная лицензия
№ 00992Р от 28 июня 2007 г.**

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

к рабочему проекту

**«Реконструкция перехода на 148 км МН «Павлодар-Шымкент»
через канал им. К. Сатпаева»**

2611/3/20 - ООС

Том 3

Раздел «Охрана окружающей среды»

**Начальник
проектно-сметного
бюро**



Байдилов А.К.

**Главный инженер
проекта**



Байдилов А.К.

г. Павлодар 2021 г.

Согласовано			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	

Состав рабочего проекта

№ Тома	Обозначение	Наименование	Примечание
Том 1			
1	2611/3/20 – ОПЗ Книга 1	Общая пояснительная записка	
2	2611/3/20 – ПРП Книга 2	Паспорт рабочего проекта	
Том 2			
3	2611/3/20 - СД	Сметная документация	
Том 3			
4	2611/3/20 - ООС	Охрана окружающей среды	
Том 4			
5	2611/3/20 - ПОС	Проект организации строительства	
Альбом			
6	2611/3/20 - МН	Магистральный нефтепровод	
7	2611/3/20 – АС1	Архитектурно-строительные решения	Ограждение
8	2611/3/20 – АС2	Архитектурно-строительные решения	Колодцы АТХ
9	2611/3/20 – ЭС	Электроснабжение	
10	2611/3/20 – АЗО	Антикоррозионная защита технологических аппаратов и трубопроводов	
11	2611/3/20 – НСС	Наружные сети связи	
12	2611/3/20 – АТХ	Автоматизация технологического процесса	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.











2611/3/20 – ООС

Изм.	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата
ГИП		Байдилов			
Н.контр.		Абдрахманова			
Пров.					
Разраб.		Абдыкаликова			

Охрана окружающей среды

Стадия	Лист	Листов
РП	1	171
Филиал «ЦИР АО «КазТрансОйл» Проектно-сметное бюро г. Павлодар		

Список разработчиков

Раздел проекта	Фамилия, имя, отчество	Подпись
1. Общая часть	Жауханов Ф.Б.	
2. Генеральный план	Ромашева Ж.Е.	
3. Наружные сети водоснабжения и канализации	Васнёва Л.А.	
4. Электроснабжение	Жокебаев Р. О.	
5. Технология производства	Шамогонов И.Н.	
6. Архитектурно-строительные решения	Жауханов Ф.Б.	
7. Отопление вентиляция и кондиционирование	Васнёва Л.А.	
8. Водопровод и канализация	Васнёва Л.А.	
9. Электрическое освещение и силовое электрооборудование	Жокебаев Р.О.	
10. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Жауханов Ф.Б.	

Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, взрывобезопасных и других норм, действующих на территории РК, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта



Байдилов А. К.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Содержание

№ п/п	Наименование	Лист
1	Введение	5
2	Общие сведения об объекте	6
2.1	Краткая характеристика местных физико-географических и климатических и инженерно-геологических условий района расположения предприятия	7
2.2	Магистральный нефтепровод	8
2.3	Архитектурно-строительные решения	12
2.4	Электроснабжение	14
2.5	Антикоррозионная защита технологических аппаратов и трубопроводов	15
2.6	Наружные сети связи	16
2.7	Автоматизация технологического процесса	17
3	Воздействие объекта на земельные ресурсы. Отходы производства	19
3.1	Краткое описание источников образования отходов. Данные об объемах, составе, видах отходов	19
3.2	Программа управления отходами	24
3.3	Мероприятия по предотвращению загрязнения почвы отходами производства и потребления	31
4	Воздействие объекта на водные ресурсы	33
4.1	Водопотребление и водоотведение	33
4.2	Мероприятия по предотвращению загрязнения поверхностных и подземных вод	34
5	Воздействие объекта на атмосферный воздух	38
5.1	Краткая характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха	38
5.2	Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу	39
5.3	Параметры выбросов загрязняющих веществ	39
5.4	Обоснование полноты и достоверности данных, принятых для расчета нормативов ПДВ	39
5.5	Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ	84
5.6	Предложения по нормативам ПДВ	86
5.7	Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	91

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

3

Продолжение таблицы

5.8	Мероприятия по регулированию выбросов в период НМУ	92
6	Оценка неизбежного ущерба наносимого окружающей среде	93
6.1	Определение лимитированного выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух	94
7	Санитарно-защитная зона	96
8	Физические воздействия проектируемого объекта	97
8.1	Источники возможных физических воздействий на окружающую среду	97
9	Оценка воздействия объекта на окружающую среду	102
10	Оценка экологических рисков и рисков для здоровья населения	105
11	Состояние экологических систем	138
12	Состояние здоровья населения	144
13	Социальная сфера	147
14	Программа производственного экологического контроля	151
	Список используемой литературы	169
	Приложение А. Таблицы	
	Приложение Б. Копия государственной лицензии АО «КазТрансОйл»	
	Приложение В. Копия свидетельства о государственной перерегистрации АО «КазТрансОйл»	
	Приложение Г. Копия задания на проектирования	
	Приложение Д. Копия справки РГП «Казгидромет»	
	Приложение Е. Справка ПНУ	
	Приложение Ж. Расчет рассеивания и карты изолинии загрязняющих веществ	
	Приложение И. Программа производственного экологического контроля ПНУ	
	Приложение К. Копии актов на землю	
	Приложение Л. Копия Плана ликвидации аварий на объектах Павлодарского нефтепроводного управления	
	Приложение М. Копия Разрешения на специальное водопользование	

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1 Введение

Раздел «Охрана окружающей среды» к рабочему проекту «Реконструкция перехода на 148 км МН «Павлодар-Шымкент» через канал им. К. Сатпаева» разработан в соответствии с «Инструкцией по организации и проведению экологической оценки», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280).

Содержание и состав раздела определялись требованиями вышеуказанной инструкции с учетом расположения, масштабности и значимости объекта. Характеристики и параметры воздействия на окружающую среду: на почвенный покров, атмосферный воздух, подземные воды и т.д. приняты в соответствии с исходными данными Заказчика.

Раздел «Охрана окружающей среды» – это выявление, анализ, оценка и учёт в проектных решениях предполагаемых воздействий намечаемой хозяйственной деятельности, вызываемых ими изменений в окружающей среде, а также последствий для общества.

Главными целями проведения оценки воздействия являются:

- определение степени деградации компонентов окружающей среды (ОС) под влиянием техногенной нагрузки, обусловленной размещением на изучаемой территории проектируемых объектов;

- получение достоверных данных, необходимых для расчета лимитов при получении разрешений на природопользование, совершенствования технологических процессов и разработки инженерно-экологических мероприятий по обеспечению заданного качества окружающей среды;

- выбор такой нагрузки на экосистему, при которой будет обеспечено в течение заданного промежутка времени сохранение требуемого состояния компонентов ОС.

Поставленные цели достигаются путем:

- определения номенклатуры факторов отрицательного воздействия проектируемого объекта на компоненты ОС;

- изучения процесса воздействия факторов и определения их интенсивности, а также характера распределения нагрузки от проектируемого объекта ОС;

- оценки количественного и качественного уровня воздействия каждого из выявленных источников на компоненты ОС и составления прогноза развития отрицательного влияния проектируемого объекта на природную среду;

- разработки методов нейтрализации отрицательного влияния проектируемого объекта на ОС, вплоть до изменения технологии производства.

Раздел «Охрана окружающей среды» выполнило проектно-сметное бюро филиала «ЦИР АО «КазТрансОйл» расположенный по адресу: г. Павлодар, Северная промзона, Центральный склад, тел.: 8 (7182) 732-516. Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды № 00992Р от 28.06.2007 года.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2 Общие сведения об объекте

Реквизиты заказчика:

АО «КазТрансОйл»
 010000, Нур-Султан, район Есиль, проспект Тұран, здание 20,
 нежилое помещение 12
 ИИК KZ536010111000012185 (тенге)
 региональный филиал АО «Народный Банк Казахстана»
 БИК HSBKKZKX
 БИН 970540000107
 Свидетельство о постановке на учет по НДС
 Серия 62001 № 0015217 от 29 августа 2012 г, КБЕ 16

Павлодарское нефтепроводное управление АО «КазТрансОйл»
 г. Павлодар, Северная промзона
 Почтовый индекс: 140004
 Тел.: 8 (7182) 73-32-41

Проектом предусматривается реконструкция перехода на 148 км МН «Павлодар-Шымкент» через канал им. К. Сатпаева.

Согласно п.7.13, Раздела 2, Приложения 2 Экологического кодекса объект относится ко II категории, как технологически связанный вид деятельности с Оператором II категории.

Месторасположение объекта. Павлодарская область, Экибастузкий район, воздушный переход МН «Павлодар-Шымкент» через канал им. К. Сатпаева, участок между линейными задвижками №8 (148,306 км) и №9 (148,668 км). Территория действующего предприятия с взрывопожароопасным производством. Водоохранная зона канала им. К. Сатпаева.

Ситуационная карта-схема объекта приведена на рис.1.

Ближайшие жилые зоны г.Экибстуз расположен в южном направлении на расстоянии 15 км, п.Шидерты в западном направлении на расстоянии 60 км от перехода МН «Павлодар-Шымкент».

Период реконструкции. Согласно откорректированного проекта производственной программы на 2022-2026 начало строительства запланировано на 2023 год (июнь-август).

Согласно проекту организации строительства, продолжительность реконструкции составит 3 месяца. Максимальная численность работающих для реализации проектных решений, с установленной продолжительностью реконструкции, составит 35 человек.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

6

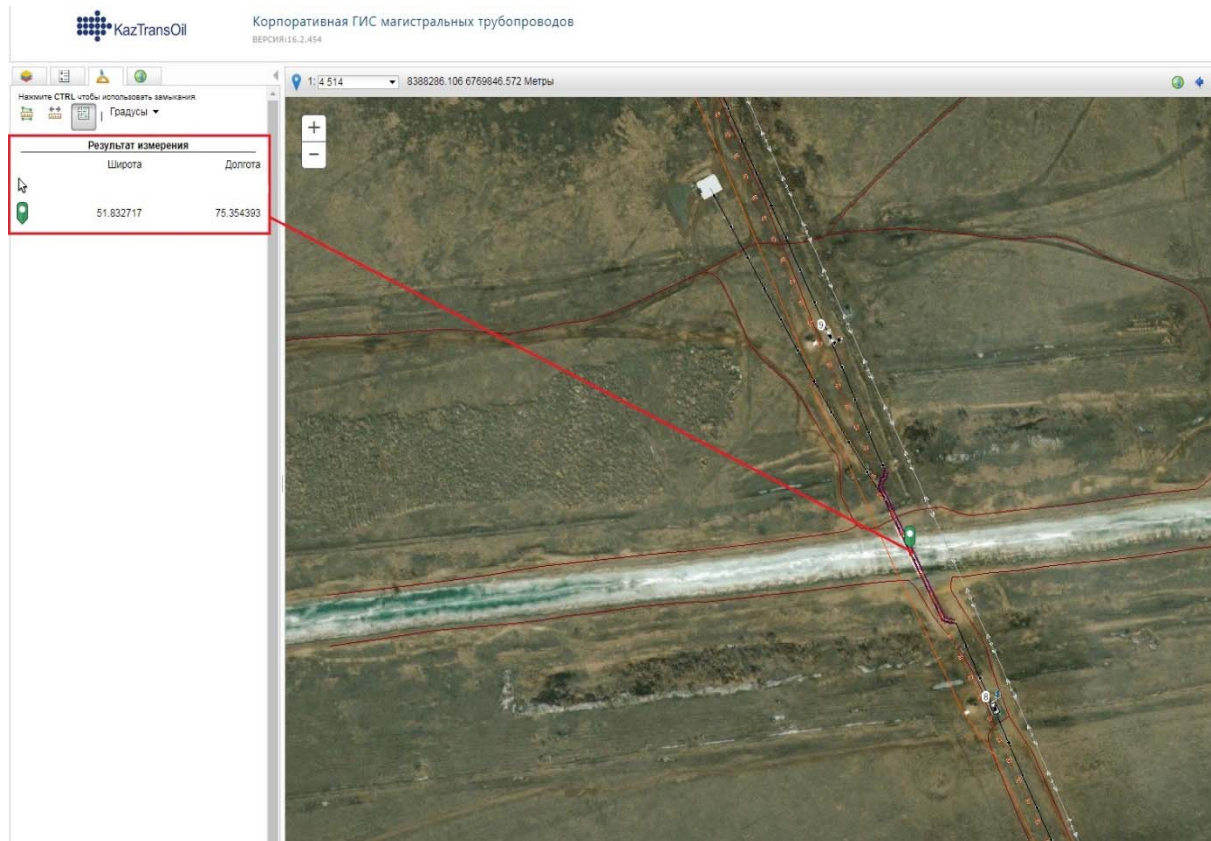


Рис.1 - Ситуационная схема воздушного перехода на 148 км МН «Павлодар-Шымкент»

2.1 Краткая характеристика местных физико-географических, климатических и инженерно-геологических условий района расположения предприятия

Климат района резко континентальный. Территория Экибастуза находится очень далеко от океана и открыта для ветров с запада и севера, это создаёт возможность поступления различных по свойствам воздушных масс, что способствует значительной контрастности погодных условий. Для региона характерна морозная, умеренно-суровая зима и тёплое лето.

Среднегодовая температура воздуха +2,9°С. Абсолютный максимум температуры воздуха +41° С. Абсолютный минимум температуры воздуха –43° С. Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,95 составляет –43° С, обеспеченностью 0,92 –41° С.

Согласно метеостанции Экибастуз:

- Средняя месячная минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца (январь) – минус 22,9 °С;
- Средняя месячная максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца (июль) – плюс 26,9 °С;
- Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5 % - 7 м/с.
- Среднегодовая скорость ветра – 3,4 м/с;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 2.1.2 - Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	штиль
7	6	8	7	9	29	20	15	4

Инженерно-геологические изыскания. Согласно инженерно-геологическим изысканиям от 2020 года, выполненным ТОО "BEST проект" (государственная лицензия ГСЛ №001253-1), в геоморфологическом отношении проектируемая площадка приурочена к области Казахского рядового мелкосопочника. Абсолютные отметки изменяются от 93,0 до 98,8 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов - 1,92 м.

Максимальная глубина проникновения нулевой изотермы в грунт составляет >200 см.

Геологический разрез в пределах разведанной глубины представлен двумя геолого-генетическими комплексами - техногенными образованиями современного возраста (насыпной грунт) и элювиально-делювиальными отложениями средне-верхнечетвертичного возраста (суглинистым сапролитом).

По комплексу признаков толща грунтов разделена на 2 инженерно-геологических элемента.

Подземные воды на площадке работ вскрыты скважинами № 2 и № 3 на глубине 4,1-4,4м (абс. отметки 93,7-93,8 м), и по условиям залегания характеризуются как грунтовые.

Вода слабоагрессивная к бетону нормальной проницаемости на портландцементе; к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании - слабоагрессивная; при постоянном погружении - неагрессивная; к свинцовой оболочке кабеля обладает средней агрессивностью, к алюминиевой - высокой.

Грунты обладают средней коррозионной активностью по отношению к стали (удельное электрическое сопротивление составляет 23,4 Ом*м., средняя плотность поляризующего тока-0,12мА/см²); к свинцовой оболочке кабеля - высокой, к алюминиевой оболочке кабеля - высокой; слабоагрессивные к бетону нормальной проницаемости на портландцементе.

Сейсмичность района и участка строительства, согласно схематической карты сейсмического районирования территории оценивается до 6 баллов (несейсмоопасные).

2.2 Магистральный нефтепровод

Проектом предусмотрена замена участка магистрального нефтепровода «Павлодар-Шымкент» диаметром 820 мм на участке пересечения «Канала имени Каныша Сатпаева» между задвижками №8 и №9. Длина проектируемой

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС	Лист
							8

линейной части трубопровода - 429,4 м. Трасса пролегает с севера на юг. Трасса нефтепровода пересекает «Канал имени Каныша Сатпаева» Иртыш - Караганда, имеющий глубину в месте пересечения 5,5 м. Повороты трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях предусмотрены с применением отводов.

Перед началом строительства участка запроектированного нефтепровода необходимо выполнить работы по переносу участка ВЛ-10кВ и демонтажа существующих опор ВЛ на участке между задвижками №8 и №9.

В связи с тем, что линейный существующий узел №8 находится в первой охранной зоне канала Иртыш-Караганда, проектом предусматривается отключение существующего и устройство нового линейного узла, за пределами водоохранной зоны. Проектируемый линейный состоит из задвижки с интеллектуальным электроприводом, колодцев отбора технологических параметров. В колодцах также предусмотрена установка вантузных задвижек Ду150.

Проектируемый трубопровод прокладывается на глубине не менее 1,0 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода, в границах «Канала имени Каныша Сатпаева» - не менее 5,0 м от дна канала.

Рабочее давление - 55,0 кгс/см².

Пропускная способность - 22,0 млн тон в год.

Пересечения с коммуникациями предусмотрены в соответствии с действующими нормами и техническими условиями владельцев коммуникаций.

Срок эксплуатации проектируемого участка - 30 лет.

Пересечение с «Каналом имени Каныша Сатпаева» предусмотрено методом наклонно-направленного бурения (ННБ) в пределах охранной зоны канала. Точка забуривания и приёмный котлован предусмотрены за пределами охранной зоны.

В качестве материала трубы принята сталь марки 17Г1С-У класса К52. Толщина стенки трубы принята равной 12 мм в пределах охранной зоны канала (на участке ННБ) предусмотрен монтаж трубопровода из стали марки 17Г1С-У класса К52, с увеличенной толщиной стенки принятой равной 14 мм.

Работы по строительству нефтепровода начинать после завершения переноса участка ВЛ-10 кВ и демонтажа участка, выводимого из эксплуатации.

Производство и приёмку работ проектируемого нефтепровода Ø820 вести согласно СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы».

Категория трубопровода принята на основании СП РК 3.05-101-2013, табл. А1 (прим. 1) – на участке ННБ – I категория, на участке примыкания к линейному узлу – II категория.

Минимальная температура монтажа трубопровода по условиям надежности (укладка в траншею с засыпкой грунтом) для участков I и II категории труб Ø820x14 - 15°С.

Сварочные работы вести по ГОСТ 5264-80 и ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка» автоматическим или

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

полуавтоматическим способом, поточно-расчлененным методом, ручную дуговую сварку вести электродами типа Э-50А, ГОСТ 9467-75*. Монтажные сварные стыки магистрального нефтепровода подлежат контролю визуальным и цифровым радиографическим методом с фиксацией координат точек контроля датчиком GPS (с сохранением результатов в формате «DICOND») в объеме 100%, ультразвуковым методом - 10%, а также в местах присоединения к фасонным изделиям и к запорной арматуре.

После монтажа провести очистку полости трубопровода в соответствии с ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание», калибровку с пропуском скребка-калибра, внутритрубную диагностику, а также диагностику комплексом бесконтактной магнитометрической диагностики в соответствии с СТ АО 38440351-5.002-2010 «Магистральные нефтепроводы. Диагностика и испытание линейной части».

Проведение ВТД в 2 этапа: первый этап - проведение ВТД (сваренной нитки русловой части) до прокладки трубопровода в русловой части через «Канал имени Каныша Сатпаева»; второй этап - проведение ВТД всего заменяемого участка трубопровода.

После завершения операций по внутритрубной диагностике, трубопровод испытать на прочность и герметичность.

Произвести цикличное гидроиспытание с проведением необходимых строительно-монтажных и других работ для проведения испытания. Испытания вести в соответствии с ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание».

Испытание участка, прокладываемого методом ННБ, проводится после завершения монтажа участка ННБ и в составе смонтированного нефтепровода.

Давление испытания нефтепровода в нижней точке не должно превышать испытательного давления, гарантированного заводом-изготовителем труб.

Антикоррозионное покрытие трубопроводов принято типа «усиленное», трубы поставляются в заводской изоляции (трехслойное полиэтиленовое покрытие), минимальная толщина покрытия - в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005, толщина покрытия не менее 3 мм. Сварные швы изолировать термоусаживающимися манжетами. На участке ННБ предусматривается изоляция стыков армированными манжетами. Выполнить визуальный контроль 100% и инструментальный контроль 2% (а также в местах, вызывающих сомнения) термоусаживающихся манжет по методу А ГОСТ Р 51164-98.

Контроль состояния изоляционных покрытий осуществлять искровым дефектоскопом типа «Holiday Detector» (сплошность покрытия трубопровода перед укладкой в траншею), искателем повреждений изоляции засыпанного трубопровода (отсутствие сквозных дефектов в изоляции), катодной поляризацией и приборами «UP-SCAN», «MoData».

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Электрохимическая защита осуществляется подключением к существующей системе ЭХЗ. Техническое обслуживание проектируемого участка нефтепровода выполняется персоналом АО «КазТрансОйл».

Разработку грунта в местах приближения к действующим подземным коммуникациям разрешается вести механизированным способом на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций.

Выводимый из эксплуатации участок МН «Павлодар-Шымкент» освобождается от нефти путем вытеснения её поршнями разделителями в резервуарный парк ГНПС «Павлодар». Освобождённый от нефти участок приводится в безопасное состояние, отключается приварными эллиптическими заглушками. Для предотвращения возникновения взрывоопасной смеси в отключённом трубопроводе и во избежание развития коррозионных процессов, предусматривается заполнение полости трубопровода азотом до давления 0,2 МПа. Для контроля давления в полости отключенного трубопровода предусмотрена установка манометров. Существующий амбар для приема нефти в случае аварийной разгерметизации нефтепровода на участке воздушного перехода нефтепроводом после реконструкции нефтепровода также подлежит выводу из эксплуатации.

Вдоль трассы нефтепровода предусматриваются:

- закрепительные знаки (столбы высотой не менее 1,5 м), в местах поворота трассы;
- километровые знаки, совмещенные с КИП;
- предупреждающие знаки, устанавливаемые на пересечениях с коммуникациями.

В соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов» (утверждены Приказом министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 354):

Производство работ по реконструкции начинается после выполнения эксплуатирующей организацией подготовительных мероприятий, приемки подрядчиком объектов МТ по акту и письменного разрешения руководства эксплуатирующей организации на производство работ.

Перед началом выполнения плановых работ по реконструкции в охранной зоне ЛЧ МТ заказчик ставит в известность владельцев сооружений, проходящих с ней в одном техническом коридоре, о начале и сроках проведения работ.

Приемка в эксплуатацию объектов МТ после окончания строительства или реконструкции проводится в комплексе со всеми сооружениями, предусмотренными проектной документацией.

Приемка в эксплуатацию объектов МТ (в том числе и поэтапная) не допускается, если не закончено строительство или реконструкция сопутствующих объектов, обеспечивающих безопасность людей, защиту окружающей среды.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Также проектом предусматривается замена приводов на линейных задвижках №8, №9 на приводы с интеллектуальным приводом AUMA SAEx 16.2.

По завершении строительства или реконструкции ЛЧ МТ проводится испытание на прочность и герметичность. До даты начала подключения и заполнения объектов МТ углеводородами они принимаются рабочей комиссией с оформлением акта.

По завершении строительства или реконструкции объектов МТ и испытания ЛЧ на прочность и проверке на герметичность осуществляется их комплексное опробование.

Приемочная комиссия, осуществляет приемку законченного строительством, реконструкцией, капитальным ремонтом и техническим перевооружением объекта МТ с оформлением акта. Перед приемкой построенного магистрального трубопровода и (или) его частей в эксплуатацию проводится внутритрубное диагностирование специализированной организацией. Устранение дефектов, обнаруженных в процессе внутритрубного диагностирования, производится строительномонтажной организацией, осуществлявшей строительство магистрального трубопровода. Требование проведения внутритрубной диагностики не распространяется на участки эксплуатируемых МТ, которым проведен ремонт с заменой линейной части.

К началу ввода в эксплуатацию все объекты МТ и рабочие места обеспечиваются проектной и эксплуатационной документацией, оформленными на государственном и русском языках, запасами материалов, запасными частями, инвентарем, средствами индивидуальной и коллективной защиты.

2.3 Архитектурно-строительные решения

На основании отчета об инженерно-геологических изысканиях, выполненных по объекту «Реконструкция перехода на 148 км МН «Павлодар-Шымкент» через канал им. К. Сатпаева методом наклонно-направленного бурения» в ноябре 2020 г., основанием фундаментов, опор и колодцев служит суглинистый сапролит (ИГЭ-2).

Грунты обладают средней коррозионной активностью по отношению к стали (удельное электрическое сопротивление составляет 23,4 Ом*м., средняя плотность поляризующего тока-0,12мА/см²); к свинцовой оболочке кабеля-высокой, к алюминиевой оболочке кабеля - высокой; слабоагрессивные к бетону нормальной проницаемости на портландцементе.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта - 1,93 м.

Суглинки проявляют просадочные свойства при замачивании. Тип грунтовых условий по просадочности I (первый). Относительная просадочность при нагрузке 0,3 МПа составляет 0,029.

Мощность слоя 1,4 м.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Подземные воды на площадке работ вскрыты скважинами на глубине 1,4-2,5 м (абс. отметки 91,7-96,4м), и по условиям залегания характеризуются как грунтовые.

Вода слабоагрессивная к бетону нормальной проницаемости на портландцементе; к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании - слабоагрессивная; при постоянном погружении - неагрессивная; к свинцовой оболочке кабеля обладает средней агрессивностью, к алюминиевой - высокой.

Все бетонные и железобетонные монолитные конструкции, соприкасающиеся с грунтом, выполнять из бетона на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013, марки W8 по водонепроницаемости, с маркой по морозостойкости не менее F75.

Все железобетонные элементы, соприкасающиеся с грунтом окрасить лаком ХП-734. Наносят лак ХП-734 на тщательно очищенную поверхность пневматическим распылением, валиком или кистью. При необходимости лак разводят до рабочей вязкости толуолом, ксилолом или сольвентом. На поверхность бетона защитный лак ХП-734 наносится после окончания основных усадочных процессов. Конструкция при этом не должна подвергаться воздействию воды или пара. Лак ХП-734 наносится на лакируемую поверхность при температуре окружающей среды от 0 °С до +30 °С при относительной влажности воздуха не выше 80%. Время межслойной сушки покрытия составляет от 1 до 5 часов. Полное высыхание лака при +20 °С происходит через 8 часов. При работах по нанесению лака ХП-734 использовать респиратор.

Обратную засыпку пазух выполнять сухим незасоленным грунтом с уплотнением слоями 20...30 см до достижения $P_d = 1.60 \text{ т/м}^3$.

Количество и расположение колодцев см. совместно с разделами МН и АТХ.

Все работы по устройству монолитных железобетонных конструкций производить в соответствии с рабочими чертежами, проектом производства работ и СП РК 5.01.101-2013, СП РК 5.03-107-2013,

СП РК 1.03-106-2012 и Постановлением Правительства Республики Казахстан от 22 декабря 2008 года №1198 приложение 3 "Технический регламент. Требования к безопасности железобетонных, бетонных конструкций".

Антикоррозионная защита стальных закладных изделий должна осуществляться в соответствии с требованиями СП РК 2.01-101-2013.

Все закладные элементы должны быть оцинкованы слоем 100...150 мкм способом напыления в процессе изготовления.

При производстве строительно-монтажных работ необходимо разработать мероприятия по противопожарной защите и по контролю за выполнением правил пожарной безопасности и правил техники безопасности.

Специальные мероприятия по производству работ в зимний период строительства настоящим разделом проекта не предусмотрены.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Проект выполнен в абсолютных отметках.

Перечень актов освидетельствования скрытых работ:

- Основания и фундаменты по СП РК 5.01-101-2013;
- Акт приемки естественного основания - п.4.1.6, п. 4.4, п.4.3 таб. 3;
- Акт приемки закрепленных грунтов основания - прим. В таб. В1;
- Акт на арматурные работы, установку закладных деталей.
- Монолитные бетонные и железобетонные конструкции по СП РК 5.03-107-2013;
- Акт приемки опалубки- прил. Е п.Е.1, Е.2 п.4.2.15;
- Акт приемки арматурной стали, закладных деталей - п. 4.2.14, п. 4.4.4;
- Акт приемки смонтированной арматуры и закладных деталей, закрываемых при бетонировании - п. 4.8.3, п. 4.2.14;
- Акт приемки сварочных работ - п.4.8.1, п. 4.8.3, п. 4.8.4;
- Акт приемки антикоррозионной защиты - п. 4.3.8;
- Акты приемки готовых конструкций - п. 5.2.16, 5.17.2.

2.4 Электроснабжение

Предусмотрен перенос ВЛ-10кВ на участке 148 км МН "Павлодар-Шымкент", также замена кабельных линий к задвижкам №8 и №9.

По степени надежности электроснабжения электроприемники здания относятся к 2 категории.

Район проектируемой линии вдольтрассовой ВЛ-10 кВ относится к IV ветровому району и II району по гололеду.

ВЛ-10 кВ выполнена на железобетонных опорах СНВ-7-13 и СВ164-12, проводом АС 70/11.

Линейная арматура воздушной линии ВЛ-10 кВ выбраны с учетом прохождения по ненаселенной местности. Для подключения питания ТП и КТП на опорах предусмотрена установка разъединителей РЛНД-10/400У1 с приводом ПРНЗ-10У1. Опоры запроектированы согласно серии 3.407.1-143.3 (на базе железобетонных стоек СНВ-7-13), а также серии 3.407.1-143 выпуск 5. На промежуточных опорах ВЛ-10кВ провода крепятся при помощи поддерживающих изолирующих подвесок с изоляторами типа ПСД-70Е. На опорах анкерного типа провода крепятся при помощи натяжных изолирующих подвесок с изоляторами типа ПСД-70Е. Траверсы опор должны быть оцинкованными. Узлы крепления подкоса к стойке, металлические ригели, болты, шпильки и стяжки делаются с коррозионностойким покрытием.

ВЛ-10кВ пересекается с существующей, а/дорогой и каналом им. К. Сатпаева; расстояние от опор и проводов ВЛ-10кВ до существующих инженерных коммуникаций соответствует правилам и нормам РК, ПУЭ РК.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

14

Для обеспечения безопасности обслуживания персонала и надежности работы ВЛ и оборудования, заземлению подлежат все железобетонные опоры ВЛ-10кВ и разъединители. Заземляющие устройства должны выполняться согласно правил и норм РК, ПУЭ РК, также сопротивление заземления должно соответствовать ПУЭ РК. Контура защитных заземлений опор, реклоузеров и разъединителей выполнить из оцинкованной стали. Все металлические конструкции присоединить к заземлениям.

Стойки железобетонных опор и железобетонные приставки должны быть защищены гидроизоляцией подземной части и на 0,6 м выше поверхности земли во всех случаях независимо от агрессивности среды. Гидроизоляция опор выполняется заводом изготовителем, в случае нарушения гидроизоляции перед установкой опоры в грунт, защищенный слой должен быть восстановлен. Гидроизоляция переносимых и проектируемых опор выполняется нанесением битумно-гидроизоляционной мастики, для гидроизоляции строительных конструкций от пятки опоры до основания опоры и 0,6 метра над землей.

Также в проекте предусмотрена замена кабельных линий к задвижкам №8 и №9. Электроснабжение задвижек №8 и №9 осуществляется от существующих автоматических выключателей QF1, расположенных в существующих шкафах управления задвижек ШУЗ №8 и №9 в КТП №8 и ТП №9 соответственно. Разводку выполнить кабелем марки ВББШвнг-0,66, проложенным внутри здания КТП№8/ТП№9, в траншее в трубе ПНД, а также в металлорукаве. Подземные кабельные линии по всей трассе защитить сигнальной лентой.

2.5 Антикоррозионная защита технологических аппаратов и трубопроводов

Электрохимическая защита проектируемого участка магистрального нефтепровода «Павлодар-Шымкент» Ø820 мм осуществляется существующей системой ЭХЗ. Для контроля и диагностики параметров электрохимической защиты проектом предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) с обеих сторон перехода нефтепровода через канал им. К.Сатпаева.

Электрохимзащита нефтепровода, выведенного из эксплуатации, обеспечивается протекторными установками, состоящими из одиночного магниевых протектора типа ПМ-20У и соединительного кабеля, с обеих сторон водного перехода. Расстояние от протекторов до трубопровода принято 5 м, глубина заложения - 2 м от поверхности земли. Для измерения величины тока протекторной установки соединительные кабели протекторов выводятся на клеммы проектируемых КИП на трубопроводе, выводимого из эксплуатации. При полном растворении протекторов необходимо заменить их.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Контроль защитного потенциала трубопроводов осуществляется применением медносульфатных электродов сравнения (МСЭ). Кабели от МСЭ и трубопроводов подключаются к клеммам КИП.

Медносульфатные электроды сравнения устанавливаются таким образом, чтобы дно корпуса находилось на 100-150 мм ниже глубины сезонного промерзания грунтов. Расстояние в свету между трубопроводом и электродом сравнения должно составлять 100 мм.

Дренажные линии выполняются силовым бронированным кабелем с медными жилами типа ВББШвнг. Измерительные - контрольным кабелем с медными жилами типа КВВГнг.

Для присоединения кабелей к трубопроводу использовать электродугую сварку. Для изоляции узлов присоединения применить битум марки БНИ-IV.

Ввод в эксплуатацию системы электрохимической защиты должен быть согласован с местной службой ЭХЗ.

2.6 Наружные сети связи

Проект не содержит впервые разработанных конструкций, материалов, изделий, оборудования, приборов и технических решений.

В данном разделе проекта учтены виды работ, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ (акт на скрытые работы при прокладке подземной канализации сетей связи).

Согласно выданных Тех.требований проектом предусмотрено строительство обводного канала, для возможности организации связи в аварийных ситуациях.

Для организации обводного канала предусмотрена укладка защитной полиэтиленовой (ПЭТ) гибкой двустенной (внутренний Ø63,0) трубы, методом горизонтального направленного бурения (ГНБ).

Прокладку ПЭТ трубы Ø63,0 от створа сигнального столбика до рабочего котлована выполнить в траншее на глубине 1,2 метра.

Далее предусмотрена прокладка ПЭТ трубы Ø63,0, от рабочего котлована до приемного котлована методом горизонтального направленного бурения (ГНБ).

Прокладку ПЭТ трубы Ø63,0 от приемного котлована до створа сигнального столбика д выполнить в траншее на глубине 1,2 метра.

Для обозначения выходов обводного канала проектом предусмотрена закладка маркеров по обе стороны траншеи, а также установка железобетонных предупредительных столбиков с информационной табличкой.

Проектом предусмотрена затяжка провода связи П-274 на подводном участке трассы.

Для герметизации предусмотрены заглушки для ПЭТ труб.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

2.7 Автоматизация технологического процесса

В соответствии с заданием на проектирование, проектом предусмотрена замена устаревшего, существующего оборудования в колодцах КИП.

Средства КИПиА и устройства телемеханики обеспечивают:

- измерение давления и температуры нефти в заданных точках;
- измерение температуры нетронутого грунта;
- управление и сигнализация о положении задвижки;
- контроль прохождения скребка;
- сигнализация о проникновении в колодцы;
- сигнализация о затоплении колодцев КИП.

Проектом предусмотрена прокладка кабельных линий от вновь устанавливаемых контрольно-измерительных приборов (в колодцах КИП), до существующего шкафа телемеханики в ПКУ. Кабель подключить к существующим входным/выходным модулям, через существующие клеммные колодки, на те же клеммы после отключения аналогичного оборудования.

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрена замена существующих ЛЭП-модемов "НТС 7042М" (СКЗ 22-24), на модем-коммуникаторы ООО "НПО "МИР" "МК-01" с усилителями сигнала "PLC BOOSTER".

Система может обеспечивать:

- предоставление детальной информации и необходимых результатов для технологического персонала о состоянии объектов СКЗ линейной части магистральных трубопроводов;
- предоставление оперативной аварийной информации о состоянии объектов СКЗ линейной части магистральных трубопроводов.

Модемы «ЛЭП-MODBUS-модем», устанавливаются в помещении ПКУ, в шкафовом исполнении и являются шлюзом обмена данными существующего контроллера телемеханики Simatic S7-300, с ЛЭП. Для обмена данными имеется канал-выделяющее оборудование с интерфейсом Ethernet, обладающее широкой пропускной способностью.

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрена защита от импульсных перенапряжений модулей аналогового измерения (AI), входных дискретных модулей сигнализации (DO), выходных дискретных модулей управления (DI), коммуникационных модулей. Защита выполняется установкой устройств защиты каналов ввода/вывода от помех, серии ВZ, в существующий шкаф ТМ, взамен клеммных колодок. Подключение устройств защиты выполняется через клеммы WAGO 280-616. Устройства защиты серии ВZ предназначены для защиты сигнальных и телекоммуникационных линий электронного оборудования от импульсных перенапряжений и помех, возникающих вследствие ударов молнии, переходных процессов, разрядов статического электричества.

Проектом предусмотрена замена существующих промежуточных реле на 220В и на 24В, производства "Siemens", на промежуточные реле производства

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

"Finder". Проектом предусмотрены розетки для установки реле "Finder 92.03 SMA".

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала, повышения надежности работы и для защиты электроаппаратуры от атмосферных и внутренних перенапряжений, оборудование, установленное на линейной части МН должно быть заземлено. Величина сопротивления заземляющих устройств нормируется гл. 1.7. ПУЭ РК.

Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии с требованиями СН РК 4.02-03-2012, СП РК 4.02-103-2012. При выполнении электромонтажных работ руководствоваться ПУЭ РК.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

3 Воздействие объекта на земельные ресурсы. Отходы производства

3.1 Краткое описание источников образования отходов. Данные об объемах, составе, видах отходов

Под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению согласно ст. 317 Экологического кодекса РК (далее - Кодекс).

Под владельцем отходов понимается образователь отходов или любое лицо, в чьем законном владении находятся отходы. Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов) согласно ст. 318 Кодекса.

В соответствии ст.338 Кодекса под видом отходов понимается совокупность отходов, имеющих общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией управления ими. Виды отходов определяются на основании классификатора отходов, утвержденного уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода. Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов с учетом требований Экологического Кодекса.

В проекте разделение произведено на основании категорий классификатора отходов РК.

Отходы на период реконструкции. Возможным источником загрязнения почвы на период реконструкции являются твердые бытовые отходы, металлолом, лом цветных металлов, огарки сварочных электродов, тара из-под лакокрасочных материалов, промасленная ветошь, которые образуются от реконструкции объекта.

Твердые бытовые отходы. Образуются от деятельности рабочих при реконструкции. По агрегатному состоянию отходы твердые, по физическим свойствам – в большинстве случаев нерастворимые в воде, пожароопасные, невзрывоопасные, некоррозионноопасные. По химическим свойствам – не обладают реакционной способностью, содержат в своем составе оксиды кремния, углеводороды, органические вещества. Код отхода – 200301.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

19

Продолжительность реконструкции составит – 3 месяца. Количество рабочих – 35 человек.

Норма образования бытовых отходов (m_1 , т/год) определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях – $0,3 \text{ м}^3/\text{год}$ на человека, и средней плотности отходов, которая составляет $0,25 \text{ т}/\text{м}^3$. При численности работников 35 человек и период реконструкции 63 дня, составит [5]:

$$\text{Расчет: } 0,3 * 35 * 63 / 365 * 0,25 = 0,4531 \text{ т/год}$$

Вывоз отходов будет осуществляться на ближайший полигон ТБО согласно договору.

Металлолом. Образуются при демонтаже оборудования и трубопроводов. По агрегатному состоянию отходы твердые, непожароопасные, невзрывоопасные, коррозионноопасные. По химическим свойствам – не обладают реакционной способностью, содержат в своем составе (%): железо – 95-98; оксиды железа – 2-1; углерод – до 3. Код отхода – 160117. Количество отходов согласно смете Тома 2 составит – 77 т/год.

Отходы передаются уполномоченному лицу Заказчика на промежуточный склад Заказчика на основании акта комиссии. Последующий вывоз в специализированное предприятие согласно договору.

Лом цветных металлов. Образуется при монтаже кабелей электрического освещения и силового электрооборудования, содержится в поврежденном кабеле. Химический состав лома и стружки (%): латунь - 70; бронза - 30; (медь – 69,3; цинк – 28,8; алюминий -1,9). Основные компоненты кабеля - цветные металлы. Периодически разделяется с целью извлечения меди и алюминия с последующим использованием для электрических работ или вывоза. Отход непожароопасен, нерастворим в воде; в условиях хранения химически неактивен. Размещается в отдельном контейнере, ящике. По мере накопления вывозится с территории. Код отхода - 160118.

Согласно ресурсной смете монтаж кабеля составит общей длиной 2,531 км и массой – 0,9711 т.

Масса цветного металла в кабеле может быть определена с учетом марки кабеля, его химического состава и рассчитана исходя из массы 1 км кабеля (M_i) [5]:

$$M = \sum M_i \cdot 10^{-3} \cdot l_i, \text{ т/год,}$$

где l - длина кабеля данной марки, накопленного в течение года, км/год.

$$\text{Расчет: } 0,9711 \text{ т} \times 0,001 \times 2,531 \text{ км} = 0,0025 \text{ т/год}$$

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Оборудование, превращенное в лом, подлежит проверке и сортировке. Отходы передаются уполномоченному лицу Заказчика на промежуточный склад Заказчика на основании акта комиссии. Последующий вывоз в специализированное предприятие согласно договору.

Огарки сварочных электродов. Отход представляет собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Состав (%): железо - 96-97; обмазка (типа $Ti(CO^3)^2$) - 2-3; прочие - 1. Сбор осуществляется в отдельный контейнер.

Код отхода - 120113. Норма образования отходов (N) рассчитывается по формуле п. 2.22 [5]:

Норма образования отхода составляет:

$$N = M_{\text{ост}} \cdot \alpha, \text{ т/год,}$$

где $M_{\text{ост}}$ - фактический расход электродов – 0,30456392 т/год; α - остаток электрода, $\alpha = 0.015$ от массы электрода.

Расчет: $N = 0,30456392 \text{ т} \times 0,015 = 0,0046 \text{ т.}$

Отходы вывозятся в специализированное предприятие согласно договору.

Тара из-под лакокрасочных материалов. Образуются при проведении работ по покраске. Состав отхода (%): жесьть - 94-99, краска - 5-1. Не пожароопасны, химически неактивны. Код отхода - 150110*. Норма образования отхода определяется по формуле п.2.35 [5]:

$$N = \sum M_i \cdot n + \sum M_{ki} \cdot \alpha_i, \text{ т/год,}$$

где M_i - масса i -го вида тары – 0,002 т/год; n - число видов тары – 13 шт.; M_{ki} - масса краски в i -ой таре – 0,2661313 т/год; α_i - содержание остатков краски в i -той таре в долях от M_{ki} - 0,03 (0.01-0.05).

Расчет: $N = 0,002 \times 13 + 0,2661313 \times 0,03 = 0,0340 \text{ т.}$

Тара из-под лакокрасочных материалов будет накапливаться в контейнерах. Вывоз отходов будет осуществляться на договорной основе в специализированное предприятие.

Промасленная ветошь. Образуется в процессе использования тряпья для протирки деталей и машин, обтирание рук персонала. Состав (%): тряпье - 73; масло - 12; влага - 15. В своем составе содержат незначительное количество токсичных умеренно опасных веществ – примесей масла, дизтоплива, мазута, так как ветошь применяется для разового употребления. По агрегатному состоянию отходы твердые, по физическим свойствам – пожароопасные, невзрывоопасные, имеющиеся загрязнения могут растворяться в воде. Код

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

отхода – 150202*. Количество отходов принято согласно ресурсной смете Тома 2 – 0,0005 т/год.

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши (M_0 , т/год), норматива содержания в ветоши масел (M) и влаги (W) по формуле п.2.32 [5]:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

$$\text{где } M = 0.12 \cdot M_0, \quad W = 0.15 \cdot M_0. [5]:$$

$$\text{Расчет: } N = 0,0005 + (0,12 * 0,0005) + (0,15 * 0,0005) = 0,0006 \text{ т}$$

Для временного размещения предусматривается специальная емкость. Вывоз отходов будет осуществляться на договорной основе в специализированное предприятие.

Данные об объемах отходов на период реконструкции сведены в таблицу 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Данные об объемах отходов на период реконструкции

Узел технологической схемы (где получается отход), наименование отходов	Количество отходов т/г, шт/г,		Физическое состояние (твердые, жидкие, пастообразные)	Химическое загрязнение	Периодичность (режим подачи отходов)	Способ хранения отходов	Способ утилизации, уничтожения отходов (предприятие, на которое передаются отходы)
	в	в год					
1	2	3	4	5	6	7	8
Образуются от деятельности рабочих при реконструкции. Твердые бытовые отходы		0,4531 т	твердые, нерастворимые, пожароопасные	Отсутствует	По мере накопления	В контейнер	На ближайший полигон ТБО по договору

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Образуется при реконструкции. Металлолом	77 т	твердые, нерастворимые, неопасные, взрывоопасные, коррозионные	Отсутствует	По мере накопления	В контейнер	В специализированное предприятие по договору
Образуется при реконструкции. Лом цветных металлов	0,0025 т	твердые, нерастворимые, неопасные, взрывоопасные, коррозионные	Отсутствует	По мере накопления	В контейнер	В специализированное предприятие по договору
Образуются при сварочных работах Огарки сварочных электродов	0,0046 т	твердые, нерастворимые, неопасные	Отсутствует	По мере накопления	В контейнер	Специализированное предприятие по договору
Образуются при проведении работ по покраске. Тара из-под лакокрасочных материалов	0,0340 т	твердые, нерастворимые	Отсутствует	По мере накопления	В контейнер	В специализированное предприятие по договору

Инва. № подл.	Взам. Инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Образуется в процессе использования тряпья для протирки деталей и машин, обтирание рук персонала	0,0006 т	твердые, нерастворимые, пожароопасные	Нефтепродукты	По мере накопления	В контейнер	В специализированное предприятие по договору
Итого:	77,4948 т					

3.2 Программа управления отходами

Согласно ст. 319 Экологического кодекса (далее ЭК) под управлением отходами понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

К операциям по управлению отходами относятся:

- 1) накопление отходов на месте их образования;
- 2) сбор отходов;
- 3) транспортировка отходов;
- 4) восстановление отходов;
- 5) удаление отходов;
- 6) вспомогательные операции, выполняемые в процессе осуществления операций, предусмотренных подпунктами 1), 2), 4) и 5) настоящего пункта;
- 7) проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;
- 8) деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны при осуществлении соответствующей деятельности соблюдать национальные стандарты в области управления отходами, включенные в перечень, утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Нарушение требований, предусмотренных такими национальными стандартами, влечет ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны представлять отчетность по управлению отходами в порядке, установленном уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Обращение отходов на предприятии осуществляется под контролем лица, ответственного за охрану окружающей среды.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Накопление отходов (статья 320 ЭК).

1. Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

2. Места накопления отходов предназначены для:

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

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

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

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

4) временного складирования отходов горнодобывающих и горноперерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.

3. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

4. Запрещается накопление отходов с превышением сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, и (или) с превышением установленных лимитов накопления отходов (для объектов I и II категорий) или объемов накопления отходов, указанных в декларации о воздействии на окружающую среду (для объектов III категории).

Сбор отходов (статья 321 ЭК).

1. Под сбором отходов понимается деятельность по организованному приему отходов от физических и юридических лиц специализированными организациями в целях дальнейшего направления таких отходов на восстановление или удаление.

Операции по сбору отходов могут включать в себя вспомогательные операции по сортировке и накоплению отходов в процессе их сбора.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Под накоплением отходов в процессе сбора понимается хранение отходов в специально оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах, в которых отходы, вывезенные с места их образования, выгружаются в целях их подготовки к дальнейшей транспортировке на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

2. Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить раздельный сбор отходов в соответствии с требованиями настоящего Кодекса.

Под раздельным сбором отходов понимается сбор отходов раздельно по видам или группам в целях упрощения дальнейшего специализированного управления ими.

3. Требования к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору, определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в соответствии с требованиями настоящего Кодекса и с учетом технической, экономической и экологической целесообразности.

4. Раздельный сбор осуществляется по следующим фракциям:

- 1) «сухая» (бумага, картон, металл, пластик и стекло);
- 2) «мокрая» (пищевые отходы, органика и иное).

5. Запрещается смешивание отходов, подвергнутых раздельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

Транспортировка отходов (статья 322 ЭК).

1. Под транспортировкой отходов понимается деятельность, связанная с перемещением отходов с помощью специализированных транспортных средств между местами их образования, накопления в процессе сбора, сортировки, обработки, восстановления и (или) удаления.

2. Транспортировка отходов осуществляется с соблюдением требований настоящего Кодекса.

Восстановление отходов (статья 323 ЭК).

1. Восстановлением отходов признается любая операция, направленная на сокращение объемов отходов, главным назначением которой является использование отходов для выполнения какой-либо полезной функции в целях замещения других материалов, которые в противном случае были бы использованы для выполнения указанной функции, включая вспомогательные операции по подготовке данных отходов для выполнения такой функции, осуществляемые на конкретном производственном объекте или в определенном секторе экономики.

К операциям по восстановлению отходов относятся:

- 1) подготовка отходов к повторному использованию;
- 2) переработка отходов;
- 3) утилизация отходов.

2. Подготовка отходов к повторному использованию включает в себя проверку состояния, очистку и (или) ремонт, посредством которых ставшие

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

отходами продукция или ее компоненты подготавливаются для повторного использования без проведения какой-либо иной обработки.

3. Под переработкой отходов понимаются механические, физические, химические и (или) биологические процессы, направленные на извлечение из отходов полезных компонентов, сырья и (или) иных материалов, пригодных для использования в дальнейшем в производстве (изготовлении) продукции, материалов или веществ вне зависимости от их назначения, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 4 настоящей статьи.

4. Под утилизацией отходов понимается процесс использования отходов в иных, помимо переработки, целях, в том числе в качестве вторичного энергетического ресурса для извлечения тепловой или электрической энергии, производства различных видов топлива, а также в качестве вторичного материального ресурса для целей строительства, заполнения (закладки, засыпки) выработанных пространств (пустот) в земле или недрах или в инженерных целях при создании или изменении ландшафтов.

Энергетическая утилизация отходов (статья 324 ЭК).

1. Под энергетической утилизацией отходов понимается процесс термической обработки отходов с целью уменьшения их объема и получения энергии, в том числе использования их в качестве вторичных и (или) энергетических ресурсов, за исключением получения биогаза и иного топлива из органических отходов.

2. Энергетической утилизации не подвергаются отходы по перечню, утверждаемому уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

3. Эксплуатация объектов по энергетической утилизации отходов осуществляется в соответствии с экологическими требованиями к эксплуатации объектов по энергетической утилизации отходов, утверждаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Экологические требования к эксплуатации объектов по энергетической утилизации отходов должны быть эквивалентны Директиве 2010/75/ЕС Европейского Парламента и Совета Европейского Союза «О промышленных выбросах (о комплексном предотвращении загрязнения и контроле над ним)».

К объектам по энергетической утилизации отходов относится совокупность технических устройств и установок, предназначенных для энергетической утилизации отходов, и взаимосвязанных с ними сооружений и инфраструктуры, технологически необходимых для энергетической утилизации отходов.

4. Возмещение затрат на строительство и эксплуатацию новых объектов по энергетической утилизации отходов осуществляется посредством покупки расчетно-финансовым центром по поддержке возобновляемых источников энергии электрической энергии, произведенной энергопроизводящими организациями, использующими энергетическую утилизацию отходов, и поставленной ими в единую электроэнергетическую систему Республики

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №					Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС	

Казахстан, по аукционным ценам, определенным по итогам проведенных аукционных торгов, с учетом индексации, определяемой Правительством Республики Казахстан.

5. Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды утверждает предельные аукционные цены на электрическую энергию, произведенную путем энергетической утилизации отходов, в соответствии с правилами определения предельных аукционных цен на электрическую энергию, произведенную путем энергетической утилизации отходов, включающими порядок индексации аукционных цен, утверждаемыми Правительством Республики Казахстан.

6. К аукционным торгам по отбору проектов по энергетической утилизации отходов допускаются энергопроизводящие организации, включенные в утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды перечень энергопроизводящих организаций, использующих энергетическую утилизацию отходов, и применяющие новые, ранее не находившиеся в эксплуатации технические устройства и установки, технологически необходимые для эксплуатации объектов по энергетической утилизации отходов.

Правила формирования перечня энергопроизводящих организаций, использующих энергетическую утилизацию отходов, утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

7. Общественные отношения, возникающие в процессе производства электрической энергии объектами по энергетической утилизации отходов, ее передачи и потребления, регулируются законодательством Республики Казахстан об электроэнергетике и в области поддержки использования возобновляемых источников энергии.

Удаление отходов (статья 325).

1. Удалением отходов признается любая, не являющаяся восстановлением операция по захоронению или уничтожению отходов, включая вспомогательные операции по подготовке отходов к захоронению или уничтожению (в том числе по их сортировке, обработке, обезвреживанию).

2. Захоронение отходов - складирование отходов в местах, специально установленных для их безопасного хранения в течение неограниченного срока, без намерения их изъятия.

3. Уничтожение отходов - способ удаления отходов путем термических, химических или биологических процессов, в результате применения которого существенно снижаются объем и (или) масса и изменяются физическое состояние и химический состав отходов, но который не имеет в качестве своей главной цели производство продукции или извлечение энергии.

Вспомогательные операции при управлении отходами (статья 326 ЭК).

1. К вспомогательным операциям относятся сортировка и обработка отходов.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2. Под сортировкой отходов понимаются операции по разделению отходов по их видам и (или) фракциям либо разбору отходов по их компонентам, осуществляемые отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению.

3. Под обработкой отходов понимаются операции, в процессе которых отходы подвергаются физическим, термическим, химическим или биологическим воздействиям, изменяющим характеристики отходов, в целях облегчения дальнейшего управления ими и которые осуществляются отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению.

Под обезвреживанием отходов понимается механическая, физико-химическая или биологическая обработка отходов для уменьшения или устранения их опасных свойств.

Основополагающее экологическое требование к операциям по управлению отходами (статья 327 ЭК).

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Принципы государственной экологической политики в области управления отходами (статья 328 ЭК).

В дополнение к общим принципам, изложенным в статье 5 настоящего Кодекса, государственная экологическая политика в области управления отходами основывается на следующих специальных принципах:

- 1) иерархии;
- 2) близости к источнику;
- 3) ответственности образователя отходов;
- 4) расширенных обязательств производителей (импортеров).

Согласно п.1 ст. 329 «Принцип иерархии» образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

При осуществлении операций, предусмотренных подпунктами 2) - 5) части первой настоящего пункта, владельцы отходов вправе при необходимости выполнять вспомогательные операции по сортировке, обработке и накоплению.

2. Под предотвращением образования отходов понимаются меры, предпринимаемые до того, как вещество, материал или продукция становятся отходами, и направленные на:

- 1) сокращение количества образуемых отходов (в том числе путем повторного использования продукции или увеличения срока ее службы);
- 2) снижение уровня негативного воздействия образовавшихся отходов на окружающую среду и здоровье людей;
- 3) уменьшение содержания вредных веществ в материалах или продукции.

Под повторным использованием в подпункте 1) части первой настоящего пункта понимается любая операция, при которой еще не ставшие отходами продукция или ее компоненты используются повторно по тому же назначению, для которого такая продукция или ее компоненты были созданы.

3. При невозможности осуществления мер, предусмотренных пунктом 2 настоящей статьи, отходы подлежат восстановлению.

4. Отходы, которые не могут быть подвергнуты восстановлению, подлежат удалению безопасными методами, которые должны соответствовать требованиям статьи 327 настоящего Кодекса.

5. При применении принципа иерархии должны быть приняты во внимание принцип предосторожности и принцип устойчивого развития, технические возможности и экономическая целесообразность, а также общий уровень воздействия на окружающую среду, здоровье людей и социально-экономическое развитие страны.

Предотвращение образования отходов. Для сокращения количества образуемых твёрдых бытовых отходов рекомендуется повторно использовать упаковочные материалы (бумажные, целлофановые пакеты и др.) продлив их срок службы;

Металлолом подлежит проверке и сортировке. Передаются уполномоченному лицу Заказчика на промежуточный склад Заказчика на основании акта комиссии. Годные металлоконструкции будут повторно использованы на производстве.

Подготовка отходов к повторному использованию. После сортировки металлолома, негодные материалы будут вывозиться в специализированное предприятие на переработку металлолома согласно договору.

Использованную бумагу сдавать в сборы приема пункта макулатуры, для дальнейшей преработки в картонно-рубероидных заводах.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Переработка отходов. Огарки сварочных электродов, металлолом, лом цветных металлов вывозиться в специализированное предприятие на переработку согласно договору.

Утилизация отходов. Тара из-под лакокрасочных материалов, промасленная ветошь будут накапливаться в герметично закрытых контейнерах. Вывоз отходов будет осуществляться на договорной основе в специализированное предприятие на утилизацию.

Таблица 3.2.1 - Лимиты накопления отходов на период реконструкции

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	77,4948	77,4948
в том числе отходов производства	77,0417	77,0417
отходов потребления	0,4531	0,4531
Опасные отходы		
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,0340	0,0340
Промасленная ветошь	0,0006	0,0006
Не опасные отходы		
Твердые бытовые отходы	0,4531	0,4531
Металлолом	77	77
Лом цветных металлов	0,0025	0,0025
Огарки сварочных электродов	0,0046	0,0046
Зеркальные		
-	-	-

3.3 Мероприятия по предотвращению загрязнения почвы отходами производства и потребления

Деятельность предприятий в сфере обращения с отходами регламентируется нормативными документами. Специфической особенностью обращения с отходами на этапе проведения строительных работ является следующее:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- с целью оптимизации организации обработки и удаления отходов и облегчения утилизации различных типов отходов, предусмотрен отдельный сбор;

- временное хранение демонтируемых материалов будут осуществляться в металлических емкостях, контейнерах или же на специально оборудованных площадках с твердым покрытием;

- вывоз отходов в места захоронения будет происходить параллельно графику производства строительных работ;

- уборка территории на площадке после окончания строительных работ;

- организован надлежащий учет отходов и своевременная сдача на утилизацию;

- все виды отходов складироваться и вывозятся по договору подряда на утилизацию.

Воздействие в период реконструкции на почвенный покров является допустимым.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

4 Воздействие объекта на водные ресурсы

4.1 Водопотребление и водоотведение

Водопотребление на период реконструкции. На период реконструкции водоснабжение для хоз.-бытовых и строительных целей планируется осуществлять привозной бутилированной водой.

В качестве зданий и сооружений для размещения персонала используются передвижные инвентарные средства – вагон-бытовки для размещения рабочих, которые располагаются в непосредственной близости от площадки реконструкции.

Качество подаваемой воды должно соответствовать требованиям законодательства РК, санитарно-гигиенических правил и норм, государственных стандартов.

На период реконструкции численность работников составит 35 человек, продолжительность реконструкции составит 63 дня.

Потребность в воде по СП РК 4.01-101-2012 составит:

Расчет: $25 \times 35 \times 63 \times 10^{-3} = 55 \text{ м}^3/\text{год}$

где 25 – норма водопотребления на 1 работающего, л/сут. (Приложение В, Таблица В.1, п.23 [6].

- 63 – продолжительность реконструкции, дней;
- 35 – численность рабочих;
- 10^{-3} – переводная константа из литров в м^3 .

Согласно ресурсной смете Тома 2 для гидроиспытания трубопровода будет использована техническая вода объемом 218 м^3 , на строительные нужды – 1733 м^3 . Согласно справке ПНУ, забор воды предусматривается из канала им. К. Сатпаева, НС №4.

Водопотребление и водоотведение на период реконструкции приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 - Водопотребление и водоотведение на период реконструкции

Производство	Водопотребление, $\text{м}^3/\text{год}$						Водоотведение, $\text{м}^3/\text{год}$						
	Всего	На хоз.-бытовые нужды		На	На	На	Всего	Объем сточной	Производственные	Хозяйственные	Безвозвратные	Примечания	
		Хоз.-бытовая вода	Обор										Повторно

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

		Всего	В том числе ПИТЬЕВОГО качества										
Реконструкция перехода на 148 км МН «Павлодар-Шымкент» через канал им. К. Сатпаева	2006	55	55	-	-	218	1733	2006	-	218	55	1733	-
Итого по объекту	2006 м ³ /год												

Водоотведение на период реконструкции. Для естественных потребностей персонала и хозяйственно-бытовых сточных вод будут предусмотрены биотуалеты. Согласно справке ПНУ, вывоз и утилизация коммунальных стоков планируется на очистные сооружения НПС «Экибастуз», после проведения гидравлических испытаний, вода будет храниться в резервуаре для последующего повторного использования на пылеподавление грунтовых проездов при проведении работ по реконструкции участка МН. Копия справки прилагается в приложении Е.

4.2 Мероприятия по предотвращению загрязнения поверхностных и подземных вод

Согласно Положению о режиме санитарной охраны канала имени Каныша Сатпаева утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 14 октября 1996 года № 1259:

1. Зона санитарной охраны канала имени Каныша Сатпаева устанавливается в составе двух поясов: первый - пояс строгого режима и второй - пояс ограничений.

2. Границы первого пояса зоны санитарной охраны канала имени Каныша Сатпаева устанавливаются:

а) на протоке реки Белой на всем протяжении от истока до водозабора шириной по левому берегу 0,25 км, по правому берегу - 0,5 км от оси протоки реки Белой;

б) по каналу: на всем протяжении шириной 0,3 км, по 0,15 км от оси канала;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

в) по водохранилищам 1-10 гидроузлов, Экибастузскому и Туздинскому: от 0,1 до 0,3 км от уровня воды при НПУ, в зависимости от рельефа местности.

На территории первого пояса зоны санитарной охраны канала имени Каныша Сатпаева запрещается:

а) строительство каких-либо объектов, кроме водозаборных, водорегулирующих, защитных и других сооружений специального назначения;

б) использование насосных станций, работающих на жидком топливе;

в) проживание людей, стирка белья, стоянка и мытье машин и техники, другие действия, загрязняющие территорию водоохранной зоны, воду канала и водохранилищ;

г) сброс в канал и водохранилища коллекторно-дренажных вод, промышленных и хозяйственно-фекальных канализационных стоков, независимо от степени их очистки;

д) содержание, выпас, водопой и купание скота, откорм водоплавающей птицы, замачивание шкур и мытье шерсти, перегон через канал скота, неблагополучного по инфекционным заболеваниям;

е) применение всех видов ядохимикатов, органических и минеральных удобрений;

ж) размещение складов для хранения удобрений, пестицидов, нефтепродуктов и других объектов, отрицательно влияющих на санитарное состояние водоохранной зоны, качество воды в канале, водохранилищах и протоке реки Белой;

з) распашка земель, рубка древесно-кустарниковой растительности.

Санитарным режимом первого пояса зоны санитарной охраны канала имени Каныша Сатпаева устанавливаются следующие ограничения:

а) организация зон отдыха, купание, любительская рыбная ловля в специально отведенных местах, исключая загрязнение воды канала, водохранилищ и протоки реки Белой, разрешается с согласия Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан (далее - Комитет государственного санитарно-эпидемиологического надзора), бассейновых водохозяйственных управлений, территориальных управлений охраны окружающей среды, Республиканского государственного предприятия "Канал имени Каныша Сатпаева" Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан (далее - предприятие "Канал имени Каныша Сатпаева");

б) перегон скота через канал, благополучного по инфекционным заболеваниям, может производиться только по мостовым переходам, согласованным для пользования в этих целях с предприятием "Канал имени Каныша Сатпаева" и Комитетом государственного санитарно-эпидемиологического надзора; передвижение населения и техники по мостовым переходам, предназначенным для выполнения специальных работ при эксплуатации канала, может производиться только по согласованию с предприятием "Канал имени Каныша Сатпаева";

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №					Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС	

надзора; летние лагеря должны быть оборудованы емкостями для сбора стоков и жижи, а также навозохранилищами, исключаящими фильтрацию их содержимого;

б) водопой скота должен производиться только на специально оборудованных водопойных площадках;

в) прогон скота, благополучного по инфекционным заболеваниям, производить только по постоянным маршрутам, согласованным с Комитетом государственного санитарно-эпидемиологического надзора и территориальными органами ветеринарного надзора;

г) место, состав и способы внесения ядохимикатов для борьбы с вредителями, болезнями растений и сорняками, минеральных и органических удобрений должны быть согласованы с агрохимической службой, Комитетом государственного санитарно-эпидемиологического надзора, бассейновыми водохозяйственными управлениями и территориальными управлениями охраны окружающей среды.

Согласно инженерно-геологическим изысканиям, грунтовые воды вскрыты на глубине 4,1-4,4 м от поверхности земли.

Для предотвращения загрязнения подземных вод в период реконструкции объекта предусмотрены следующие мероприятия:

- Пересечение с «Каналом имени Каныша Сатпаева» предусмотрено методом наклонно-направленного бурения (ННБ) в пределах охранной зоны канала. Точка забуривания и приёмный котлован предусмотрены за пределами охранной зоны. Применение наклонно-направленного бурения позволяет исключить выполнение дноуглубительных, подводных, водолазных и берегоукрепительных работ, сберечь естественно-экологическое состояние водных ресурсов.

- В качестве материала трубы принята сталь марки 17Г1С-У класса К52. Толщина стенки трубы принята равной 12 мм в пределах охранной зоны канала (на участке ННБ) предусмотрен монтаж трубопровода из стали марки 17Г1С-У класса К52, с увеличенной толщиной стенки принятой равной 14 мм.

- Анतिकоррозионное покрытие трубопроводов принято типа «усиленное», трубы поставляются в заводской изоляции (трехслойное полиэтиленовое покрытие), минимальная толщина покрытия - в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005, толщина покрытия не менее 3 мм.

- сбор в контейнер и своевременный вывоз отходов;

- хранение строительных материалов на специально оборудованном участке с твердым покрытием.

- уборка участка в период проведения и после завершения строительных работ.

При выполнении всех вышеперечисленных мероприятий, воздействие на водные ресурсы оценивается как допустимое.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

5 Воздействие объекта на атмосферный воздух

5.1 Краткая характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха

Источниками загрязнения атмосферы на период реконструкции будут являться строительные машины и транспортные средства, работающие на участке реконструкции, земляные, покрасочные, сварочные, медницкие работы, от испарения битума и от работы сверлильного станка.

В соответствии с проектом организации строительства при проведении строительных работ будут задействованы строительные машины и транспортные средства, работающие на дизельном топливе и бензине – экскаваторы, бульдозеры, краны, автомобили бортовые и т.д.

Завоз строительных конструкций, материалов и других грузов будет осуществляться грузовыми дизельными автомобилями. При работе транспортных средств и механизмов в атмосферный воздух выделяются продукты сжигания дизтоплива и бензина: оксид углерода, углеводороды, диоксид азота, углерод, диоксид серы, бенз/а/пирен.

На площадке реконструкции электроснабжение будет осуществляться дизельной электростанцией (ДЭС). От выхлопной трубы ДЭС в атмосферу будут выделяться азот (IV) оксид, азот (II) оксид, углерод, сера диоксид, углерод оксид, бенз/а/пирен, формальдегид, алканы C12-19 /в пересчете на углерод/.

От передвижных компрессорных установок в атмосферу будут выделяться азот (IV) оксид, азот (II) оксид, углерод, сера диоксид, углерод оксид, акролеин, формальдегид, алканы C12-19 /в пересчете на углерод/.

При разгрузке песка, при работе экскаваторов и бульдозеров в атмосферу выделяется пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (SiO2) 70-20%. При разгрузке щебня - пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния (SiO2).

От использования битума в атмосферу будут выделяться алканы C12-19 /в пересчете на углерод/.

При работе сверлильного станка в атмосферу выделяются взвешенные частицы.

От медницких работ в атмосферу выделяются олово оксид /в пересчете на олово/, свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/.

От сварочных работ в атмосферу выделяются железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/, марганец и его соединения, азота (IV) диоксид, азот (II) оксид, углерод оксид, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния.

От покрасочных работ в атмосферу выделяются диметилбензол, метилбензол, бутилацетат, пропан-2-он, уайт-спирит.

Воздействие в период реконструкции на атмосферный воздух является допустимым.

Изн. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

5.2 Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу

Всего на период реконструкции будут 15 источников загрязнения, из них: 5 организованных и 10 неорганизованных. На период реконструкции в атмосферный воздух будут выделяться 23 наименований загрязняющих веществ. Перечень загрязняющих веществ на период реконструкции представлены в таблице 5.2.1 в приложении А.

5.3 Параметры выбросов загрязняющих веществ

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период реконструкции приведены в таблице 5.3.1 в приложение А.

5.4 Обоснование полноты и достоверности данных принятых для расчета нормативов НДВ

Нумерация источников загрязнения атмосферы взята произвольно и приведена согласно приложению 2 «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 (организованные с № 0001, неорганизованные с № 6001).

На период реконструкции объекта организованные источники загрязнения атмосферного воздуха будут:

- источник № 0001 Выхлопная труба ДЭС (60 кВт);
- источник № 0002 Выхлопная труба ДЭС (100 кВт);
- источник № 0003 Компрессоры передвижные;
- источник № 0004 Компрессоры передвижные;
- источник № 0005 Компрессоры передвижные;

Неорганизованные источники:

- источник № 6001 ДВС строительного автотранспорта;
- источник № 6002 Сварочные работы;
- источник № 6003 Покрасочные работы;
- источник № 6004 Медницкие работы;
- источник № 6005 Станок сверлильный;
- источник № 6006 Пыление при разгрузке щебня;
- источник № 6007 Пыление при разгрузке песка;
- источник № 6008 Испарения от битума;
- источник № 6009 Пыление при работе экскаваторов;
- источник № 6010 Пыление при работе бульдозеров.

Расчеты приземных концентраций по каждому веществу ведутся с учетом наихудшей (когда наибольшие максимальные разовые выбросы (г/с)) возможной одновременности работы оборудования. Количественный и

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

качественный состав выделяющихся в атмосферу вредных веществ определен расчетным методом с использованием согласованных методик.

Исходные данные по количественному и качественному составу сырья, топлива, для расчетов выбросов загрязняющих веществ, приняты согласно рабочему проекту.

Расчет валовых выбросов на период реконструкции

Источник загрязнения N 0001 ДЭС

Источник выделения N 001, Выхлопная труба

Список литературы:

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

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): **зарубежный**
Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по

СО в 2 раза; NO2, NO в 2.5 раза; СН, С, СН2О и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год **В год, т, 0.3944**

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки

Рэ, кВт, 60

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя **вэ, г/кВт*ч, 226.7**

Температура отработавших газов **Тог, К, 723**

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов Gог, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot vэ \cdot Pэ = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 226.7 \cdot 60 = 0.11860944$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов ГАММАог, кг/м^3:

$\Gamma_{АММ\text{Aог}} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов Qог, м^3/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \Gamma_{АММ\text{Aог}} = 0.11860944 / 0.359066265 = 0.33032744$ (А.4)

Таблица значений выбросов емі г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
А	3.6	4.12	1.02857	0.2	1.1	0.04286	3.71E-6

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Таблица значений выбросов qэі г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	15	17.2	4.28571	0.85714	4.5	0.17143	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса Mi, г/с:

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

Расчет валового выброса Wi, т/год:

$$W_i = q_{mi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

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

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

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 = 3.6 * 60 / 3600 = 0.06$$

$$W_i = q_{mi} * V_{год} = 15 * 0.3944 / 1000 = 0.005916$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_{э} / 3600) * 0.8 = (4.12 * 60 / 3600) * 0.8 = 0.054933333$$

$$W_i = (q_{mi} * V_{год} / 1000) * 0.8 = (17.2 * 0.3944 / 1000) * 0.8 = 0.005426944$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 = 1.02857 * 60 / 3600 = 0.017142833$$

$$W_i = q_{mi} * V_{год} / 1000 = 4.28571 * 0.3944 / 1000 = 0.001690284$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 = 0.2 * 60 / 3600 = 0.003333333$$

$$W_i = q_{mi} * V_{год} / 1000 = 0.85714 * 0.3944 / 1000 = 0.000338056$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 = 1.1 * 60 / 3600 = 0.018333333$$

$$W_i = q_{mi} * V_{год} / 1000 = 4.5 * 0.3944 / 1000 = 0.0017748$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 = 0.04286 * 60 / 3600 = 0.000714333$$

$$W_i = q_{mi} * V_{год} = 0.17143 * 0.3944 / 1000 = 0.000067612$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_{э} / 3600 = 0.00000371 * 60 / 3600 = 0.000000062$$

$$W_i = q_{mi} * V_{год} = 0.00002 * 0.3944 / 1000 = 0.000000008$$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС

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

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{э} / 3600) \cdot 0.13 = (4.12 \cdot 60 / 3600) \cdot 0.13 = 0.008926667$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.13 = (17.2 \cdot 0.3944 / 1000) \cdot 0.13 = 0.000881878$$

Итого выбросы от N 0001 Выхлопная труба ДЭС:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% оч ис тк и	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азот (IV) оксид	0.0549333	0.0054269	0	0.0549333	0.0054269
0304	Азот (II) оксид	0.0089267	0.0008819	0	0.0089267	0.0008819
0328	Углерод	0.0033333	0.0003381	0	0.0033333	0.0003381
0330	Сера диоксид	0.0183333	0.0017748	0	0.0183333	0.0017748
0337	Углерод оксид	0.06	0.005916	0	0.06	0.005916
0703	Бенз/а/пирен	0.00000006 2	0.000000008	0	0.00000006 2	0.000000008
1325	Формальдегид	0.0007143	0.0000676	0	0.0007143	0.0000676
2754	Алканы C12-19	0.0171428	0.0016903	0	0.0171428	0.0016903
	ИТОГО:	0.16388389 4	0.016095582	0	0.16388389 4	0.016095582

Источник загрязнения N 0002 ДЭС**Источник выделения N 002, Выхлопная труба**

Список литературы:

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

Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): **зарубежный**
Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; СН, С, СН₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год **V год, т, 4.0352**

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки

Pэ, кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя **вэ,**

г/кВт*ч, 194

Температура отработавших газов **Тог, К, 723**

2. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

42

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

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 194 \cdot 100 = 0.169168 \text{ (A.3)}$$

Удельный вес отработавших газов $\Gamma_{АММАог}$, кг/м³:

$$\Gamma_{АММАог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \text{ (A.5)}$$

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

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

$$Q_{ог} = G_{ог} / \Gamma_{АММАог} = 0.169168 / 0.359066265 = 0.471133093 \text{ (A.4)}$$

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 \text{ (1)}$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} \cdot V_{год} / 1000 \text{ (2)}$$

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

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 = 3.1 \cdot 100 / 3600 = 0.086111111$$

$$W_i = q_{эi} \cdot V_{год} = 13 \cdot 4.0352 / 1000 = 0.0524576$$

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

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{э} / 3600) \cdot 0.8 = (3.84 \cdot 100 / 3600) \cdot 0.8 = 0.085333333$$

$$W_i = (q_{эi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.8 = (16 \cdot 4.0352 / 1000) \cdot 0.8 = 0.05165056$$

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 = 0.82857 \cdot 100 / 3600 = 0.023015833$$

$$W_i = q_{эi} \cdot V_{год} / 1000 = 3.42857 \cdot 4.0352 / 1000 = 0.013834966$$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.14286 \cdot 100 / 3600 = 0.003968333$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 0.57143 \cdot 4.0352 / 1000 = 0.002305834$$

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 1.2 \cdot 100 / 3600 = 0.033333333$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 5 \cdot 4.0352 / 1000 = 0.020176$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.03429 \cdot 100 / 3600 = 0.0009525$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 0.14286 \cdot 4.0352 / 1000 = 0.000576469$$

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

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.00000342 \cdot 100 / 3600 = 0.000000095$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 0.00002 \cdot 4.0352 / 1000 = 0.000000081$$

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

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600) \cdot 0.13 = (3.84 \cdot 100 / 3600) \cdot 0.13 = 0.013866667$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.13 = (16 \cdot 4.0352 / 1000) \cdot 0.13 = 0.008393216$$

Итого выбросы от N 0002 Выхлопная труба ДЭС:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% оч ис тк и	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азот (IV) оксид	0.0853333	0.0516506	0	0.0853333	0.0516506
0304	Азот (II) оксид	0.0138667	0.0083932	0	0.0138667	0.0083932
0328	Углерод	0.0039683	0.0023058	0	0.0039683	0.0023058
0330	Сера диоксид	0.0333333	0.020176	0	0.0333333	0.020176
0337	Углерод оксид	0.0861111	0.0524576	0	0.0861111	0.0524576
0703	Бенз/а/пирен	0.00000009 5	0.000000081	0	0.00000009 5	0.000000081
1325	Формальдегид	0.0009525	0.0005765	0	0.0009525	0.0005765
2754	Алканы C12-19	0.0230158	0.013835	0	0.0230158	0.013835
	ИТОГО:	0.24658112 05	0.149394726	0	0.24658112 05	0.149394726

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

2611/3/20 – ООС

Лист

44

Источник загрязнения N 0003 Компрессоры передвижные

Список литературы:

«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-Ө.

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $GFJMAX = 5,18$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $GFGGO = 43,103$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 5,18 \cdot 30 / 3600 = 0.0432$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 43,103 \cdot 30 / 10^3$
 $= 1.2931$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 5,18 \cdot 39 / 3600 = 0.0561$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 43,103 \cdot 39 / 10^3$
 $= 1.6810$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 5,18 \cdot 5 / 3600 = 0.0072$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 43,103 \cdot 5 / 10^3 = 0.2155$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 5,18 \cdot 10 / 3600 = 0.0144$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 43,103 \cdot 10 / 10^3$
 $= 0.4310$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
			2611/3/20 – ООС				
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ЕЭ = 25

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
= $5,18 \cdot 25 / 3600 = 0.0360$

Валовый выброс, т/год, $M = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 43,103 \cdot 25 / 10^3$
= 1.0776

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),

ЕЭ = 1.2

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
= $5,18 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0017$

Валовый выброс, т/год, $M = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 43,103 \cdot 1.2 / 10^3$
= 0.0517

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),

ЕЭ = 1.2

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
= $5,18 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0017$

Валовый выброс, т/год, $M = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 43,103 \cdot 1.2 / 10^3$
= 0.0517

Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),

ЕЭ = 12

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
= $5,18 \cdot 12 / 3600 = 0.0173$

Валовый выброс, т/год, $M = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 43,103 \cdot 12 / 10^3$
= 0.5172

Итого выбросы от N 0003 Компрессоры передвижные:

Код	Наименование ЗВ	г/сек	т/год
0301	Азот (IV) оксид	0.0432	1.2931
0304	Азот (II) оксид	0.0561	1.6810
0328	Углерод	0.0072	0.2155
0330	Сера диоксид	0.0144	0.4310
0337	Углерод оксид	0.0360	1.0776
1301	Акролеин	0.0017	0.0517
1325	Формальдегид	0.0017	0.0517
2754	Алканы С12-19	0.0173	0.5172
	ИТОГО:	0.1776	5.3188

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Источник загрязнения N 0004 Компрессоры передвижные

Список литературы:

«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-Ө.

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, **GFJMAX = 14,8**
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **GFGGO = 8,14**

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 14,8 \cdot 30 / 3600 = 0.1233$

Валовый выброс, т/год, $M = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 8,14 \cdot 30 / 10^3 = 0.2442$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 14,8 \cdot 39 / 3600 = 0.1603$

Валовый выброс, т/год, $M = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 8,14 \cdot 39 / 10^3 = 0.3175$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 14,8 \cdot 5 / 3600 = 0.0206$

Валовый выброс, т/год, $M = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 8,14 \cdot 5 / 10^3 = 0.0407$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 14,8 \cdot 10 / 3600 = 0.0411$

Валовый выброс, т/год, $M = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 8,14 \cdot 10 / 10^3 = 0.0814$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 14,8 \cdot 25 / 3600 = 0.1028$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_\underline{\quad} = \text{GF} \cdot \text{EЭ} / 10^3 = 8,14 \cdot 25 / 10^3 = 0.2035$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_\underline{\quad} = \text{GF} \cdot \text{EЭ} / 3600$
 $= 14,8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0049$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_\underline{\quad} = \text{GF} \cdot \text{EЭ} / 10^3 = 8,14 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0098$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_\underline{\quad} = \text{GF} \cdot \text{EЭ} / 3600$
 $= 14,8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0049$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_\underline{\quad} = \text{GF} \cdot \text{EЭ} / 10^3 = 8,14 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0098$

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),
 $\text{EЭ} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_\underline{\quad} = \text{GF} \cdot \text{EЭ} / 3600$
 $= 14,8 \cdot 12 / 3600 = 0.0493$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_\underline{\quad} = \text{GF} \cdot \text{EЭ} / 10^3 = 8,14 \cdot 12 / 10^3 = 0.0977$

Итого выбросы от N 0004 Компрессоры передвижные:

Код	Наименование ЗВ	г/сек	т/год
0301	Азот (IV) оксид	0.1233	0.2442
0304	Азот (II) оксид	0.1603	0.3175
0328	Углерод	0.0206	0.0407
0330	Сера диоксид	0.0411	0.0814
0337	Углерод оксид	0.1028	0.2035
1301	Акролеин	0.0049	0.0098
1325	Формальдегид	0.0049	0.0098
2754	Алканы C12-19	0.0493	0.0977
	ИТОГО:	0.5072	1.0046

Источник загрязнения N 0005 Компрессоры передвижные

Список литературы:

«Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок» Приложение №9 к Приказу Министра

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Ө.

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $GFJMAX = 44$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $GFGGO = 10,296$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 44 \cdot 30 / 3600 = 0.3667$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 10,296 \cdot 30 / 10^3$
 $= 0.3089$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 44 \cdot 39 / 3600 = 0.4767$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 10,296 \cdot 39 / 10^3$
 $= 0.4015$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 44 \cdot 5 / 3600 = 0.0611$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 10,296 \cdot 5 / 10^3 = 0.0515$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 44 \cdot 10 / 3600 = 0.1222$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 10,296 \cdot 10 / 10^3$
 $= 0.1030$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
 $= 44 \cdot 25 / 3600 = 0.3056$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 10,296 \cdot 25 / 10^3$
 $= 0.2574$

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
= $44 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0147$

Валовый выброс, т/год, $M_{total} = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 10,296 \cdot 1.2 / 10^3$
= 0.0124

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
= $44 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0147$

Валовый выброс, т/год, $M_{total} = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 10,296 \cdot 1.2 / 10^3$
= 0.0124

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),
ЕЭ = 12

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = GFJMAX \cdot EЭ / 3600$
= $44 \cdot 12 / 3600 = 0.1467$

Валовый выброс, т/год, $M_{total} = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 10,296 \cdot 12 / 10^3$
= 0.1236

Итого выбросы от N 0005 Компрессоры передвижные:

Код	Наименование ЗВ	г/сек	т/год
0301	Азот (IV) оксид	0.3667	0.3089
0304	Азот (II) оксид	0.4767	0.4015
0328	Углерод	0.0611	0.0515
0330	Сера диоксид	0.1222	0.1030
0337	Углерод оксид	0.3056	0.2574
1301	Акролеин	0.0147	0.0124
1325	Формальдегид	0.0147	0.0124
2754	Алканы C12-19	0.1467	0.1236
	ИТОГО:	1.5084	1.2707

Источник загрязнения N 6001, ДВС строительного автотранспорта

Список литературы:

«Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников».

Изм.	Код	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение № 8 к приказу МОСибР РК от 12.06.2014 г. № 221-Ө,
Таблица 13.

Таблица 5.4.1 - Потребности в основных машинах, механизмах и транспортных средствах

№ п/п	Наименование	Время работы, маш-ч	Расход топлива, кг/маш-ч	Всего расход топлива, кг
1	Автопогрузчики, 5 т	6	4,88 (б)	29
2	Автомобили бортовые, до 5 т	127	3,27 (б)	415
3	Автомобили - самосвалы, 7 т	8	1,07	9
4	Агрегаты для сварки полиэтиленовых труб	0,03	7,21	0,2
5	Агрегаты наполнительно-опрессовочные, до 300 м3/ч	0,2	26,5	5
6	Агрегаты наполнительно-опрессовочные, до 500 м3/час	13	42,9	558
7	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на тракторе 79 кВт	426	8,37	3566
8	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250-400 А, с дизельным двигателем	151	1,82	275
9	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром 350-800 мм	0,7	19,6	14
10	Бульдозеры, 59 кВт	0,3	6,04	2
11	Бульдозеры при сооружении магистральных трубопроводов, до 59 кВт	0,4	6,04	2
12	Бульдозеры, 79 кВт	11	7,63	84
13	Бульдозеры при сооружении магистральных трубопроводов, 96 кВт	186	9,5	1767
14	Бульдозеры ДЗ-110В в составе кабелеукладочной колонны, 128,7 кВт	0,2	11,7	2
15	Заливщики швов на базе автомобиля	2	18 (б)	36
16	Комплексная монтажная машина для выполнения работ при прокладке и монтаже кабеля на базе автомобиля	0,2	7,42 (б)	1

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

51

17	Краны на автомобильном ходу, 10 т	88	6,25	550
18	Краны на автомобильном ходу при сооружении магистральных трубопроводов, 10 т	0,2	6,25	1
19	Краны на гусеничном ходу, до 16 т	2	3,71	7
20	Краны на гусеничном ходу при сооружении магистральных трубопроводов, до 16 т	0,3	10,5	3
21	Краны на гусеничном ходу, 25 т	3	6,36	19
22	Лаборатории для контроля сварных соединений, высокопроходимые передвижные	201	21,4 (б)	4301
23	Лаборатория передвижная измерительно-настроечная	7	7,42 (б)	52
24	Машины поливомоечные, 6000 л	22	9,54 (б)	210
25	Машины бурильно-крановые с глубиной бурения 1,5-3 м на тракторе 66 кВт	2	6,25	13
26	Машины бурильно-крановые с глубиной бурения 3,5 м на автомобиле	33	9,01 (б)	297
27	Машины для очистки и грунтовки труб диаметром 600-800 мм	8	11,1	89
28	Машины изоляционные для труб диаметром 600-800 мм	9	4,56	41
29	Тракторы на гусеничном ходу при сооружении магистральных трубопроводов, 96 кВт	3	8,06	24
30	Трубоукладчики для труб диаметром до 700 мм, 12,5 т	31	9,33	289
31	Трубоукладчики для труб диаметром 800-1000 мм, 35 т	597	10,2	6089
32	Тягачи седельные, 12 т	4	4,16 (б)	17
33	Установка для открытого водоотлива на базе трактора, 700 м ³ /ч	2	5,30	11
34	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	15	53	795
35	Экскаваторы на гусеничном ходу "обратная лопата", 0,4 м ³	0,1	4,36	0,4
36	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу при сооружении магистральных трубопроводов, 0,5 м ³	7	6,36	45

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

52

37	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу при сооружении магистральных трубопроводов, 0,65 м3	186	10,5	1953
38	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу, 0,65 м3	8	6,48	52
39	Экскаваторы на гусеничном ходу "обратная лопата", 0,65 м3	40	7,30	292
40	Электростанции передвижные, до 4 кВт	1	2,20 (б)	2
	Всего	дизтоплив о – 1789 бензин - 412		дизтоплив о – 16517 бензин - 5401

Валовой годовой выброс вредных веществ рассчитывается по формуле:

$$M = G_d \cdot q_i$$

где G_d – расход топлива дизельными транспортными средствами, т/год;

q_i – удельные величины выброса i -го вещества в атмосферу на единицу сжигаемого топлива, т/т топлива.

В соответствии с проектом организации строительства при проведении строительных работ будут задействованы строительные машины и транспортные средства, работающие на дизельном топливе.

Суммарный расход дизельного топлива составит – 16,517 т. Суммарное время работы техники на дизтопливе – 1789 часов – 6 440 400 сек.

Суммарный расход бензина составит – 5,401 т. Суммарное время работы техники на бензине – 412 часов – 1 483 200 сек.

Выбросы вредных веществ при сжигании 1 тонны дизтоплива и бензина приведены в таблице 5.4.2.

Таблица 5.4.2 - Выбросы вредных веществ при сгорании топлива

Вредный компонент	Выбросы вредных веществ двигателями	
	дизельными	карбюраторными
Оксид углерода	0.1 г/т	0.6 т/т
Углеводороды	0.03 т/т	0.1 т/т
Диоксид азота	0.01 т/т	0.04 т/т
Углерод (Сажа)	15.5 кг/т	0.58 кг/т
Диоксид серы	0.02 г/г	0.002 т/т
Бенз(а)пирен	0.32 г/т	0.23 г/т

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Количество вредных веществ, поступающих в атмосферу, определяют путем умножения величины расхода топлива в тоннах на соответствующие коэффициенты.

Выбросы от дизтоплива:

Выбросы азота (IV) диоксид:

$M = 16,517 \text{ т} \times 0,01 \text{ т/т} = 0,1652 \text{ т/год}$
 $M = 0,1652 \text{ т/год} \times 10^6 \text{ г} / 6\,440\,400 \text{ с} = 0,0257 \text{ г/с}$

Выбросы углерода (сажи):

$M = 16,517 \text{ т} \times 15,5 \text{ кг/т} = 256,0135 \text{ кг}$
 $M = 256,0135 \text{ кг} \times 10^{-3} \text{ т} = 0,2560 \text{ т/год}$
 $M = 0,2560 \text{ т/год} \times 10^6 \text{ г} / 6\,440\,400 \text{ с} = 0,0397 \text{ г/с}$

Выбросы серы диоксида:

$M = 16517000 \text{ г} \times 0,02 \text{ г/г} = 330340 \text{ г}$
 $M = 330340 \text{ г} \times 10^{-6} \text{ т} = 0,3303 \text{ т/год}$
 $M = 0,3303 \text{ т} \times 10^6 \text{ г} / 6\,440\,400 \text{ с} = 0,0513 \text{ г/с}$

Выбросы оксид углерода:

$M = 16,517 \text{ т} \times 0,1 \text{ г/т} = 1,6517 \text{ г}$
 $M = 1,6517 \text{ г} \times 10^{-6} \text{ т} = 0,000002 \text{ т/год}$
 $M = 0,000002 \text{ т} \times 10^6 \text{ г} / 6\,440\,400 \text{ с} = 0,0000003 \text{ г/с}$

Выбросы бенз(а)пирена:

$M = 16,517 \text{ т} \times 0,32 \text{ г/т} = 5,2854 \text{ г}$
 $M = 5,2854 \text{ г/т} \times 10^{-6} \text{ т} = 0,000005 \text{ т/год}$
 $M = 0,000005 \text{ т} \times 10^6 \text{ г} / 6\,440\,400 \text{ с} = 0,0000008 \text{ г/с}$

Выбросы углеводородов:

$M = 16,517 \text{ т} \times 0,03 \text{ т/т} = 0,4955 \text{ т/год}$
 $M = 0,4955 \text{ т/год} \times 10^6 \text{ г} / 6\,440\,400 \text{ с} = 0,0769 \text{ г/с}$

Выбросы от бензина:

Выбросы азота (IV) диоксид:

$M = 5,401 \text{ т} \times 0,04 \text{ т/т} = 0,2160 \text{ т/год}$
 $M = 0,2160 \text{ т/год} \times 10^6 \text{ г} / 1\,483\,200 \text{ с} = 0,1456 \text{ г/с}$

Выбросы углерода (сажи):

$M = 5,401 \text{ т} \times 0,58 \text{ кг/т} = 3,1326 \text{ кг}$
 $M = 3,1326 \text{ кг} \times 10^{-3} \text{ т} = 0,0031 \text{ т/год}$
 $M = 0,0031 \text{ т/год} \times 10^6 \text{ г} / 1\,483\,200 \text{ с} = 0,0021 \text{ г/с}$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

Выбросы серы диоксида:

$$M = 5,401 \text{ т} \times 0.002 \text{ т/т} = 0,0108 \text{ т/год}$$

$$M = 0,0108 \text{ т} \times 10^6 \text{ г} / 1\,483\,200 \text{ с} = 0,0073 \text{ г/с}$$

Выбросы оксид углерода:

$$M = 5,401 \text{ т} \times 0.6 \text{ т/т} = 3,2406 \text{ т/год}$$

$$M = 3,2406 \text{ т} \times 10^6 \text{ г} / 1\,483\,200 \text{ с} = 2,1849 \text{ г/с}$$

Выбросы бенз(а)пирена:

$$M = 5,401 \text{ т} \times 0.23 \text{ г/т} = 1,2422 \text{ г}$$

$$M = 1,2422 \text{ г/т} \times 10^{-6} \text{ т} = 0,000001 \text{ т/год}$$

$$M = 0,000001 \text{ т} \times 10^6 \text{ г} / 1\,483\,200 \text{ с} = 0,0000007 \text{ г/с}$$

Выбросы углеводородов:

$$M = 5,401 \text{ т} \times 0.1 \text{ т/т} = 0,5401 \text{ т/год}$$

$$M = 0,5401 \text{ т/год} \times 10^6 \text{ г} / 1\,483\,200 \text{ с} = 0,3641 \text{ г/с}$$

Итого от источника загрязнения N 6001, ДВС строительного автотранспорта

Код	Наименование вещества	Дизтопливо		Бензин	
		г/сек	т/год	г/сек	т/год
0301	Азот (IV) диоксид	0,0257	0,1652	0,1456	0,2160
0328	Углерод (Сажа)	0,0397	0,2560	0,0021	0,0031
0330	Серы диоксид	0,0513	0,3303	0,0073	0,0108
0337	Оксид углерода	0,0000003	0,000002	2,1849	3,2406
0703	Бенз(а)пирен	0,0000008	0,000005	0,0000007	0,000001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете C/	0,0769	0,4955	0,3641	0,5401
	ИТОГО:	0.1936011	1.247007	2.7040007	4.0106010

Источник загрязнения N 6002, Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005.

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

55

Расчеты приводятся по марке УОНИ – 13/45 аналогичные типу Э42, по марке УОНИ – 13/55 согласно ГОСТ 9467-75 и по марке МР-3 аналогичные типу Э46 согласно ГОСТ 9466-75.

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): Э42 (УОНИ-13/45)

Расход сварочных материалов, кг/год, В=290.98894

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, ВМАХ=1

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=16.31
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=10.69
Валовый выброс, т/год (5.1),
 $M = GIS \cdot V / 10^6 = 10.69 \cdot 290.98894 / 10^6 = 0.00311$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $G = GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 1 / 3600 = 0.00297$

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=0.92
Валовый выброс, т/год (5.1),
 $M = GIS \cdot V / 10^6 = 0.92 \cdot 290.98894 / 10^6 = 0.0002677$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $G = GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 1 / 3600 = 0.0002556$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=1.4

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №
Изм.	Код.уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата

Валовый выброс, т/год (5.1),
 $\underline{M} = GIS \cdot V / 10^6 = 1.4 \cdot 290.98894 / 10^6 = 0.000407$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 1 / 3600 = 0.000389$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые – (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=3.3
 Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot V / 10^6 = 3.3 \cdot 290.98894 / 10^6 = 0.00096$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 3.3 \cdot 1 / 3600 = 0.000917$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=0.75
 Валовый выброс, т/год (5.1),
 $\underline{M} = GIS \cdot V / 10^6 = 0.75 \cdot 290.98894 / 10^6 = 0.0002182$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 0.75 \cdot 1 / 3600 = 0.0002083$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=1.5
С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1),
 $\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot V / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 290.98894 / 10^6 = 0.000349$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1 / 3600 = 0.000333$

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

Валовый выброс, т/год (5.1),
 $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot V / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 290.98894 / 10^6 = 0.0000567$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1 / 3600 = 0.0000542$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=13.3
Валовый выброс, т/год (5.1),
 $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 290.98894 / 10^6 = 0.00387$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 1 / 3600 = 0.003694$

Вид сварки: **Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами**
Электрод (сварочный материал): **УОНИ-13/55**
Расход сварочных материалов, кг/год, **B=10**
Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX=1**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=16.99
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=13.9
Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 10 / 10^6 = 0.000139$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.9 \cdot 1 / 3600 = 0.00386$

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=1.09
Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 10 / 10^6 = 0.0000109$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 1 / 3600 = 0.000303$

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)

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=1
 Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot V / 10^6 = 1 \cdot 10 / 10^6 = 0.00001$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $G = GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 1 \cdot 1 / 3600 = 0.000278$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые – (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=1
 Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot V / 10^6 = 1 \cdot 10 / 10^6 = 0.00001$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $G = GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 1 \cdot 1 / 3600 = 0.000278$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=0.93
 Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot V / 10^6 = 0.93 \cdot 10 / 10^6 = 0.0000093$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $G = GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 0.93 \cdot 1 / 3600 = 0.0002583$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=2.7

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1),
 $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot V / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 10 / 10^6 = 0.0000216$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot V_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 1 / 3600 = 0.0006$

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

Валовый выброс, т/год (5.1),

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 10 / 10^6 = 0.00000351$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 1 / 3600 = 0.0000975$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=13.3
 Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 10 / 10^6 = 0.000133$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 1 / 3600 = 0.003694$

Вид сварки: **Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами**
 Электрод (сварочный материал): **Э46 (MP-3)**
 Расход сварочных материалов, кг/год, **B=3.57498**
 Фактический максимальный расход сварочных материалов,
 с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX=1**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=11.5
 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=9.77
 Валовый выброс, т/год (5.1),
 $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 9.77 \cdot 3.57498 / 10^6 = 0.0000349$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 9.77 \cdot 1 / 3600 = 0.002714$

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=1.73
 Валовый выброс, т/год (5.1),
 $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.73 \cdot 3.57498 / 10^6 = 0.00000618$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),
 $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.73 \cdot 1 / 3600 = 0.000481$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=0.4

Валовый выброс, т/год (5.1),

$M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.4 \cdot 3.57498 / 10^6 = 0.00000143$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),

$G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.4 \cdot 1 / 3600 = 0.000111$

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, **B=20.459824**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX=1**

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), GIS=15

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1),

$M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 20.459824 / 10^6 = 0.0002455$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),

$G = KNO_2 \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 1 / 3600 = 0.00333$

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

Валовый выброс, т/год (5.1),

$M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 20.459824 / 10^6 = 0.0000399$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),

$G = KNO \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 1 / 3600 = 0.000542$

Итого по источнику загрязнения N 6002, Сварочные работы:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы	
		г/с	т/год
0123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на	0.00386	0.0032839

Взам. Инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

	железо/ (277)		
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (332)	0.000481	0.00028478
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00333	0.0006161
0304	Азот (II) оксид (6)	0.000542	0.00010011
0337	Углерод оксид (594)	0.003694	0.004003
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (627)	0.0002583	0.00022893
0344	Фториды неорганические плохо растворимые(625)	0.000917	0.00097
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)	0.000389	0.000417
	ИТОГО:	0.0134713	0.00990382

Источник загрязнения N 6003, Покрасочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005.

Технологический процесс: **окраска и сушка**

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS=0.02512925$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MS1=1$

Марка ЛКМ: **Эмаль ПФ-115**

Способ окраски: **Кистью, валиком**

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2=45$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI=50$

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP=100$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $_M_ = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.02512925 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.00565$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$_G_ = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0625$

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=50
 Доля растворителя, при окраске и сушке
 для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100
 Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} =$
 $0.02512925 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.00565$
 Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,
 $\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0625$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.0625	0.00565
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.0625	0.00565
	ВСЕГО:	0.125	0.0113

Технологический процесс: **окраска и сушка**
 Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, **MS=0.00032**
 Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, **MS1=0.32**

Марка ЛКМ: **Эмаль ХВ-124**
 Способ окраски: **Кистью, валиком**
 Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, F2=27

Примесь: 1401 Пропан-2-он (Ацетон) (470)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=26
 Доля растворителя, при окраске и сушке
 для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100
 Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} =$
 $0.00032 \cdot 27 \cdot 26 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.00002246$
 Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,
 $\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.32 \cdot 27 \cdot 26 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00624$

Примесь: 1210 Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=12
 Доля растворителя, при окраске и сушке
 для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100
 Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} =$
 $0.00032 \cdot 27 \cdot 12 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.00001037$
 Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,
 $\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.32 \cdot 27 \cdot 12 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00288$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=62

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6}$

$= 0.00032 \cdot 27 \cdot 62 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0000536$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.32 \cdot 27 \cdot 62 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.01488$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
0621	Метилбензол (353)	0.01488	0.0000536
1210	Бутилацетат (110)	0.00288	0.00001037
1401	Пропан-2-он (478)	0.00624	0.00002246
	ВСЕГО:	0.024	0.00008643

Технологический процесс: **окраска и сушка**

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, **MS=0.00365947**

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, **MS1=1**

Марка ЛКМ: **Грунтовка ГФ-021**

Способ окраски: **Кистью, валиком**

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, F2=45

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=100

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} =$

$0.00365947 \cdot 45 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.001647$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 45 \cdot 100 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.125$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.125	0.001647
	ВСЕГО:	0.125	0.001647

Технологический процесс: **окраска и сушка**

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

64

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, MS=0.0391614
Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, MS1=1

Марка ЛКМ: Грунтовка ХС-010
Способ окраски: Кистью, валиком
Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, F2=67

Примесь: 1401 Пропан-2-он (Ацетон) (470)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=26
Доля растворителя, при окраске и сушке для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100
Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0391614 \cdot 67 \cdot 26 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.00682$
Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 67 \cdot 26 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0484$

Примесь: 1210 Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=12
Доля растворителя, при окраске и сушке для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100
Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0391614 \cdot 67 \cdot 12 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.00315$
Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 67 \cdot 12 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.02233$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=62
Доля растворителя, при окраске и сушке для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100
Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0391614 \cdot 67 \cdot 62 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.01627$
Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 67 \cdot 62 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1154$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
0621	Метилбензол (353)	0.1154	0.01627
1210	Бутилацетат (110)	0.02233	0.00315
1401	Пропан-2-он (478)	0.0484	0.00682
	ВСЕГО:	0.18613	0.02624

Взам. Инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Технологический процесс: окраска и сушка
 Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, MS=0.0045
 Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, MS1=1

Марка ЛКМ: Лак БТ-577
 Способ окраски: Кистью, валиком
 Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, F2=63

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=57.4
 Доля растворителя, при окраске и сушке для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100
 Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0045 \cdot 63 \cdot 57.4 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.001627$
 Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 63 \cdot 57.4 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1005$

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=42.6
 Доля растворителя, при окраске и сушке для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100
 Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.0045 \cdot 63 \cdot 42.6 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.001208$
 Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 63 \cdot 42.6 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0746$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.1005	0.001627
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.0746	0.001208
	ВСЕГО:	0.1751	0.002835

Технологический процесс: окраска и сушка
 Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, MS=0.00929
 Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, MS1=1

Марка ЛКМ: Лак БТ-123
 Способ окраски: Кистью, валиком
 Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ, %, F2=60

Изн. № подл. | Подп. и дата | Взам. Изв. №

Изм.	Код	Лист	№ док	Подп.	Дата

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ, FPI=58

Доля растворителя, при окраске и сушке
для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6}$
=0.00929*60*58*100*10⁻⁶=0.0323

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 60 \cdot 58 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0967$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.0967	0.0323
	ВСЕГО:	0.0967	0.0323

Технологический процесс: **окраска и сушка**

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, MS=0.09515

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, MS1=1

Марка ЛКМ: **Лак ХВ-784**

Способ окраски: **Кистью, валиком**

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, F2=84

Примесь: 1401 Пропан-2-он (Ацетон) (470)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=21.74

Доля растворителя, при окраске и сушке
для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} =$
0.09515*84*21.74*100*10⁻⁶=0.01738

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 84 \cdot 21.74 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0507$

Примесь: 1210 Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=13.02

Доля растворителя, при окраске и сушке
для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} =$
0.09515*84*13.02*100*10⁻⁶=0.0104

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 84 \cdot 13.02 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=65.24

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $_M_ = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} =$
 $0.09515 \cdot 84 \cdot 65.24 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0521$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$_G_ = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 84 \cdot 65.24 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1522$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
0621	Метилбензол (353)	0.1522	0.0521
1210	Бутилацетат (110)	0.0304	0.0104
1401	Пропан-2-он (478)	0.0507	0.01738
	ВСЕГО:	0.2333	0.07988

Технологический процесс: **окраска и сушка**

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, **MS=0.0692**

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, **MS1=1**

Марка ЛКМ: **Растворитель Р-4**

Способ окраски: **Кистью, валиком**

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, F2=100

Примесь: 1401 Пропан-2-он (Ацетон) (470)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=26

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $_M_ = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6}$
 $= 0.0692 \cdot 100 \cdot 26 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.018$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$_G_ = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 100 \cdot 26 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0722$

Примесь: 1210 Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=12

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $_M_ = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6}$
 $= 0.0692 \cdot 100 \cdot 12 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0083$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$_G_ = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 100 \cdot 12 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.0333$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, FPI=62

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6}$
 $= 0.0692 \cdot 100 \cdot 62 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0429$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 1 \cdot 100 \cdot 62 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1722$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
0621	Метилбензол (349)	0.1722	0.0429
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.0333	0.0083
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.0722	0.018
	ВСЕГО:	0.2777	0.0692

Технологический процесс: **окраска и сушка**

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, **MS=0.00051488**

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, **MS1=0.51488**

Марка ЛКМ: **Уайт-спирит**

Способ окраски: **Кистью, валиком**

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ, %, F2=100

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ, %, FPI=100

Доля растворителя, при окраске и сушке

для данного способа окраски (табл. 3), %, DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $\underline{M} = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6}$
 $= 0.00051488 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 0.0005$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,

$\underline{G} = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.51488 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 100 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1430$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.1430	0.0005
	ВСЕГО:	0.1430	0.0005

Технологический процесс: **окраска и сушка**

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, **MS=0.018**

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код	Лист	№ док	Подп.	Дата

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг , MS1=1

Марка ЛКМ: **Краска МА-015**

Способ окраски: **Кистью, валиком**

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ, % , F2=100

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ, % , FPI=13

Доля растворителя, при окраске и сушке для данного способа окраски, % , DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год , $_M_ = MS * F2 * FPI * DP * 10^{-6}$
 $= 0.018 * 100 * 13 * 100 * 10^{-6} = 0.00234$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с ,
 $_G_ = MS1 * F2 * FPI * DP / (3.6 * 10^6) = 1 * 100 * 13 * 100 / (3.6 * 10^6) = 0.03611$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.03611	0.00234
	ВСЕГО:	0.03611	0.00234

Технологический процесс: **окраска и сушка**

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн , MS=0.0011811

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг , MS1=1

Марка ЛКМ: **Краска МА-15**

Способ окраски: **Кистью, валиком**

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ, % , F2=100

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ, % , FPI=14.5

Доля растворителя, при окраске и сушке для данного способа окраски (табл. 3), % , DP=100

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год , $_M_ = MS * F2 * FPI * DP * 10^{-6}$
 $= 0.0011811 * 100 * 14.5 * 100 * 10^{-6} = 0.00017$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с ,
 $_G_ = MS1 * F2 * FPI * DP / (3.6 * 10^6) = 1 * 100 * 14.5 * 100 / (3.6 * 10^6) = 0.040278$

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.040278	0.00017

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВСЕГО:	0.040278	0.00017
---------------	-----------------	----------------

Итого от источника загрязнения N 6003, Покрасочные работы:

Код	Наименование вещества	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.4402	0.061024
0621	Метилбензол (349)	0.30248	0.0592236
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.08891	0.02186037
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.17754	0.04222246
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.453188	0.042168
	ИТОГО:	1.462318	0.22649843

Источник загрязнения N 6004, Медницкие работы

Список литературы:

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий»

Приложение №3 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстанот «18» 04 2008 года № 100-п., п.4.10.

Масса марок ПОС-30 согласно ресурсной смете составит 0,01965 т, ПОС-40 – 0,00402 т.

- при пайке электропаяльником:

$$M_{год} = q \times t \times 3600 \times 10^{-6}, \text{ т/год}$$

где: q - удельные выделения свинца и оксидов олова, г/сек (таблица 4.8);

t – «чистое» время работы паяльником в год, час/год.

При пайке электропаяльниками максимально разовый выброс берется из таблицы 4.8.

Расчет по ПОС-30:

Примесь: 0168 Олово оксид (в пересчете на олово) (454)

$$M_{год} = 3,3 \times 10^{-6} \times 32,75 \times 3600 \times 10^{-6} = 0,0000004 \text{ т/год}$$

$$M_{сек} = 0,0000033 \text{ г/с (согласно табл. 4.8)}$$

Примесь: 0184 Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (523)

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

71

$M_{\text{год}} = 7,5 \times 10^{-6} \times 32,75 \times 3600 \times 10^{-6} = 0,0000009 \text{ т/год}$

$M_{\text{сек}} = 0,0000075 \text{ г/с (согласно табл. 4.8)}$

Расчет по ПОС-40:

Примесь: 0168 Олово оксид (в пересчете на олово) (454)

$M_{\text{год}} = 3,3 \times 10^{-6} \times 6,7 \times 3600 \times 10^{-6} = 0,00000008 \text{ т/год}$

$M_{\text{сек}} = 0,0000033 \text{ г/с (согласно табл. 4.8)}$

Примесь: 0184 Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (523)

$M_{\text{год}} = 5 \times 10^{-6} \times 6,7 \times 3600 \times 10^{-6} = 0,0000001 \text{ т/год}$

$M_{\text{сек}} = 0,000005 \text{ г/с (согласно табл. 4.8)}$

Итого по источнику загрязнения N 6004, Медницкие работы:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы	
		г/с	т/год
0168	Олово оксид (в пересчете на олово) (454)	0.0000066	0.00000048
0184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (523)	0.0000125	0.000001
	ВСЕГО:	0.0000191	0.00000148

Источник загрязнения N 6005, Станок сверлильный

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: **Механическая обработка металлов**

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: **без охлаждения**

Вид оборудования: **Станок сверлильный**

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, **ч/год, T=0,24**

Число станков данного типа, шт., **_KOLIV_=1**

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., **NS1=1**

Примесь: 2902 Взвешенные частицы

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Удельный выброс, г/с (табл.1) , GV=0.007
 Коэффициент гравитационного оседания , KN=0.2
 Валовой выброс, т/год (1) , $M = 3600 * KN * GV * T * KOLIV / 10^6$
 $= 3600 * 0.2 * 0.007 * 0,24 * 1 / 10^6 = 0.000001$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (2) ,
 $G = KN * GV * NS1 = 0.2 * 0.007 * 1 = 0.0014$

Итого по источнику загрязнения N 6005, Станок сверлильный

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы	
		г/с	т/год
2902	Взвешенные частицы	0.0014	0.000001
	ИТОГО:	0.0014	0.000001

Источник загрязнения N 6006, Пыление при разгрузке щебня

Список литературы:

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» п.3.1, раздел 3.
 Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.

На площадке реконструкции планируется использовать щебень марки М-1000 фракции 5-10, 10-20 и 40-80 мм при устройстве подстилающих и выравнивающих слоев оснований.

Общий расход щебня крупностью до 20 мм составит – 15,2 м³.

Максимальный разовый объем пылевыделений от щебня рассчитывается по формуле (3.1.1):

$$M_{сек} = \frac{k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times V' \times G_{час} \times 10^6}{3600} \times (1 - \eta) \quad , \text{ г/с (3.1.1),}$$

а валовой выброс по формуле (3.1.2):

$$M_{год} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times V' \times G_{год} \times (1 - \eta) \quad , \text{ т/год (3.1.2)}$$

Наименование параметра	Значение параметра	Единица измерения
Весовая доля пылевой фракции в материале для щебня, k1 (табл. 3.1.1)	0,06	доля по весу
Доля пыли (от всей массы пыли), переходящая в аэрозоль, k2 (табл.	0,03	доля по весу

Взам. Инв. №
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

3.1.1)		
Среднегодовая скорость ветра для валового выброса согласно п.2.6	3,4	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,2	-
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5% для максимальных разовых выбросов согласно п.2.6	7	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,4	-
Коэффициент, учитывающий местные условия степень защищенности узла от внешних воздействий, k4 (табл. 3.1.3)	1	-
Влажность материала	10	%
Коэффициент, учитывающий влажность материала, k5 (табл. 3.1.4)	0,01	-
Коэффициент, учитывающий крупность материала, k7 (табл. 3.1.5)	0,5	-
Поправочный коэффициент для различных материалов в зависимости от типа грейфера k8 (таблица 3.1.6)	1	-
Поправочный коэффициент при мощном залповом сбросе материала при разгрузке автосамосвала свыше 10 т, k9	0,1	-
Высота падения материала	2	м
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала, В' (табл. 3.1.7)	0,7	-
Производительность узла пересыпки (Гчас)	7	т/час
Суммарное количество перерабатываемого материала в течение года (Ггод)	41,04	т
Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, η	-	-
Плотность щебня	2,7	т/м ³
Расход щебня в объеме	15,2	м ³

$$M \text{ сек} = (0,06 \times 0,03 \times 1,4 \times 1 \times 0,01 \times 0,5 \times 1 \times 0,1 \times 0,7 \times 7 \times 10^6) / 3600 = 0,001715 \text{ г/с}$$

$$M \text{ год} = 0,06 \times 0,03 \times 1,2 \times 1 \times 0,01 \times 0,5 \times 1 \times 0,1 \times 0,7 \times 41,04 = 0,00003 \text{ т/год}$$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

С учетом 20 минутного осреднения итого выбросы $ЗВ_{Мсек} = Q/1200$ (г/с) составят:

Код ЗВ	Наименование вещества	Выбросы	
		г/с	т/год
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (SiO ₂) менее 20%	0.000001	0,00003

Общий расход щебня крупностью от 20 мм составит – 40 м³.

Максимальный разовый объем пылевыведений от щебня рассчитывается по формуле (3.1.1):

$$M_{сек} = \frac{k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times B' \times G_{час} \times 10^6}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с (3.1.1),}$$

а валовой выброс по формуле (3.1.2):

$$M_{год} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times B' \times G_{год} \times (1 - \eta), \text{ т/год (3.1.2)}$$

Наименование параметра	Значение параметра	Единица измерения
Весовая доля пылевой фракции в материале для щебня, k1 (табл. 3.1.1)	0,04	доля по весу
Доля пыли (от всей массы пыли), переходящая в аэрозоль, k2 (табл. 3.1.1)	0,02	доля по весу
Среднегодовая скорость ветра для валового выброса согласно п.2.6	3,4	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,2	-
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5% для максимальных разовых выбросов согласно п.2.6	7	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,4	-
Коэффициент, учитывающий местные условия степень защищенности узла от внешних воздействий, k4 (табл. 3.1.3)	1	-
Влажность материала	10	%
Коэффициент, учитывающий влажность материала, k5 (табл. 3.1.4)	0,01	-

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Коэффициент, учитывающий крупность материала, k7 (табл. 3.1.5)	0,4	-
Поправочный коэффициент для различных материалов в зависимости от типа грейфера k8 (таблица 3.1.6)	1	-
Поправочный коэффициент при мощном залповом сбросе материала при разгрузке автосамосвала свыше 10 т, k9	0,1	-
Высота падения материала	2	м
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала, В' (табл. 3.1.7)	0,7	-
Производительность узла пересыпки (Гчас)	7	т/час
Суммарное количество перерабатываемого материала в течение года (Ггод)	108	т
Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, η	-	-
Плотность щебня	2,7	т/м ³
Расход щебня в объеме	40	м ³

$$M_{\text{сек}} = (0,04 \times 0,02 \times 1,4 \times 1 \times 0,01 \times 0,4 \times 1 \times 0,1 \times 0,7 \times 7 \times 10^6) / 3600 = 0,0006 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{год}} = 0,04 \times 0,02 \times 1,2 \times 1 \times 0,01 \times 0,4 \times 1 \times 0,1 \times 0,7 \times 108 = 0,00003 \text{ т/год}$$

С учетом 20 минутного осреднения итого выбросы **ЗВ Mсек=Q/1200 (г/с)** составят:

Код ЗВ	Наименование вещества	Выбросы	
		г/с	т/год
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (SiO ₂) менее 20%	0.0000005	0,00003

Итого по источнику № 6006, Пыление при разгрузке щебня

Код ЗВ	Наименование вещества	Выбросы	
		г/с	т/год
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (SiO ₂) менее 20%	0,0000015	0,00006

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

2611/3/20 – ООС

Лист

76

Источник загрязнения N 6007, Пыление при разгрузке песка

Список литературы:

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» п.3.1, раздел 3.

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

На площадке реконструкции планируется использовать песок при устройстве подстилающих и выравнивающих слоев оснований.

Общий расход песка составит – 7,82 м³.

Максимальный разовый объем пылевыведений от песка рассчитывается по формуле (3.1.1):

$$M_{сек} = \frac{k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times V' \times G_{час} \times 10^6}{3600} \times (1 - \eta) \quad , \text{ г/с (3.1.1)},$$

а валовой выброс по формуле (3.1.2):

$$M_{год} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times V' \times G_{год} \times (1 - \eta) \quad , \text{ т/год (3.1.2)}$$

Наименование параметра	Значение параметра	Единица измерения
Весовая доля пылевой фракции в материале для песка, k1 (табл. 3.1.1)	0,05	доля по весу
Доля пыли (от всей массы пыли), переходящая в аэрозоль, k2 (табл. 3.1.1)	0,03	доля по весу
Среднегодовая скорость ветра для валового выброса согласно п.2.6	3,4	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,2	-
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5% для максимальных разовых выбросов согласно п.2.6	7	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,4	-
Коэффициент, учитывающий местные условия степень защищенности узла от внешних воздействий, k4 (табл. 3.1.3)	1	-
Влажность материала	10	%

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Коэффициент, учитывающий влажность материала, k5 (табл. 3.1.4)	0,01	-
Коэффициент, учитывающий крупность материала, k7 (табл. 3.1.5)	0,8	-
Поправочный коэффициент для различных материалов в зависимости от типа грейфера k8 (таблица 3.1.6)	1	-
Поправочный коэффициент при мощном залповом сбросе материала при разгрузке автосамосвала свыше 10 т, k9	0,1	-
Высота падения материала	2	м
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала, В' (табл. 3.1.7)	0,7	-
Производительность узла пересыпки (Гчас)	7	т/час
Суммарное количество перерабатываемого материала в течение года (Ггод)	20,3	т
Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, η	-	-
Плотность песка	2,6	т/м ³
Расход песка в объеме	7,82	м ³

$$M \text{ сек} = (0,05 \times 0,03 \times 1,4 \times 1 \times 0,01 \times 0,8 \times 1 \times 0,1 \times 0,7 \times 7 \times 10^6) / 3600 = 0,0023 \text{ г/с}$$

$$M \text{ год} = 0,05 \times 0,03 \times 1,2 \times 1 \times 0,01 \times 0,8 \times 1 \times 0,1 \times 0,7 \times 20,3 = 0,00002 \text{ т/год}$$

С учетом 20 минутного осреднения итого выбросы **ЗВ Mсек=Q/1200 (г/с)** составят:

Итого по источнику № 6007, Пыление при разгрузке песка

Код ЗВ	Наименование вещества	Выбросы	
		г/с	т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (SiO ₂) 70-20%	0,000002	0,00002

Источник загрязнения N 6008 Испарения от битума

Расчет выбросов углеводородов предельных C₁₂-C₁₉ /в пересчете на углерод/, от испарения горячего битума определяется по п.3.2, п.3.4

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложения 12 к приказу МООС РК от «18» 04 2008 г. №100-п, и РНД 211.2.02.09-2004 п.5.3.

На площадке реконструкции будет использоваться битум. Битумоварки электрические обеспечивают экологически чистый бестопливный разогрев битума с отсутствием дыма и открытого огня.

Исходные данные для расчета битума:

- плотность битума ($\rho_{ж}$) – 0,95 т/м³;
- емкость – 0,05 м³;
- максимальный объем паровоздушной смеси – 0,05 м³/час;
- минимальная температура жидкости ($t_{ж}^{min}$) – 100⁰С;
- максимальная температура жидкости ($t_{ж}^{max}$) – 160⁰С;
- общий расход битума – 0,051 т/год.

Максимальные выбросы (г/с)

$$M = 0,445 \times P_t \times m \times K_p^{max} \times K_v \times V_{ч}^{max} / 10^2 \times (273 + t_{ж}^{max}), \text{ г/с}$$

Годовые выбросы (т/год)

$$G = 0,160 \times (P_t^{max} \times K_v + P_t^{min}) \times m \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B / 10^4 \times \rho_{ж} \times (546 + t_{ж}^{max} + t_{ж}^{min})$$

Где: P_t^{min} , P_t^{max} - давление насыщенных паров жидкости при минимальной и максимальной температуре жидкости и соответственно, мм.рт.ст;

P_t^{min} – 4,26, P_t^{max} – 38,69 – по табл. П1.1 Прилож.1 к Методике расч. выброса ЗВ от АБЗ.

K_p^{cp} , K_p^{max} - опытные коэффициенты по Приложению 8; K_p^{cp} – 0,7, K_p^{max} – 1;

$V_{ч}^{max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси – 0,05 м³/час;

$t_{ж}^{min}$, $t_{ж}^{max}$ - минимальная и максимальная температура жидкости в емкости соответственно, °С; $t_{ж}^{min}$ – 100⁰С, $t_{ж}^{max}$ – 160⁰С.

m - молекулярная масса битума - 187;

K_v - опытный коэффициент, принимается по Приложению 9; K_v - 1;

$\rho_{ж}$ - плотность битума, 0,95 т/м³;

$K_{об}$ - коэффициент оборачиваемости, принимается по Приложению 10; $K_{об}$ – 2,50;

B - количество расходуемого битума – 0,051 т/год.

$$M = 0,445 \times 38,69 \times 187 \times 1 \times 1 \times 0,05 / 10^2 \times (273 + 160) = 0,0037 \text{ г/с}$$

$$G = 0,160 \times (38,69 \times 1 + 4,26) \times 187 \times 0,7 \times 2,50 \times 0,051 / 10^4 \times 0,95 \times (546 + 160 + 100) = 0,00001 \text{ т/год}$$

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Выбросы от битума при нанесении на поверхность можно ориентировочно рассчитать по формулам (3.5) и (3.6) п.3.2:

$$M_{\text{с год}} = \Pi \times Q \times 10^{-2}, \text{ т/год (3.5)}$$

$$M_{\text{с год}} = 0,2 \times 0,051 \times 0,01 = 0,0001 \text{ т/год}$$

где: Π - убыль материала - 0,2 % (назначается по таблице 3.1);

Q - масса материала - 0,051 т/год.

Максимально разовый выброс рассчитывают по формуле:

$$M_{\text{с сек}} = (M_{\text{с год}} \times 10^6) / 3600 \times n \times T_2, \text{ г/сек (3.6)}$$

где: n - количество дней работы в году, n - 3;

T_2 - время работы в день, T_2 – 8 ч.

$$M_{\text{с сек}} = (0,0001 \times 10^6) / (3600 \times 3 \times 8) = 0,0012 \text{ г/с}$$

Итого по источнику загрязнения N 6008, Испарения от битума

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы	
		г/с	т/год
2754	Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на углерод)	0,0049	0,00011

Источник загрязнения N 6009, Пыление при работе экскаваторов

Список литературы:

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» п.3.1, раздел 3.

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

На объекте планируется разработка грунта 2 группы в отвал экскаваторами с ковшом вместимостью 0,65 м³ общим объемом – 1880 м³. Разработка грунта 3 группы в отвал экскаваторами с ковшом вместимостью 0,4 м³ общим объемом – 1,94 м³.

Согласно инженерно-геологическим изысканиям, в геолого-литологическом отношении площадка сложена суглинистом сапролитом.

Значение параметра для расчета были приняты как по глине, близкие по параметру суглинка.

Максимальный разовый объем пылевыведений от грунта рассчитывается по формуле (3.1.1):

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$$M_{сек} = \frac{k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times B' \times G_{час} \times 10^6}{3600} \times (1 - \eta) \quad , \text{ г/с (3.1.1)},$$

а валовой выброс по формуле (3.1.2):

$$M_{год} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times B' \times G_{год} \times (1 - \eta) \quad , \text{ т/год (3.1.2)}$$

Наименование параметра	Значение параметра	Единица измерения
Весовая доля пылевой фракции в материале для глины, k1 (табл. 3.1.1)	0,05	доля по весу
Доля пыли (от всей массы пыли), переходящая в аэрозоль, k2 (табл. 3.1.1)	0,02	доля по весу
Среднегодовая скорость ветра для валового выброса согласно п.2.6	3,4	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,2	-
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5% для максимальных разовых выбросов согласно п.2.6	7	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,4	-
Коэффициент, учитывающий местные условия степень защищенности узла от внешних воздействий, k4 (табл. 3.1.3)	1	-
Влажность материала	18	%
Коэффициент, учитывающий влажность материала, k5 (табл. 3.1.4)	0,01	-
Коэффициент, учитывающий крупность материала, k7 (табл. 3.1.5)	0,5	-
Поправочный коэффициент для различных материалов в зависимости от типа грейфера k8 (таблица 3.1.6)	1	-
Высота падения материала	0,5	м
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала, B' (табл. 3.1.7)	0,4	-
Производительность узла пересыпки (Gчас)	127	т/час
Суммарное количество перерабатываемого материала в течение года (Gгод)	5081,4	т

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

81

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, η	0,5	-
Плотность глины	2,7	т/м ³
Расход грунта в объеме	1882	м ³

$$M_{\text{сек}} = [(0,05 \times 0,02 \times 1,4 \times 1 \times 0,01 \times 0,5 \times 1 \times 0,4 \times 127 \times 10^6) / 3600] \times (1 - 0,5) = 0,0494 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{год}} = (0,05 \times 0,02 \times 1,2 \times 1 \times 0,01 \times 0,5 \times 1 \times 0,4 \times 5081,4) \times (1 - 0,5) = 0,0061 \text{ т/год}$$

Итого по источнику загрязнения N 6009, Пыление при работе экскаваторов

Код ЗВ	Наименование вещества	Выбросы	
		г/с	т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (SiO ₂) 70-20%	0,0494	0,0061

Источник загрязнения N 6010, Пыление при работе бульдозеров

Список литературы:

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» п.3.1, раздел 3.

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

На объекте планируется засыпка траншеи и котлованов грунтами 2, 3 группы бульдозерами мощностью 59 и 79 кВт общим объемом – 1906,44 м³.

Максимальный разовый объем пылевыделений от грунта рассчитывается по формуле (3.1.1):

$$M_{\text{сек}} = \frac{k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times V' \times G_{\text{час}} \times 10^6}{3600} \times (1 - \eta) \quad , \text{ г/с (3.1.1)},$$

а валовой выброс по формуле (3.1.2):

$$M_{\text{год}} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times V' \times G_{\text{год}} \times (1 - \eta) \quad , \text{ т/год (3.1.2)}$$

Наименование параметра	Значение параметра	Единица измерения
------------------------	--------------------	-------------------

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №
---------------	--------------	--------------

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Весовая доля пылевой фракции в материале для глины, k1 (табл. 3.1.1)	0,05	доля по весу
Доля пыли (от всей массы пыли), переходящая в аэрозоль, k2 (табл. 3.1.1)	0,02	доля по весу
Среднегодовая скорость ветра для валового выброса согласно п.2.6	3,4	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,2	-
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5% для максимальных разовых выбросов согласно п.2.6	7	м/с
Коэффициент, учитывающий местные метеоусловия, k3 (табл. 3.1.2)	1,4	-
Коэффициент, учитывающий местные условия степень защищенности узла от внешних воздействий, k4 (табл. 3.1.3)	1	-
Влажность материала	18	%
Коэффициент, учитывающий влажность материала, k5 (табл. 3.1.4)	0,01	-
Коэффициент, учитывающий крупность материала, k7 (табл. 3.1.5)	0,5	-
Поправочный коэффициент для различных материалов в зависимости от типа грейфера k8 (таблица 3.1.6)	1	-
Высота падения материала	0,5	м
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала, В' (табл. 3.1.7)	0,4	-
Производительность узла пересыпки (Гчас)	467,9	т/час
Суммарное количество перерабатываемого материала в течение года (Ггод)	5147,388	т
Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, η	0,5	-
Плотность глины	2,7	т/м ³
Расход грунта в объеме	1906,44	м ³

$$M_{\text{сек}} = [(0,05 \times 0,02 \times 1,4 \times 1 \times 0,01 \times 0,5 \times 1 \times 0,4 \times 467,9 \times 10^6) / 3600] \times (1 - 0,5) = 0,1820 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{год}} = (0,05 \times 0,02 \times 1,2 \times 1 \times 0,01 \times 0,5 \times 1 \times 0,4 \times 5147,388) \times (1 - 0,5) = 0,0062 \text{ т/год}$$

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

83

Итого по источнику загрязнения N 6010, Пыление при работе бульдозеров

Код ЗВ	Наименование вещества	Выбросы	
		г/с	т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (SiO ₂) 70-20%	0,1820	0,0062

5.5 Проведение расчетов и определение предложений нормативов НДВ

Расчеты величин концентраций вредных веществ, в приземном слое атмосферы на период реконструкции объекта, метеорологические характеристики, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосфере, карта-схема с расположением зданий и источников загрязнения атмосферы; ситуационный план местности; нормативы НДВ для всех ингредиентов, загрязняющих атмосферу; сроки их достижения и другие разделы, соответствующие требуемому объему тома НДВ выполнены с использованием программы «ЭРА», версия v3.

Программа рекомендована Главной геофизической обсерваторией им. А.И. Войекова для расчетов рассеивания вредных веществ, согласована и утверждена Министерством охраны окружающей среды РК.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 5.6.1.

Таблица 5.5.1 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	+26.9
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-22.9
Среднегодовая роза ветров, %	
С	7.0
СВ	6.0
В	8.0
ЮВ	7.0
Ю	9.0

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ЮЗ	29.0
З	20.0
СЗ	15.0
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	7

На период реконструкции. Согласно письму № 06-17/64 от 28.02.2018 года филиала РГП «Казгидромет» по Павлодарской области в Экибастузском районе нет постов наблюдений, в связи, с чем не проводится мониторинг атмосферного воздуха вышеуказанном районе. Копия письма прилагается в приложении Д.

Ближайшие жилые зоны г.Экибстуз расположен в южном направлении на расстоянии 15 км, п.Шидерты в западном направлении на расстоянии 60 км от перехода МН «Павлодар-Шымкент».

Санитарный разрыв от городов и поселков для МН «Павлодар-Шымкент» диаметром 820 мм составляет 150 м. Поэтому расчет рассеивания производился только по расчетному прямоугольнику и по границе санитарного разрыва.

Размеры расчетного прямоугольника для промплощадки выбраны 1500 x 1500 м, исходя из условий кратности высот источников выброса и характера размещения изолиний, шаг сетки принят 150 м.

Неблагоприятные направления ветра (град) и скорость ветра (м/с) определены в каждом узле поиска. При этом определялись наибольшие концентрации вредных веществ в расчетных точках (узлах сетки) на местности и вклады отдельных источников в максимальную концентрацию вредных веществ, содержащихся в выбросах на период строительства объекта.

К веществам, включенным в расчет рассеивания на период реконструкции в соответствии Приложению №12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-ө «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», согласно таблице 5.5.2 в приложении А, относятся:

На границе санитарного разрыва - 150 м достигается концентрация:

- 0304 Азот (II) оксид $C_m < 0.05$ ПДК;
- 0328 Углерод $C_m < 0.05$ ПДК;
- 0337 Углерод оксид 0.057481 ПДК;
- 0616 Диметилбензол 0.0814 ПДК;
- 0621 Метилбензол 0.001939 ПДК;
- 0703 Бенз/а/пирен $C_m < 0.05$ ПДК;
- 1210 Бутилацетат 0.009237 ПДК;
- 1325 Формальдегид $C_m < 0.05$ ПДК;
- 1401 Пропан-2-он 0.062323 ПДК;
- 2752 Уайт-спирит 0.055680 ПДК;
- 2754 Алканы C12-19 C12-19 0.058562 ПДК;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №					Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС	

- 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 0.018691 ПДК;
- группа суммации _07 (0301 Азота (IV) диоксид + 0330 Серы диоксид) 0.046430 ПДК;

Сводная таблица результатов расчетов на период реконструкции объекта приведены в таблице 5.5.3 в приложении А.

По результатам расчета, проведенного на период реконструкции объекта, на границе санитарного разрыва ни одно из загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух, не превышает концентрацию 0,1 ПДК.

Расчет уровня загрязнения атмосферы выполнен в соответствии Приложению №12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-ө «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Характер распределения загрязнений на участке в период реконструкции показан в приложении Ж в виде карт изолиний концентраций загрязняющих веществ.

5.6 Предложения по нормативам НДВ

Составлен перечень загрязняющих веществ для каждого источника загрязнения на период реконструкции, выбросы которых (г/сек, т/год) предложены в качестве нормативов НДВ.

Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ являются: максимальные разовые предельно допустимые концентрации (ПДК м.р.) каждого загрязняющего вещества в воздухе населенных пунктов, а также в официальных изменениях и дополнениях к ним. При этом требуется выполнение соотношения:

$$C/ПДК \leq 1$$

где: С - расчетная концентрация вредного вещества в приземном слое атмосферы от всех источников.

Расчеты С должны проводиться для разовых концентраций, осредненных за 20-30 мин.

Для веществ, по которым, установлены только среднесуточные ПДК (ПДК с.с.), используется приближенное соотношение между максимальными значениями разовых и среднегодовых концентраций и требуется, чтобы

$$0.1C \leq ПДК$$

При отсутствии нормативов ПДК вместо них используются значения ориентировочно безопасных уровней загрязнения воздуха (ОБУВ), их значения принимаются как максимально разовые ПДК.

Приведенные выше расчеты являются основой для установления нормативов выбросов загрязняющих веществ на период реконструкции.

Нормативы НДВ временных выбросов на период реконструкции приведены в таблице 5.6.1.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Таблица 5.6.1 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию на период реконструкции

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника выб- роса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ					год дос- тиже ния НДВ
		на период реконструкции 2023 год (июнь-август)		Н Д В			
		г/с	т/год	г/с	т/год		
Код и наименование загрязняющего вещества	1	2	3	4	5	6	7
(0123) Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (274)							
<i>Неорганизованные источники</i>							
Сварочные работы	6002	0.00386	0.0032839	0.00386	0.0032839	2023	
Итого:		0.00386	0.0032839	0.00386	0.0032839	2023	
Всего по ЗВ		0.00386	0.0032839	0.00386	0.0032839	2023	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (327)							
<i>Неорганизованные источники</i>							
Сварочные работы	6002	0.000481	0.00028478	0.000481	0.00028478	2023	
Итого:		0.000481	0.00028478	0.000481	0.00028478	2023	
Всего по ЗВ		0.000481	0.00028478	0.000481	0.00028478	2023	
Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)							
<i>Неорганизованные источники</i>							
Медницкие работы	6004	0.0000066	0.00000048	0.0000066	0.00000048	2023	
Итого:		0.0000066	0.00000048	0.0000066	0.00000048	2023	
Всего по ЗВ		0.0000066	0.00000048	0.0000066	0.00000048	2023	
0184, Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/							
<i>Неорганизованные источники</i>							
Медницкие работы	6004	0.0000125	0.000001	0.0000125	0.000001	2023	
Итого:		0.0000125	0.000001	0.0000125	0.000001	2023	
Всего по ЗВ		0.0000125	0.000001	0.0000125	0.000001	2023	
(0301) Азота (IV) диоксид (4)							
<i>Организованные источники</i>							
Выхлопная труба ДЭС	0001	0.05493333	0.005426944	0.05493333	0.005426944	2023	
Выхлопная труба ДЭС	0002	0.08533333	0.05165056	0.08533333	0.05165056	2023	
Итого:		0.14026666	0.057077504	0.14026666	0.057077504	2023	
<i>Неорганизованные источники</i>							
Сварочные работы	6002	0.00333	0.0006161	0.00333	0.0006161	2023	

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

87

Итого:		0.00333	0.0006161	0.00333	0.0006161	2023
Всего по ЗВ		0.14359666 6	0.057693604	0.14359666 6	0.057693604	2023

(0304) Азот (II) оксид (6)*Организованные источники*

Выхлопная труба ДЭС	0001	0.00892666 7	0.000881878	0.00892666 7	0.000881878	2023
Выхлопная труба ДЭС	0002	0.01386666 7	0.008393216	0.01386666 7	0.008393216	2023
Итого:		0.02279333 4	0.009275094	0.02279333 4	0.009275094	2023

Неорганизованные источники

Сварочные работы	6002	0.000542	0.00010011	0.000542	0.00010011	2023
Итого:		0.000542	0.00010011	0.000542	0.00010011	2023
Всего по ЗВ		0.02333533 4	0.009375204	0.02333533 4	0.009375204	2023

(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)*Организованные источники*

Выхлопная труба ДЭС	0001	0.00333333 3	0.000338056	0.00333333 3	0.000338056	2023
Выхлопная труба ДЭС	0002	0.00396833 3	0.002305834	0.00396833 3	0.002305834	2023
Итого:		0.00730166 6	0.00264389	0.00730166 6	0.00264389	2023
Всего по ЗВ		0.00730166 6	0.00264389	0.00730166 6	0.00264389	2023

(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)*Организованные источники*

Выхлопная труба ДЭС	0001	0.01833333 3	0.0017748	0.01833333 3	0.0017748	2023
Выхлопная труба ДЭС	0002	0.03333333 3	0.020176	0.03333333 3	0.020176	2023
Итого:		0.05166666 6	0.0219508	0.05166666 6	0.0219508	2023
Всего по ЗВ		0.05166666 6	0.0219508	0.05166666 6	0.0219508	2023

(0337) Углерод оксид (584)*Организованные источники*

Выхлопная труба ДЭС	0001	0.06	0.005916	0.06	0.005916	2023
Выхлопная труба ДЭС	0002	0.08611111 1	0.0524576	0.08611111 1	0.0524576	2023
Итого:		0.14611111 1	0.0583736	0.14611111 1	0.0583736	2023

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

88

Неорганизованные источники

Сварочные работы	6002	0.003694	0.004003	0.003694	0.004003	2023
Итого:		0.003694	0.004003	0.003694	0.004003	2023
Всего по ЗВ		0.14980511 1	0.0623766	0.14980511 1	0.0623766	2023

(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на(617)*Неорганизованные источники*

Сварочные работы	6002	0.0002583	0.00022893	0.0002583	0.00022893	2023
Итого:		0.0002583	0.00022893	0.0002583	0.00022893	2023
Всего по ЗВ		0.0002583	0.00022893	0.0002583	0.00022893	2023

0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия(615)*Неорганизованные источники*

Сварочные работы	6002	0.000917	0.00097	0.000917	0.00097	2023
Итого:		0.000917	0.00097	0.000917	0.00097	2023
Всего по ЗВ		0.000917	0.00097	0.000917	0.00097	2023

(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)*Неорганизованные источники*

Покрасочные работы	6003	0.4402	0.061024	0.4402	0.061024	2023
Итого:		0.4402	0.061024	0.4402	0.061024	2023
Всего по ЗВ		0.4402	0.061024	0.4402	0.061024	2023

(0621) Метилбензол (349)*Неорганизованные источники*

Покрасочные работы	6003	0.30248	0.0592236	0.30248	0.0592236	2023
Итого:		0.30248	0.0592236	0.30248	0.0592236	2023
Всего по ЗВ		0.30248	0.0592236	0.30248	0.0592236	2023

(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)*Организованные источники*

Выхлопная труба ДЭС	0001	0.00000006 2	0.000000008	0.00000006 2	0.000000008	2023
Выхлопная труба ДЭС	0002	0.00000009 5	0.000000081	0.00000009 5	0.000000081	2023
Итого:		0.00000015 7	0.000000089	0.00000015 7	0.000000089	2023
Всего по ЗВ		0.00000015 7	0.000000089	0.00000015 7	0.000000089	2023

(1210) Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)*Неорганизованные источники*

Покрасочные работы	6003	0.08891	0.02186037	0.08891	0.02186037	2023
Итого:		0.08891	0.02186037	0.08891	0.02186037	2023
Всего по ЗВ		0.08891	0.02186037	0.08891	0.02186037	2023

(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)*Организованные источники*

Выхлопная труба	0001	0.00071433	0.000067612	0.00071433	0.000067612	2023
-----------------	------	------------	-------------	------------	-------------	------

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

89

ДЭС		3		3		
Выхлопная труба	0002	0.0009525	0.000576469	0.0009525	0.000576469	2023
ДЭС						
Итого:		0.00166683	0.000644081	0.00166683	0.000644081	2023
		3		3		
Всего по ЗВ		0.00166683	0.000644081	0.00166683	0.000644081	2023
		3		3		

(1401) Пропан-2-он (470)*Неорганизованные источники*

Покрасочные работы	6003	0.17754	0.04222246	0.17754	0.04222246	2023
Итого:		0.17754	0.04222246	0.17754	0.04222246	2023
Всего по ЗВ		0.17754	0.04222246	0.17754	0.04222246	2023

(2752) Уайт-спирит (1294*)*Неорганизованные источники*

Покрасочные работы	6003	0.453188	0.042168	0.453188	0.042168	2023
Итого:		0.453188	0.042168	0.453188	0.042168	2023
Всего по ЗВ		0.453188	0.042168	0.453188	0.042168	2023

(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)*Организованные источники*

Выхлопная труба	0001	0.01714283	0.001690284	0.01714283	0.001690284	2023
ДЭС		3		3		
Выхлопная труба	0002	0.02301583	0.013834966	0.02301583	0.013834966	2023
ДЭС		3		3		
Итого:		0.04015866	0.01552525	0.04015866	0.01552525	2023
		6		6		

Неорганизованные источники

Испарения от битума	6008	0.0049	0.00011	0.0049	0.00011	2023
Итого:		0.0049	0.00011	0.0049	0.00011	2023
Всего по ЗВ		0.04505866	0.01563525	0.04505866	0.01563525	2023
		6		6		

(2902) Взвешенные частицы (116)*Неорганизованные источники*

Станок сверлильный	6005	0.0014	0.000001	0.0014	0.000001	2023
Итого:		0.0014	0.000001	0.0014	0.000001	2023
Всего по ЗВ		0.0014	0.000001	0.0014	0.000001	2023

(2908) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот),(494)*Неорганизованные источники*

Сварочные работы	6002	0.000389	0.000417	0.000389	0.000417	2023
Пыление при разгрузке песка	6007	0.000002	0.00002	0.000002	0.00002	2023
Пыление при работе экскаваторов	6009	0.0494	0.0061	0.0494	0.0061	2023
Пыление при работе	6010	0.182	0.0062	0.182	0.0062	2023

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

90

бульдозеров						
Итого:		0.231791	0.012737	0.231791	0.012737	2023
Всего по ЗВ		0.231791	0.012737	0.231791	0.012737	2023
(2909) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20						
<i>Неорганизованные источники</i>						
Пыление при разгрузке щебня	6006	0.0000015	0.00006	0.0000015	0.00006	2023
Итого:		0.0000015	0.00006	0.0000015	0.00006	2023
Всего по ЗВ		0.0000015	0.00006	0.0000015	0.00006	2023
Всего по объекту:		2.12347699	0.414385038	2.12347699	0.414385038	2023
Из них:		9		9		
Итого по организованным источникам:		0.40996509	0.165490308	0.40996509	0.165490308	2023
		9		9		
Итого по неорганизованным источникам:		1.7135119	0.24889473	1.7135119	0.24889473	2023

5.7 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

При проведении реконструируемых работ происходит загрязнение атмосферы. В целом, ожидаемое повышение уровня атмосферных выбросов можно считать приемлемым.

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ, т.е.:

- своевременное и качественное обслуживание техники;
- сокращение сроков строительства и снижение времени работы строительной техники и транспорта за счет принятых проектных решений;
- сокращение до минимума работы двигателей транспортных средств на холостом ходу;
- исключение бессистемного движения транспорта за счет использования подъездных дорог;
- правильный выбор вида топлива, типа двигателя и режима его работы и нагрузки;
- использование пылеподавляющих средств, поливомоечных машин, непрерывное обеспыливание водой участков строительных работ, где это необходимо.
- квалификация персонала;
- культура производства.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

5.8 Мероприятия по регулированию выбросов в период 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.

При получении о неблагоприятных метеоусловиях (НМУ) необходимо принять меры по кратковременному (на период НМУ) сокращению выбросов. В зависимости от метеорологических условий, способствующих возникновению опасного уровня загрязнения атмосферного воздуха, на предприятие передаются предупреждения по трем категориям опасности уровней загрязнения, в соответствии с которыми вводится три режима работы предприятия.

Предупреждения о повышении уровня загрязнения воздуха в связи с ожидаемыми неблагоприятными метеорологическими условиями составляются в прогностических подразделениях органов Казгидромета.

По каждому режиму предусмотрено снижение нагрузки для обеспечения снижения выбросов относительно максимально возможных выбросов предприятия.

При первом (I) режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы примерно на 15-20%. Для этого предлагается выполнение ряда мероприятий организационно-технического характера.

При втором (II) режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 20-40%. Эти мероприятия включают в себя все меры, разработанные для I-го режима, а также предусматривают снижение производительности производственного оборудования, производственных процессов и прекращение операций, связанных со значительными выделениями загрязняющих веществ в атмосферу.

При третьем (III) режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, в крайнем случае, остановка отдельных участков. Мероприятия III-го режима включают в себя все мероприятия, разработанные для I-го и II-го режимов, а также по временной остановке части производственного оборудования и отдельных технологических процессов.

Для веществ, выбросы которых не создают максимальные приземные концентрации (на границе СЗЗ или ближайшей жилой застройки) более 0,1 ПДК, мероприятия по регулированию выбросов не разрабатываются.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

6 Оценка неизбежного ущерба наносимого окружающей среде

Введение платного природопользования в Республике Казахстан создало определенную стоимостную базу для проведения предварительных расчетов платежей за загрязнение окружающей среды.

В данной главе рассмотрены виды компенсации ущербов за нарушение и загрязнение природной среды, т.е. такие природоохранные платежи, как плата за выбросы, сбросы и размещение отходов, которые могут рассматриваться как форма компенсации за ухудшение состояния среды и, соответственно, как стоимостное выражение ущерба, пропорциональное интенсивности оказываемого воздействия.

Согласно Экологическому Кодексу Республики Казахстан уполномоченными органами охраны окружающей среды устанавливаются лимиты выбросов, сбросов, размещение отходов в окружающей природной среде с учетом экологической обстановки в регионе, видов используемого сырья, технического уровня, применяемого природоохранного оборудования, проектных показателей и особенностей технологического режима работы предприятия, а также уровня фоновое загрязнение окружающей среды. Лимиты на природопользование - предельные объемы природных ресурсов, выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, размещение отходов производства, которые устанавливаются для предприятий-природопользователей на определенный срок.

Платежи с предприятий взимаются как за установленные лимиты выбросов, сбросов, размещение отходов загрязняющих веществ, так и за их превышение. Плата за выбросы загрязняющих веществ по соблюдению установленных лимитов рассматривается как плата за использование природного ресурса (способности природной среды к нейтрализации вредных веществ). Этот вид платежей можно отнести к регулярным природоохранным платежам, которые устанавливаются на стадии проектирования.

За выбросы, сбросы, размещение отходов сверх устанавливаемых лимитов предъявляются сверхлимитные платежи. Плата за сверхнормативные выбросы, сбросы, размещение отходов применяется в случаях невыполнения предприятиями обязательств по соблюдению согласованных лимитов выбросов, сбросов, размещения отходов на основе натурных замеров. Величина платежей за превышение лимитов загрязняющих веществ определяется в кратном размере по отношению к нормативу платы за допустимое загрязнение среды.

Таким образом, лимиты, как система экологических ограничений, экономическим путем побуждают природопользователя к бережному отношению к природной среде, сокращению отходов, уменьшению выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, переходу к малоотходным и ресурсосберегающим технологиям. Поэтому понятно, что лимиты выполняют не только экономические, но и природоохранные функции. Ниже приведены предварительные расчеты объемов загрязняющих веществ.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Согласно Экологическому Кодексу Республики Казахстан для каждого предприятия уполномоченными органами охраны окружающей среды устанавливаются лимиты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на основе нормативов НДВ.

6.1 Определение лимитированного выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Для предприятия устанавливаются лимиты природопользования с учетом экологической обстановки в регионе, видов используемого сырья, технического уровня, применяемого природоохранного оборудования, проектных показателей и особенностей технологического режима работы предприятия. Платежи взимаются как за установленные лимиты выбросов загрязняющих веществ, так и за их превышение. Плата за выбросы загрязняющих веществ в пределах установленных лимитов рассматривается как плата за использование природного ресурса (способности природной среды к нейтрализации вредных веществ), а сверх устанавливаемых лимитов применяется в случаях невыполнения предприятиями обязательств по соблюдению согласованных лимитов выбросов загрязняющих веществ. Величина платежей за превышение лимитов загрязняющих веществ определяется в кратном размере по отношению к нормативу платы за допустимое загрязнение среды.

Согласно статьям 576, 577 Налогового кодекса Республики Казахстан сумма платы исчисляется плательщиками исходя из фактических объемов эмиссий в окружающую среду и установленных ставок платы.

Плата за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу зависит от МРП и ставок платы, устанавливаемых ежегодно по решению областного маслихата.

Ставки платы за эмиссии в окружающую среду по Павлодарской области приняты согласно решению маслихата Павлодарской области от 14 июня 2019 года № 350/31 «О ставках платы за эмиссии в окружающую среду по Павлодарской области».

Размер месячного расчетного показателя устанавливается законом о республиканском бюджете. МРП на 2023 год составит 3201 тенге.

Расчет платы для автотранспорта приводится на основании расхода дизельного топлива и бензина.

Определение платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух и передвижных источников на период реконструкции приведены в таблице 6.1.1.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 6.1.1 - Платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух и передвижных источников на период реконструкции

На период реконструкции объекта 2023 год					
№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Выброс вещества т/год	Ставки платы за 1 тонну (МРП)	В тенге	Итого по веществу, тенге
1	2	3	4	5	6
Атмосферный воздух					
1	Железо (II, III) оксиды	0.0032839	30	96 030	315
2	Свинец и его неорганические соединения	0.000001	3 986	12 759 186	13
3	Азота (IV) диоксид	0.057693604	20	64 020	3 694
4	Азот (II) оксид	0.009375204	20	64 020	600
5	Углерод (Сажа)	0.00264389	24	76 824	203
6	Сера диоксид	0.0219508	20	64 020	1 405
7	Углерод оксид	0.0623766	0,32	1 024,32	64
8	Бенз/а/пирен	0.000000089	996,6	3 190 116,6	0.3
9	Формальдегид	0.000644081	332	1 062 732	684
10	Алканы C12-19	0.01563525	0,32	1 024,32	16
11	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.012737	10	32 010	408
12	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20	0.00006	10	32 010	2
Всего:					7 404
Атмосферный воздух от передвижных источников					
13	Для бензина	5.401	0,66	2 112,66	11 410
14	Для дизельного топлива	16.517	0,9	2 880,9	47 584
Всего:					58 994
ИТОГО:					66 398

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

95

7 Санитарно-защитная зона

В соответствии СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК № 237 от 20.03.2015 г., производственные объекты с технологическими процессами, являющимися источниками негативного воздействия на среду обитания и здоровье человека, должны иметь санитарно – защитную зону. Размер нормативной СЗЗ принимается согласно производственной классификации объектов, устанавливающей минимальные размеры санитарно-защитных зон.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) – это территория, расположенная между источниками загрязнения окружающей среды и ближайшим жилым районом или другим местом проживания людей.

СЗЗ предназначена для того, чтобы в комплексе с санитарно-техническими мероприятиями защитить население и окружающую среду от неблагоприятного воздействия атмосферных выбросов, электромагнитного излучения, шума, вибрации и других факторов, которые на внешней границе санитарно-защитной зоны не должны превышать гигиенических нормативов, установленных для населенных мест.

Ширина санитарно-защитной зоны зависит от характера и мощности источника загрязнения, господствующего направления ветров (розы ветров) наличия газоочистных, пылеулавливающих, противошумных и других защитных мероприятий.

Санитарно-защитная зона является обязательным элементом любого объекта, который является источником воздействия на среду обитания и здоровье человека. Использование площадей СЗЗ осуществляется с учетом ограничений, установленных действующим законодательством и соответствующими нормами, и правилами. Санитарно-защитная зона утверждается в установленном порядке в соответствии с законодательством Республики Казахстан при наличии санитарно-эпидемиологического заключения о соответствии санитарным нормам и правилам.

Согласно Таблице 1 «Минимальные СЗЗ и СР от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти» Приложению 6 к санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237 для магистрального нефтепровода «Павлодар-Шымкент» диаметром 820 мм санитарный разрыв от городов и поселков составляет 150 м, от гидротехнических сооружений 300 м.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

8 Физические воздействия проектируемого объекта

Физические факторы – вредные воздействия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

8.1 Источники возможных физических воздействий на окружающую среду

Шум и вибрация. Одной из форм вредного физического воздействия на окружающую природную среду является шумовое воздействие. Под шумом понимается беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Шумы по характеру спектра делятся на широкополосные с равномерным и непрерывным распределением звуковой энергии по всему спектру и тональный, если в звуковом спектре имеются легко различимые дискретные тона.

По величине частот (f) шумы делятся:

- на низкочастотные, если $f < 400$ Гц;
- на среднечастотные, если $500 < f < 1000$ Гц;
- на высокочастотные, если $f > 1000$ Гц.

От различного рода шума в настоящее время страдают многие жители городов, поселков, в том числе временных, находящихся вблизи промышленных объектов и на осваиваемых территориях. Для многих людей шум является причиной нервных расстройств, нарушения сна, головных болей, повышения кровяного давления, нарушения и потери слуха. Заболевание слухового аппарата может наступить при непрерывном шуме свыше 100 дБ. Поэтому оценка воздействия звукового давления на персонал, работающий на промышленных площадках и в быту, имеют важное экологическое и медико-профилактическое значение.

Источниками шума и вибрации являются дизельные двигатели, электромоторы, печи, насосы.

На период демонтажных работ. Технологические процессы при демонтаже объекта являются источником интенсивного шума, который может отрицательно действовать на человека. Главным источником шума в период демонтажных работ является работа строительной техники. В соответствии с Межгосударственными строительными нормами «Защита от шума» МСН 2.04-03-2005, Астана, 2007 (таблица 1, п. 4), допустимый максимальный уровень звукового давления для помещений с постоянными рабочими местами производственных предприятий - 95 дБ (А). Интенсивность внешнего шума

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

строительных машин и механизмов зависит от типа рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы до жилой застройки.

Шум, образующийся в ходе строительства носит временный и локальный характер. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» установлены нормы уровня шума ПДУ 70-80 дБА. Зоны с уровнем шума выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности. Для обеспечения допустимых уровней шума планом строительных работ должно исключаться выполнение работ в ночное время.

Для звукоизоляции двигателей дорожных машин следует применять защитные кожухи и капоты с многослойными покрытиями из резины, поролона и т.п. За счет применения изоляционных покрытий шум машин можно снизить на 5 дБА. Снижение шума от дорожно-строительных и транспортных машин достигается за счет конструктивного изменения шумообразующих узлов или их звукоизоляции от внешней среды, а также применением технологических процессов с меньшим шумообразованием.

Шумовое воздействие автотранспорта. Внешний шум автомобилей принято измерять в соответствии с ГОСТ 19358-85. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука – 89 дБ(А); грузовые –дизельные автомобили с двигателем мощностью 162 кВт и выше – 91 дБ(А).

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

Борьбу с шумом и вибрацией проводят путем своевременного профилактического ремонта оборудования, подтягивания ослабевших соединений, своевременной смазки вращающихся частей. Общий метод борьбы с вибрацией тяжелых машин – устройство под ними фундаментов, виброизолированных от пола и соседних конструкций.

Для индивидуальной защиты от шума проектом предусмотрено применение противозумных вкладышей, перекрывающих наружный слуховой проход; защитных касок с подшлемниками.

Наличие шумовых источников в период демонтажных работ - в пределах допустимых уровней.

Производственный шум. Нормативные документы устанавливают определенные требования к методам измерений и расчетов интенсивности шума в местах нахождения людей, допустимую интенсивность фактора и зависимость интенсивности от продолжительности воздействия шума. При производственных работах на открытой территории шумовые нагрузки будут зависеть от ряда факторов, включающих и выше названные.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Уровень шума на открытых рабочих площадках будет зависеть от расстояния до работающего агрегата, а также от того, где находится само работающее оборудование – в помещении или вне его, от наличия ограждения, положения места измерения относительно направленного источника шума, метеорологических и других условий.

Технологическое оборудование, предполагаемое к использованию, включает двигатели внутреннего сгорания, как основной источник производимого шума. Силовой агрегат включает дизельный двигатель по мощности сравнимый с двигателями устанавливаемыми на грузовых дизельных автомобилях - 160 кВт и создающий шум до 90 дБ(А).

Вибрация. По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Вибрация представляет собой колебания твердых тел или образующих их частиц. В отличие от звука вибрации воспринимаются различными органами и частями тела. При низкочастотных колебаниях вибрации воспринимаются отолитовым и вестибулярным аппаратом человека, нервными окончаниями кожного покрова, а вибрации высоких частот воспринимаются подобно ультразвуковым колебаниям, вызывая тепловое ощущение. Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечно-сосудистой системы.

Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе строительной техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации; применение средств индивидуальной защиты.

Уровни вибрации при демонтажных работ (в пределах, не превышающих 63 Гц, согласно ГОСТ 12.1.012-90) не могут причинить вреда здоровью человека и негативно отразиться на состоянии фауны.

Основными методами борьбы с вибрациями машин и оборудования являются:

- снижение вибрации воздействием на источник возбуждения (посредством снижения или ликвидации вынуждающих сил);
- отстройка от режима резонанса путем рационального выбора массы и жесткости колеблющейся системы; (либо изменением массы или жесткости системы, либо на стадии проектирования - нового режима);
- динамическое гашение колебаний - (дополнительные реактивные импедансы) - присоединение к защищенному объекту систем, реакции которой уменьшает размах вибрации в точках присоединения системы;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- изменение конструктивных элементов и строительных конструкций (увеличение жесткости системы - введение ребер жесткости);

- виброизоляция - этот способ заключается в уменьшении передачи колебаний от источника возбуждения защищаемому объекту при помощи устройств, помещенных между ними (резиновые, пружинные виброизоляторы).

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе строительной техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации; применение средств индивидуальной защиты.

Физическое воздействие на живые организмы будет умеренным и кратковременным и прекратится по завершению демонтажных работ.

Электромагнитное излучение. На предприятии источниками электромагнитных полей промышленной частоты являются измерительные приборы, устройства защиты и автоматики, соединительные шины и др.

На территории располагаются установки, которые являются источниками электромагнитных излучений. К ним относятся электрооборудование строительных механизмов и автотранспортных средств. Источники высокочастотных электромагнитных излучений на рассматриваемой территории отсутствуют.

На этапе демонтажных работ - в пределах допустимых уровней.

Оценка радиационной обстановки в районе ведения работ. Согласно санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и схоматические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;

- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Углеродородное сырье, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории.

Рабочим проектом на период демонтажных работ не предусматривается использование радиоактивного сырья, которые вызвало бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Проектируемый объем работ не требует проведения каких-либо защитных противорадиационных мероприятий.

На предприятии проводится радиационный контроль в соответствии с планом мероприятий радиационной безопасности производственных объектов, рабочей программой по охране и восстановлению окружающей среды компании и планом работы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
			2611/3/20 – ООС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

9 Оценка воздействия объекта на окружающую среду

В данном разделе дается комплексная экологическая оценка воздействия работ, предусмотренным рабочим проектом согласно Методическим указаниям по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду [18].

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность воздействия.

Для представления результатов оценки воздействия приняты три категории значимости воздействия:

- воздействие низкой значимости – 1-8 баллов;
- воздействие средней значимости – 9-27 баллов;
- воздействие высокой значимости – 28-64 баллов.

Эти категории используются для оценки воздействия рассматриваемых работ по каждому природному ресурсу. Проведенные исследования и наблюдения в процессе реализации рабочего проекта, позволили сделать выводы по поводу воздействия проводимой деятельности на основные компоненты окружающей среды.

Значимость воздействия является по сути комплексной (интегральной) оценкой. Определение значимости воздействия проводится в несколько этапов.

Этап 1. Для определения значимости воздействия на отдельные компоненты природной среды необходимо, использовать таблицы с критериями воздействий (Таблицы 4.3-1, 4.3-2 и 4.3-3 [18]). Балл значимости воздействия определяется по формуле [18].

$$Q_{интегр}^i = Q^t \times Q^s \times Q^i$$

где:

- $Q_{интегр}^i$ - комплексный оценочный балл для рассматриваемого воздействия;
- Q^t - балл временного воздействия на i-й компонент природной среды;
- Q^s - балл пространственного воздействия на i-й компонент природной среды;
- Q^i - балл интенсивности воздействия на i-й компонент природной среды.

Этап 2. Категория значимости определяется интервалом значений в зависимости от балла, полученного при расчете, как показано в таблице 4.3-4 [18].

Инва. № подл.
Подп. и дата
Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2611/3/20 – ООС					

Таблица 9.1 – интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия от реконструкции

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность	
Период реконструкции				
Атмосферный воздух	Ограниченное воздействие (2)	Кратковременное воздействие (1)	Незначительное воздействие (1)	Воздействие низкой значимости (2)
Подземные воды	Ограниченное воздействие (2)	Кратковременное воздействие (1)	Слабое воздействие (2)	Воздействие низкой значимости (4)
Поверхностные воды	Ограниченное воздействие (2)	Кратковременное воздействие (1)	Слабое воздействие (2)	Воздействие низкой значимости (4)
Почва	Ограниченное воздействие (2)	Кратковременное воздействие (1)	Незначительное воздействие (1)	Воздействие низкой значимости (2)
Отходы	Ограниченное воздействие (2)	Кратковременное воздействие (1)	Незначительное воздействие (1)	Воздействие низкой значимости (2)
Растительность	Ограниченное воздействие (2)	Кратковременное воздействие (1)	Незначительное воздействие (1)	Воздействие низкой значимости (2)
Животный мир	Ограниченное воздействие (2)	Кратковременное воздействие (1)	Незначительное воздействие (1)	Воздействие низкой значимости (2)
Физическое воздействие	Ограниченное воздействие (2)	Кратковременное воздействие (1)	Незначительное воздействие (1)	Воздействие низкой значимости (2)
	Результирующая значимость воздействия			Низкая значимость

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Анализируя вышеперечисленные категории воздействия проектируемых работ на окружающую среду, можно сделать общий вывод, что значимость ожидаемого экологического воздействия при реконструкции объекта допустимо принять, как воздействие низкой значимости, при котором изменения в среде кратковременные и обратимые в рамках естественных изменений.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

10 Оценка экологических рисков и рисков для здоровья населения

Классификация аварий на подводных переходах. Аварией на подводном переходе считается событие, связанное с возникновением неконтролируемой утечки транспортируемого продукта в результате неправильных действий персонала, разрушения или повреждения.

В зависимости от расположения дефекта на трубопроводе аварии бывают:

- по основному металлу труб;
- в сварных соединениях (продольный и поперечный швы);
- на запорной арматуре;
- на устройствах трубопровода.

Виды аварий, повреждений и причины, сопутствующие этим ситуациям приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Виды аварий, повреждений и причины

№ п/п	Виды аварий и повреждений	Характер проявления аварии, повреждения	Возможные причины
1.	Свищи (одиночные)	Сквозные локальные повреждения стенок трубопровода, заводских продольных швов на малой площади.	Коррозионный износ трубопровода; накопление коррозионных повреждений в металле трубы; повышенное содержание солей в водоеме, выполняющих роль электролитов.
2.	Свищи (групповые)	Сквозные поражения стенок трубопровода и продольных швов площадью до 5 мм ² .	Дефекты сварочных работ, коррозионные дефекты.
3.	Трещины	Трещины в стенке или сварных швах трубопровода, на переходнике и т.д.	Концентрация напряжений, обусловливаемых дефектами сварных швов, отклонениями геометрического сечения труб выше нормы и т.п.
4.	Разрывы	Разрывы по целому металлу, кольцевому монтажному шву, околошовной зоне заводского продольного (спирального) шва и т.д., сопровождающиеся деформацией разорванных кромок.	Неблагоприятный режим эксплуатации (резкое повышение давления); низкое качество сварных швов (поры, неметаллические включения, непровары, подрезы сварных швов); расслоение металла; макро и микротрещины, возникающие от задигов,

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

			вмятин, царапин и т.п.
5.	Изломы	Вскрытие, разрушение трубы, деформация.	Попадание в полость подводного трубопровода воздуха, деформация береговой линии, вызванная изменениями прочностных свойств грунтов в период строительства, землетрясениями, наводнениями, оползнями.
6.	Пробоины	Нарушение герметичности трубы.	Воздействие волокуш, якорей; действие сторонних организаций; действие физических лиц.
7.	Повреждения	Различные по происхождению гофры, вмятины, каверны, царапины, забоины, непровары, поры, неоднородность металла, отклонения выше нормы геометрического сечения труб, размыв ложа трубопровода	Дефекты стенки магистральных трубопроводов, возникновение на стадии строительства и изготовления: деформация руслового процесса.
8.		Вибрация трубопровода на провисшем участке, возникновение усталостных явлений в материале трубы из-за циклически изменяющихся нагрузок.	Воздействие гидродинамической силы.
9.		Местная эрозия.	Взаимодействие трубопровода с окружающей средой.
10.		Нарушение устойчивости земляных масс в береговой зоне.	Деформация береговой зоны, вызываемая изменениями прочностных свойств грунтов в период строительства.

Организация ликвидации аварий на подводных переходах

Способы обнаружения аварий на подводных переходах подразделяются на:

- визуальные (по выходу перекачиваемого продукта на поверхность водоема); обнаруживаются при контрольном обходе специальными патрульными группами, работниками других служб трубопровода или посторонними лицами;

Инов. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инов. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- косвенные (по изменению технологических параметров перекачки - падению давления, снижению производительности и т.п.).

АВР включают следующие этапы работ: поиск точного места аварии и определение ее характера; сбор, выезд и доставку персонала и технических средств АВР к месту аварии; выполнение работ по локализации и сбору разлившейся нефти и АВР на подводных переходах МН; ликвидацию последствий аварии.

Порядок организации работ по ликвидации аварии и её последствий приведен в таблице 10.2.

Таблица 10.2 - Порядок организации работ по ликвидации аварии и её последствий

№ п/п	Этапы работы	Кем выполняется	Ответственные лица	Примечания
1.	Обнаружение аварии.	Патрульная группа ОАВП, АВП (ЭХЗ, ТМ), бортоператор, работники ПФ ТОО «KMG-Security», ТОО «QazaqSecurity», посторонние лица (очевидцы).	Диспетчер ГДУ тех.уч. № 7	Визуально (по сообщениям); по изменению технологических параметров перекачки
2.	Поиск точного места аварии и определение характера повреждения.	Патрульная группа АВП	Начальник СЭМТ, начальник ОАВП, АВП, старший мастер АВП	
3.	Оповещение должностных лиц о случившейся аварии.	Ответственный за извещение об аварии, АВП	Диспетчер ГДУ тех.уч. № 7	
4.	Оповещение вышестоящих инстанций и организаций в соответствии с планом ликвидации аварий.	Ответственный за извещение об аварии	Главный инженер	После уточненного сообщения патрульной группы
5.	Сбор, выезд и	АВП, УПТР, ЦТТ и	Главный	

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

	персонала с техническими средствами к местам АВР на трубопроводе.	СТ	инженер, начальник СЭМТ; начальник УПТР; начальник ЦТТиСТ; начальник ОАВП, АВП старший мастер АВП	
6.	Выполнение АВР на трубопроводе. Локализация и сбор разлитой нефти.	АВП Специализированные подразделения ПТР (привлекаемые из ПНУ)	Начальник ОАВП, АВП, УПТР	
7.	Ликвидация последствий аварийного загрязнения.	ОАВП, АВП, УПТР, АСС	Начальник ОАВП, АВП, УПТР	
8.	Расследование причин аварий, определение ущерба, оформление документации.	Комиссия по расследованию причин аварии	Главный инженер	

Определение места и характера аварии. После получения сообщения об аварии главный инженер ПНУ организует сбор и выезд патрульной группы для контрольного осмотра подводного перехода и прилегающих участков с целью определения точного места аварии. Патрульная группа, выезжающая на контрольный осмотр должна иметь плав.средства, средства индивидуальной защиты, сигнальные знаки для ограждения места разлива нефтепродукта, необходимый инструмент, инвентарь, материалы и средства связи.

При обнаружении следов выхода нефти на поверхность водоема патрульная группа сообщает диспетчеру ГДУ тех.уч. №7 о месте и характере выхода нефти, отсекает подводный переход путем закрытия задвижек на берегах и ограждает место аварии знаками, запрещающими приближение людей и техники к месту аварии. При угрозе попадания нефти в район транспортных магистралей патрульная группа должна остановить движение по автодорогам, железной дороге и по реке. Также патрульная группа разведывает местность, подъезды к руслу реки, выбирает место для установки боновых заграждений и сбора нефти.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

При наличии ледового покрова и отсутствии ниже створа перехода открытого водного пространства для определения аварийного выхода нефти во льду параллельно створу перехода ниже по течению пробуриваются лунки с интервалом 5 м.

Минимальное расстояние L от пробуриваемых лунок до створа перехода определяется расчетом с учетом скорости всплытия нефти, глубины и скорости течения реки из соотношения:

$$L = V_{\text{теч}} \cdot h / V_{\text{min}}$$

где $V_{\text{теч}}$ - скорость течения, м/с; h - глубина водоема в месте повреждения трубопровода, м; V_{min} - минимальная скорость всплытия нефти в воде, м/с.

Минимальная скорость всплытия нефтяных частиц определяется по уравнению Стокса:

$$V_{\text{min}} = \frac{q}{18 m} d^2 (p_1 - p_2)$$

где q - ускорение свободного падения, м/с²; m - динамический коэффициент вязкости воды, кг/(м×с); d^2 - диаметр частиц нефти, по данным ГГИ 0,003 - 0,005 м; p_1, p_2 - плотность соответственно воды и нефти, кг/м³.

Точное место повреждения трубопровода и его характер определяются визуальным осмотром водолазом после прибытия водолазной станции и вспомогательных технических средств.

Работы по ликвидации аварии и ее последствий на подводных переходах МН производятся в соответствии с планом ликвидации аварий и учетом конкретной создавшейся обстановки.

Локализация нефти на водной поверхности. После обнаружения места аварии приступают к её локализации.

Процесс локализации нефтяного разлива предусматривает: ограничение движения нефтяного пятна к береговым зонам базирования хозяйственных объектов, населенных пунктов и локализацию нефтяного пятна в месте, удобном для последующего сбора и транспортировки собранной нефти.

Для борьбы против распространения нефти наиболее часто используют заграждения. Для повышения эффективности заграждений они должны иметь следующие качества: следовать движению поверхности воды; смещаться в сторону течения; не допускать подныривания нефти и ее перелива через них; сопротивляться силам потока воды и ветра; выдерживать химическое воздействие нефти и перепада температур; быть удобными для хранения и легкими для транспортировки; быть надежными в эксплуатации.

Характер местности и скорость течения позволяют в каждом конкретном случае выбрать вид заграждения: расположенное на поверхности, оно позволит ограничить образование загрязняющей пленки нефти, собрать ее, сместить в область более спокойного течения, к месту сбора у берега и ускорить очистку.

Существуют плавающие, локализующие и импровизированные заграждения.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Плавающие заграждения, как правило, бывают гибкими. Их различают по виду, размеру и конструкции. Они делятся на два типа: «барьер» или «занавес».

Заграждения типа «барьер» состоят из жесткого или полужесткого экрана, удерживаемого на поверхности воды с помощью плавающих поплавков. Для задержания нефти, прошедшей через барьер, ниже по течению целесообразно устраивать фильтр из двух рядов проволочной сетки с ячейками 10x10 или 15x5 см, которые заполняют соломой, камышом. Можно применять сетчатые рукава, заполненные сорбентом.

Заграждения типа «занавес» могут быть из пенопластовых поплавков, заключенных в водонепроницаемую оболочку, или надувного типа, к которым крепят юбку из мягкого материала, загруженного в нижней части балластом из цепей, рукавов или труб с песком (водой).

Варианты расстановки боновых заграждений (рис.2) выбираются в зависимости от конкретных условий с учетом категорий рек и скорости течения реки $v_{т.р.}$. Эффективная работа заграждений зависит от правильности их анкеровки на берегу и воде.

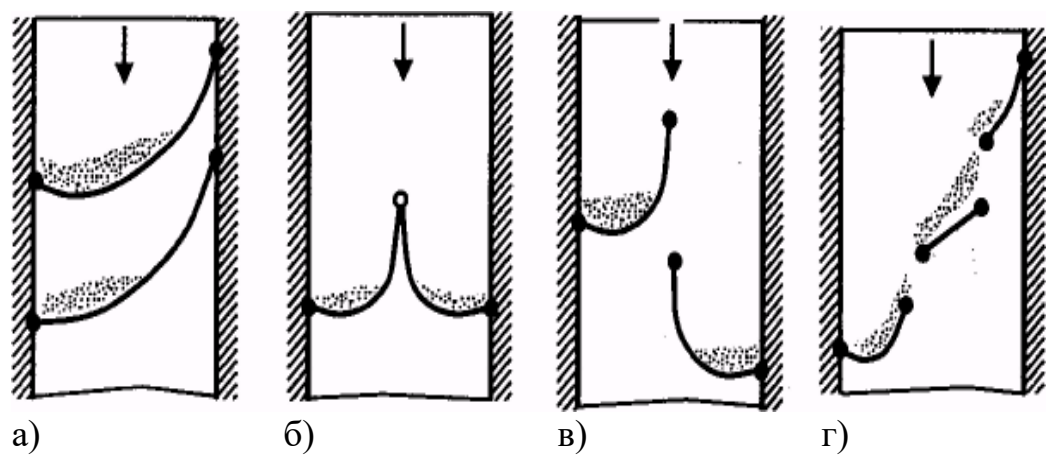


Рис. 2 - Варианты расстановки боновых заграждений:
 а – сплошное заграждение на несудоходных реках с $v_{т.р.} < 1,0$ м/с;
 б – стропильное заграждение на несудоходных реках с $V_{т.р.} < 1,0$ м/с;
 в - схема «Колос» на судоходных реках с $V_{т.р.} > 1,0$ м/с;
 г – схема «Каскад» на судоходных реках с $V_{т.р.} > 1,0$ м/с.

На малых, несудоходных реках может быть предложен вариант полного перекрытия реки, а на больших, особенно, судоходных, реках можно устанавливать разъемные секции небольшой длины, например, по схеме «Колос» или «Каскад». В этом случае анкеровка устраивается на берегу и акватории под водой.

Примыкание заграждений к берегу должно предотвращать поступление или подныривание нефти, для чего на мелкой воде и в прибрежной полосе устраивается траншея глубиной, достаточной для того, чтобы подводная часть заграждения свободно и без загиба опускалась до дна при самых низких

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

горизонтах в период производства работ. Траншея в зоне примыкания заграждения к берегу засыпается соломой, камышом или другими сорбентами.

В качестве импровизированных заграждений используют вещества природного происхождения: сосновую кору, камыш, солому, вылущенные початки кукурузы, опилки, измельченный торф, а также искусственные поглотители (перлит, вермикулит и др.).

Для локализационных работ на реках с большими скоростями применяют металлические боновые заграждения (далее БЗ). Для установки металлических бонов необходимо проводить расчеты удерживающей силы для каждого типа с учетом скорости течения и по ним осуществлять подборку якоря и тросов.

Возможна комбинация металлической рамы и бетонных блоков (камней). В этом случае для увеличения сопротивления сдвигу поверхностные якоря изготавливают с вертикальными ножами, заглубленными в грунт, а их расчет проводят на силу трения металлической площадки о грунт и сопротивление грунта резанию. Кроме того, проверяют на устойчивость от опрокидывания. Установка боновых заграждений перпендикулярно к течению может осуществляться при скорости течения реки до 0,35 м/с. При больших скоростях течения БЗ монтируется под углом к течению.

При ликвидации разливов нефти на реках для улавливания нефти необходимы боны, длина которых позволяет подвести нефть к одному из берегов.

Скорость перемещения нефтяного пятна к берегу обычно не превышает 0,3 м/с. При такой скорости движения нефти к месту ее концентрации исключается риск образования турбулентного истечения нефти под боновым заграждением. Угол установки бонового заграждения А по отношению к направлению течения может быть определен как отношение желаемой скорости перемещения нефтяного пятна V_н, равной 0,30 м/с, к скорости течения реки V_{т.р.} (рис.3):

$$tgA = V_n / V_{т.р.}$$

Скорости ветра и течения - главные параметры, влияющие на работу заграждений. Если заграждение размещают перпендикулярно к течению при скорости свыше 0,3 м/с, происходит проскальзывание капель нефти под заграждением, из-за чего по фронту заграждения (с наружной стороны) образуется пленочное загрязнение. Чтобы снизить это явление, необходимо заграждения размещать под острым углом к линии потока, обеспечивая условие SinA < 0,3/V_{т.р.} В этом случае вектор скорости течения и ветра раскладывается на две составляющие, что снижает нагрузки на боновое заграждение. Угол установки БЗ принимают в зависимости от скорости течения реки:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Скорость течения реки:

М/с.....	< 0,8	0,8-1,2	1,2-1,6	1,6-2,0	<2,0
Угол установки БЗ, А...	30	40	50	60	

70

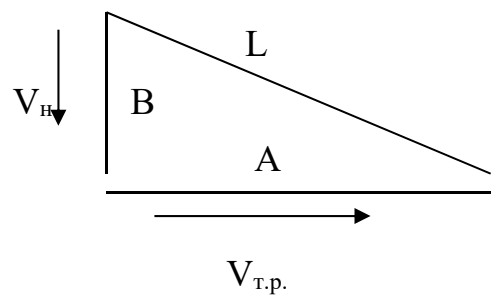


Рис. 3 - Определение угла установки боновых заграждений:

$V_{т.р.}$, V_n – скорость соответственно течения реки и перемещения нефтяного пятна;

A – угол установки бонового заграждения; L – длина бонового заграждения; B – ширина реки.

Длина секций заграждения определяется расчетом при условии, что общее продольное усилие, действующее на БЗ и нефтесборщик (далее НС), не превышало допустимую нагрузку на силовые элементы БЗ. Общее продольное усилие на БЗ определяется из соотношения:

$$P = P_{БЗ} + P_{НС} + P_{БЗ.вет} + P_{НС.вет}$$

где P_t , $P_{нс}$ — усилие от действия течения соответственно на БЗ и НС,

$$P_{т(НС)} = \sin \frac{\gamma f v_{т.р.}^2}{g}$$

здесь γ - плотность воды, равная 1000 кг/ м³; f - площадь подводной части, $f=bh$ (где b и h - соответственно длина и осадка БЗ, м); $V_{т.р.}$ - скорость течения, м/с; g - ускорение свободного падения, м/с²; A - угол между направлениями течения и линией БЗ; $P_{БЗ.вет}$, $P_{НС.вет}$ - ветровая нагрузка соответственно на БЗ и НС:

$$P_{БЗ (НС).вет} = \frac{\gamma f v_{вет}^2 F}{q}$$

здесь γ – скорость ветра, м/с; F – площадь парусности надводной части БЗ или НС, м², $F = Lh$

Длина бонового заграждения : $L = B / \sin A$,

где B – ширина реки (или ширина водной поверхности, которую намерены перекрыть), м; A – угол наклона заграждения.

Кроме того, следует предусмотреть запасное боновое заграждение длиной 100 м и еще примерно 300 м заграждения желательно разместить вдоль берега.

Теоретическую длину выставляемого бонового заграждения можно сократить, используя природные ловушки на водной поверхности (изменение

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

основного направления течения, заводи на поворотах и т. д.). Длина бонового заграждения не должна быть слишком большой: для скорости течения до 1,0 м/с приблизительно 200 м, для скорости течения свыше 1,5 м/с порядка 100 м. Такие длины позволяют уменьшить усилия, которые испытывают боновые заграждения и их якоря после установки. Установка более коротких по длине бонов обеспечивает наилучшую эффективность при сборе разлившейся на воде нефти. На практике обычно используют боны длиной 25, 50, 100 или 200 м.

При разливах малой мощности, когда толщина нефтяной пленки составляет 1 мм и менее, сбор ее становится весьма трудоемким процессом. Механизированные средства сбора нефти малоэффективны, поэтому в подобной ситуации могут стать полезными боновые заграждения сорбирующего типа. В общем случае БЗ сорбирующего типа выполняются в виде проницаемой оболочки из прочной хлопчатобумажной или синтетической ткани редкого плетения, заполненной гидрофобным поглотителем. В качестве подобного поглотителя можно использовать сорбент «СИНТА-ПЭКС» (отходы хлопкоперерабатывающих предприятий). Для повышения надежности работы БЗ и затруднения проскока нефти под оболочкой ограждения на БЗ дополнительно навешиваются нефтепоглощающие маты или проницаемые для водного потока фартуки. Водопроницаемый фартук может быть изготовлен из резины или пластмассы. Во избежание притапливания БЗ (сорбент «СИНТАПЭКС» способен поглощать более 20 кг нефти на 1 кг сорбента при водопоглощении 0,2 кг/кг) внутри БЗ может быть расположен воздушный баллон-поплавок. Нефтеемкость моделей боковых заграждений стабильно поддерживается на уровне 13 - 14 л/кг и лишь после длительного контакта с водой (в течение 2 - 3 сут) нефтеемкость снижается до 11 - 12 л/кг бона. Возможность отжима из сорбента собранной нефти составляет 80 - 87 %, при этом содержание в ней воды не превышает 10 %, т. е. селективность сбора нефти составляет 90 % и выше.

Сбор и утилизация нефти включают следующие технологические операции:

- расстановку нефтесборщиков на воде в соответствии с принятой схемой;
- подсоединение нефтесборщиков к ограждениям;
- монтаж и подсоединение сети энергоснабжения и трубопроводной системы отвода собранной водонефтяной смеси;
- расстановку накопительных емкостей и подсоединение к трубопроводной системе;
- сбор нефти с подачей в накопительные емкости;
- транспортировку собранной водонефтяной смеси к местам утилизации нефти;
- разделение водонефтяной смеси;
- утилизацию нефти и очистку воды до санитарных норм.

Инва. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

В целях устранения возможного подныривания нефти под боновым заграждением сбор нефти необходимо осуществлять по проточной схеме (рис. 4, а, б), т. е. располагать нефтесборщик в одном ряду с заграждением, обеспечивая возможность протекания основной массы водяного потока под нефтесборщиком. При этом производительность нефтесборщика должна быть выше возможного поступления нефти.

В случае, когда производительность нефтесборщика меньше, необходимо устанавливать по проточной схеме в одном ряду БЗ несколько нефтесборщиков или ниже по течению несколько рядов боновых заграждений с нефтесборщиками с таким расчетом, чтобы суммарная производительность нефтесборщиков была равна возможному объему поступающей нефти. Последний ряд БЗ можно устанавливать по замкнутой схеме (кошель) для локализации остаточной нефти (рис. 4, в).

Опыт показывает, что средняя производительность нефтесборщика составляет примерно 1/10 часть его теоретической производительности, т. е. нефтесборщик, расчетная производительность которого равна $100 \text{ м}^3/\text{ч}$, реально сможет собрать $10 \text{ м}^3/\text{ч}$. Эта производительность со временем повышается, например, если за первый 6-часовой рабочий день он собрал 60 м^3 , то на следующий день может собрать 100 м^3 и т. д. Это правило имеет общий характер.

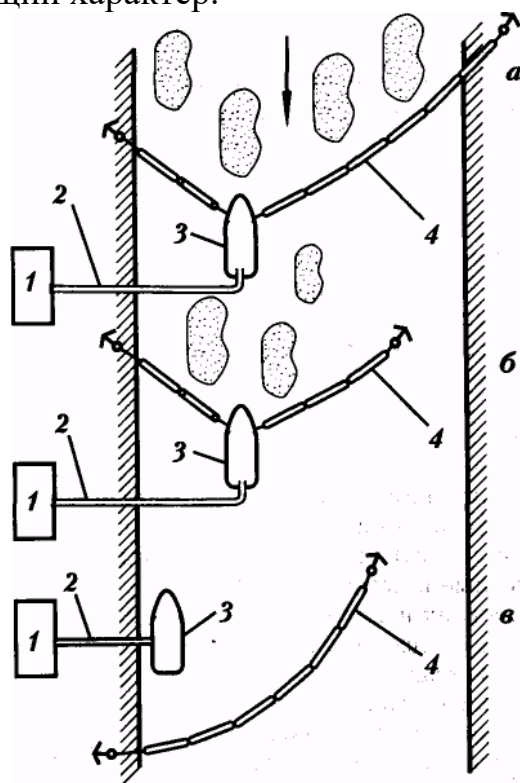


Рис. 4 - Схема установки боновых заграждений и нефтесборщиков в потоке:

- 1 - емкость для сбора нефти;
- 2 - отводящий рукав;
- 3 - нефтесборщик;
- 4 - боновое заграждение.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Необходимо соразмерить число и производительность нефтесборщиков с возможным объемом вылитой нефти: для 100 т вылитой нефти следует предусмотреть нефтесборщик производительностью 100 м³/ч, но с наличием второго (подстраховочного).

В худшем случае, предпочтительнее иметь два нефтесборщика производительностью по 50 м³/ч вместо одного НС на 100 м³/ч. Более точный расчет должен принимать во внимание моментальный объем выливающейся нефти Q, а нефтесборщик(и) должен (должны) собирать по меньшей мере это количество:

$$Q = B t_H V_{т.р.}$$

где B — ширина реки, м; t_H — толщина слоя нефти, м; V_{т.р.} — скорость течения реки, м/с.

После сбора нефти с поверхности воды нефтесборщиками остаточная радужная пленка может удаляться с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или уничтожаются.

Сорбенты также могут быть использованы в качестве самостоятельного средства сбора разлитой нефти в случае отсутствия нефтесборщиков, на малых площадях нефтяного загрязнения, при защите от нефтяного загрязнения прибрежной зоны и береговых сооружений, а также для освобождения поверхности водоема от сплошной пленки нефти в целях сохранения фауны и флоры, при наличии реальной опасности воспламенения нефти, взрыва береговых сооружений и находящихся на воде в аварийной зоне сооружений и транспортных средств. Сорбенты применяются в широком интервале как отрицательных, так и положительных температур.

По общепринятой классификации сорбенты подразделяются на три группы:

- природные неорганические;
- природные органические;
- синтетические.

Очистка берегов. Большие трудности при авариях на подводных переходах возникают при очистке берегов.

При понижении уровня воды в реке разлитая нефть может оказаться на берегу на значительном расстоянии от воды. В этом случае ее смыв к приемному устройству нефтесборщика невозможен. Если позволяют рельеф и прочность грунта, применяют бульдозеры, ковшовые экскаваторы, скреперы и т. д. Сгребая нефть, машины захватывают слой грунта, поэтому для вывоза загрязненного грунта необходимы автомобили повышенной проходимости. Если рельеф местности не позволяет использовать землеройную технику, сбор нефти на расстоянии до 50 - 60 м от места приема производят вакуумными или пневмотранспортными установками.

Укрепленные берега очищают следующим образом. Устраивают плавающее заграждение на расстоянии 1-2 м от берега, а нефть, скопившуюся

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

между камнями, посыпают сорбентом, вымывают струей воды в сторону заграждения и собирают с помощью нефтесборных устройств. С кустарников и деревьев нефть смывают струей воды, подаваемой под давлением 0,6 - 0,8 МПа. При низкой температуре воздуха используют подогретую воду (до 30 - 40 °С). Загрязненную нефтью водную растительность скашивают с помощью специальных косилок, установленных на лодках, или вручную.

Особенности локализации и сбора нефти на водных объектах в зимнее время при наличии ледового покрова. Традиционная технология локализации и сбора нефти в зимних условиях предусматривает следующие операции: прорезание льда на поверхности водоема, в месте, выбранном для локализации нефтяного пятна. Ниже по течению от зоны разлива нефти, разворачивается первый рубеж.

Для локализации разлива нефти применяются зимние боновые заграждения имеющие повышенную прочность (с полиуретановым уплотнительным элементом и утеплителем майны) с нефтесборщиком;

Прорезание льда проводится с помощью ледорезной машины «Крот-2». Зимние боновые заграждения устанавливаются в прорезанную майну во льду, разработка майны для установки нефтесборщика производится при помощи бензопил и пешен вручную.

Суть локализация нефти заключается в том, чтобы в условиях наличия ледового покрова направить нефть, движущуюся по (над) нижней кромкой льда к берегу, в зону с наименьшей скоростью течения к установленному нефтесборщику для откачки, утилизации загрязненного нефтью водной эмульсии (льда).

Прорези для постановки зимних боновых заграждений располагают под углом к направлению течения. Величина угла зависит от скорости течения реки в соответствии с рекомендуемыми углами установки зимних боновых заграждений. Загрязненную нефтью водную эмульсию (лед) собирают в накопительную емкость «Вайкотанк 5500», далее из накопительной емкости «Вайкотанк 5500» собранная эмульсия закачивается в АКНС-10 и транспортируется на очистные сооружения ГНПС «Павлодар».

Ширина прорези льда соответствует техническим характеристикам используемого оборудования.

Для сооружения майн и прорезей при небольшой толщине ледового покрова рекомендуются цепные бензопилы (электро). В зимних условиях для локализации и направления нефти к месту сбора предпочтительнее применять металлические боновые заграждения. Надувные боновые заграждения могут использоваться только на открытых участках воды.

Мероприятия по ликвидации аварии (технические мероприятия по ликвидации аварии, проводимые персоналом ПНУ)

Таблица 10.3 - Виды возможных аварий на линейной части МН

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Виды возможных аварий и места их возникновения	Методы ликвидации аварии	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Место нахождения средств для ликвидации аварии (пожара)	Действия ДПФ, подразделений противопожарной службы, подразделений охраны, связи, медицинского обеспечения
Выход нефти на воздушном переходе (канал им. Сатпаева 122, 148 км) МН «Павлодар-Шымкент».	<p>1. Сообщить о выходе нефти диспетчеру ГДУ тех. уч.7</p> <p>2. Сообщить старшему диспетчеру ГДУ, руководству ПНУ, ответственно му за извещение об аварии, остановить перекачку нефти на аварийном участке МН, произвести сброс давления из поврежденного участка с учетом профиля МН в РП ГНПС «Павлодар», закрыть текущие задвижки воздушного</p>	<p>1. Бортоператор, обходчик трассы, первый обнаруживший</p> <p>2. Диспетчер ГДУ тех. уч. №7.</p>	Первичные средства пожаротушения, СИЗ, инструмент, приспособления и механизмы, оборудованные (доставляются бригадой с собой).	<p>Диспетчер ГДУ тех. уч. №7:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Остановить перекачку аварийного МН ; - произвести сброс давления из поврежденного участка с учетом профиля МН в РП ГНПС «Павлодар» и закрыть текущие задвижки воздушного перехода на обоих берегах; <p>Патрульная группа (группа ОАВП, АВП):</p> <p>Действует согласно раздела 5 «Действия группы патрулирования ОАВП (АВП) в начальный период после обнаружения аварии».</p> <p>Персонал ОАВП (АВП), УПТР:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Обозначить подземные коммуникации в зоне аварии, оградить территорию

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

<p>перехода на обоих берегах</p> <p>3. Оповестить руководство ОАВП, АВП, УПТР, ЦТТ и СТ, объектовую противопожарную службу, оперативного дежурного ДЧС, оповестить уполномоченные органы и организации, чьи коммуникации проходят в одном техническом коридоре с аварийным трубопроводом, согласно списка (приложение №2)</p>	<p>3. Ответственный за оповещение по ПНУ (начальник НПС, начальник смены ГНПС, оператор НПС, контрольный механик ЦТТ и СТ).</p>		<p>разлива нефти красными сигнальными флажками (в темное время суток светильниками во взрывозащищенном исполнении), знаками с надписями: «НЕФТЬ, ОГНЕОПАСН!», «С ОГНЕМ НЕ ПРИБЛИЖАТЬСЯ!», «НЕ КУРИТЬ!».</p> <p>- Подготовить первичные средства пожаротушения, СИЗ, инструмент, приспособления и механизмы, оборудование (доставляются бригадой ОАВП (АВП) с собой).</p>
<p>4. Организовать сбор и выезд патрульной группы.</p>	<p>4. Главный инженер</p>		<p>- Организовать сбор нефти в прицеп-цистерны или открытые резино-тканевые резервуары по временной линии.</p>
<p>5. Сбор и выезд персонала ОАВП, АВП, УПТР, ЭХЗ и ЦТТ и СТ</p>	<p>5. Начальник ОАВП, (начальник НПС), УПТР, начальник ЦТТ и СТ.</p>		<p>- Установить откачивающий агрегат для откачки выходящей из трубопровода нефти в прицеп-цистерны или открытые резино-тканевые</p>
<p>6. Организовать эвакуацию</p>	<p>6. Начальник ОАВП,</p>		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

	<p>людей из опасной зоны.</p> <p>7. Приступить к ликвидации аварии</p> <p>8. Сообщить о ликвидации аварии Диспетчеру ГДУ тех. уч. №7.</p> <p>9. Восстановить перекачку согласно режима.</p>	<p>(старший мастер АВП).</p> <p>7. Главный инженер, начальник ОАВП, (старший мастер АВП), начальник УПТР.</p> <p>8. Главный инженер, начальник ОАВП, (старший мастер АВП).</p> <p>9. Диспетчер ГДУ тех. уч. №7.</p>	<p>резервуары по временной линии.</p> <p>- В случае невозможности исключить применение земляных амбаров для сбора нефти при аварии, соорудить земляной амбар с выполнением соответствующих требований.</p> <p>- Замерить загазованность.</p> <p>- Вскрыть трубопровод в месте повреждения с соблюдением правил производства земляных работ.</p> <p>- Убрать замазученность в котловане</p> <p>- Определить метод ликвидации аварии, приступить к устранению согласно разделу 7.12. «Методы устранения аварии».</p> <p>Электромонтер:</p> <p>- Отключить электрооборудование линейного узла (электропривод линейной задвижки, оборудование ПКУ, ТП, КТП).</p>
--	---	---	---

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

Руководитель аварийной бригады связи:
 Организовать связь с диспетчером ГДУ тех. уч. №1, руководством ПНУ

При отказе СДКУ (отсутствие управления с АРМ МДП и ГДУ).

Патрульная группа (группа ОАВП, АВП):

- Закрывать линейные задвижки (с учетом профиля МН) по месту управления для отсечения участка;
- Действует согласно раздела 5 «Действия группы патрулирования ОАВП (АВП) в начальный период после обнаружения аварии».

Персонал ОАВП (АВП), УПТР:

- Обозначить подземные коммуникации в зоне аварии, оградить территорию разлива нефти красными сигнальными флажками (в

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

темное время суток
 светильниками во взрывозащищенном исполнении),
 знаками с надписями:
 «НЕФТЬ, ОГНЕОПАСН!»,
 «С ОГНЕМ НЕПРИБЛИЖАТЬСЯ!», «НЕ КУРИТЬ!».

- Отключить электрооборудование линейного узла (электропривод линейной задвижки, оборудование ПКУ, ТП, КТП)
- Подготовить первичные средства пожаротушения, СИЗ, инструмент, приспособления и механизмы, оборудование (доставляются бригадой ОАВП (АВП) с собой).
- Организовать сбор нефти в прицеп-цистерны или открытые резино-тканевые резервуары по временной линии.
- Установить откачивающий агрегат для откачки выходящей из трубопровода

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

нефти в прицеп-цистерны или открытые резино-тканевые резервуары по временной линии.

- В случае невозможности исключить применение земляных амбаров для сбора нефти при аварии, соорудить земляной амбар с выполнением соответствующих требований.
- Замерить загазованность.
- Вскрыть трубопровод в месте повреждения с соблюдением правил производства земляных работ.
- Убрать замазученность в котловане
- Определить метод ликвидации аварии, приступить к устранению согласно разделу 7.12. «Методы устранения аварии».

Подразделения АСС:

- поступает в распоряжение ответственного

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

				<p>руководителя работ по ликвидации аварии и выполняет аварийно-спасательные и другие неотложные работы</p> <p>Электромонтер:</p> <p>- Отключить электрооборудование линейного узла (электропривод линейной задвижки, оборудование ПКУ, ТП, КТП).</p> <p>Руководитель аварийной бригады связи:</p> <p>- Организовать связь с диспетчером ГДУ тех. уч.№1, руководством ПНУ</p> <p>Персонал охраны проводит окарауливание и не допускает движения посторонних лиц и автотракторной техники в зоне аварии.</p>
--	--	--	--	--

Технология ведения аварийно-восстановительных работ

Порядок ликвидации аварий. Общая последовательность технологических операций при ликвидации аварий на линейной части магистрального нефтепровода следующая:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
			2611/3/20 – ООС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- остановка перекачки и отключение поврежденного участка ближайшими линейными задвижками. При этом учесть возможность раскочки участка подпорными агрегатами ГНПС, учесть профиль участка;
- земляные работы;
- освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти, сбор нефти;
- вырезка поврежденного участка нефтепровода;
- герметизация внутренней полости нефтепровода;
- сварочно-монтажные работы;
- ликвидация последствий аварии.

При производстве аварийных работ вблизи с пересекающими нефтепровод коммуникациями необходимо принять меры к сохранению этих коммуникаций, оповещению эксплуатирующих эти коммуникации организаций, а также меры безопасности ремонтного персонала, участвующего в аварийных работах.

Земляные работы. При выполнении всех видов земляных работ на линейной части нефтепровода производится снятие плодородного слоя земли и удаление его из рабочей зоны с целью рекультивации почвы по завершению работ.

При ликвидации аварии на нефтепроводе выполняются следующие земляные работы:

- устройство земляного амбара или обвалования для сбора нефти в пониженных местах, балках;
- подготовка площадки для производства аварийно - восстановительных работ;
- устройство ремонтного котлована и его засыпка по окончании работ.

При ожидаемых значительных объемах высвобождаемой из поврежденного трубопровода нефти (т.е. объемах, превышающих имеющуюся емкость резиноканевых резервуаров) производится подготовка земляных амбаров. Земляные работы по устройству амбара (обвалования) производятся с помощью землеройных машин.

Вскрытие аварийного участка и устройство ремонтного котлована производится с помощью одноковшового экскаватора. При этом необходимо предварительно определить местоположение и глубину залегания трубопровода. Слой грунта толщиной до 0,2 м от стенок трубопровода должен сниматься вручную. Работы выполняются в полном соответствии с инструкцией о безопасном производстве земляных работ.

Размеры котлована должны обеспечивать свободное производство аварийно-ремонтных работ (центровку труб, сварку неповоротных стыков, изоляцию трубопровода и др.)

Земляные работы следует производить в соответствии с инструкцией ИОТ-ПНУ-ОПБиОТ-9-2016, имеющейся в подразделениях ПНУ.

Освобождение трубопровода от нефти. Освобождение аварийного участка от нефти производится самотеком через дефектное место, специально

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

вырезанные окна или патрубки с задвижками, устанавливаемыми вблизи дефектного участка с учетом уклона и требований безопасности.

Одновременно с освобождением трубопровода принимаются меры по сбору разлитой нефти, недопущению дальнейшего растекания ее по поверхности земли и попадания в населенные пункты и водоемы.

При аварии нефтепровода на переходах через реки и пойменные участки необходимо вниз по течению реки от нефтепровода преградить растекание нефти с помощью специальных боновых заграждений. На переходах через небольшие реки и ручьи можно использовать заграждения из бревен, камышовых матов, а также, при возможности, соорудить перекрытие дамбой с наклонно - установленными водопропускными трубами.

Вырезка дефектного участка нефтепровода осуществляется с помощью приспособления для безогневой резки трубы или с применением энергии взрыва. Перед вырезкой участка трубопровода необходимо отключить ближайшие станции электрохимзащиты с обеих сторон от дефектного участка во избежание искрообразования, возникающего от разности потенциалов. Кроме того, до начала вырезки необходимо установить шунтирующую перемычку из кабеля с медной проволокой сечением не менее 16 мм².

При использовании приспособления для безогневой резки (типа-Файн) необходимо:

- очистить место установки приспособления от изоляции на ширину 500-700 мм;
- установить приспособление «ФАЙН»;
- проверить перпендикулярность резки к оси нефтепровода;
- произвести вырезку дефектного участка.

Вырезка участка трубопровода с применением энергии взрыва осуществляется специально обученным персоналом в строгом соответствии с правилами безопасности.

Герметизация внутренней полости трубопровода. Герметизация внутренней полости трубопровода производится с помощью пневмозаглушающих устройств или глиняных тампонов.

Использование пневмозаглушающих устройств (далее ПЗУ) для герметизации внутренней полости трубопровода должно осуществляться согласно СТ АО 38440351-4.002-2005 Магистральные нефтепроводы. Вытеснение нефти из линейной части п.5.6.5.1. Диаметр используемого ПЗУ должен соответствовать диаметру трубопровода. При подготовке ПЗУ к применению необходимо осмотреть его на предмет повреждений целостности, опробовать, накачав предварительно вне полости нефтепровода. Давление воздуха в ПЗУ при испытании должно быть в пределах 2,5-3кгс\см² (согласно паспортных данных). Падение давления или пропуск воздуха через поверхность или ниппель ПЗУ не допускаются (ПЗУ бракуется).

При установке ПЗУ в полость нефтепровода следует учесть, что искрообразование, возникающее при последующих сварочно-монтажных работах может повредить ПЗУ. Поэтому устанавливать их следует, по

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

возможности, дальше в полость от кромок вскрытой трубы – на расстояние не менее 1 метра. Затем производится обмазка торцевой поверхности ПЗУ глиной слоем не менее 0.1м. При расстояниях меньших чем рекомендуемые, торцевая поверхность ПЗУ защищается заглушкой соответствующего диаметра, изготовленной из паронита толщиной 3-4 мм. Такая заглушка укрепляется замком из глины.

Для создания тампонов могут применяться глина, глиняный порошок и быстросхватывающиеся материалы. Длина глиняных тампонов по верхней образующей трубы должна составлять не менее двух диаметров трубопровода. Для создания упоров для глиняных тампонов можно использовать резиновые шары с наполнителем.

Для контроля за состоянием внутренней полости опорожненного нефтепровода (поступлением нефти), а также сброса избыточного давления, возникающего при дневных перепадах температуры на расстоянии не менее 30 м от кромок с обеих сторон от вырезанного участка в верхней образующей трубы следует просверлить отверстия контрольные отверстия диаметром 5-8 мм. При расстояниях меньших, чем указанное необходимо выполнить газоотвод на безопасное расстояние с применением резиновых шлангов. Руководитель работ должен организовать наблюдение за контрольными отверстиями (поступлением нефти и нефтяных газов). После восстановления аварийного участка, контрольные отверстия должны быть заглушены металлическими пробками (чопами) и обварены.

Сварочно-монтажные работы. До начала сварочно-монтажных работ должны быть определены толщина стенки и материал стали поврежденного участка трубопровода. Для замены участка должна быть подготовлена труба, соответствующая ремонтируемой по химическому составу и толщине.

Края труб обрезаются и подрабатываются со скосом кромок, суммарный угол которых должен быть 60-70 градусов. Края свариваемых участков трубопровода должны зачищаться до металлического блеска на ширину не менее 10 мм.

Типы и марки применяемых электродов по своим механическим свойствам и назначению должны соответствовать маркам стали свариваемых труб и обеспечивать свойства сварного соединения не ниже основного металла.

При температурах ниже минус 20 градусов С во избежание образования трещин в сварных соединениях необходимо:

- защищать места монтажно-сварочных работ от ветра и снега;
- предварительно подогревать свариваемые кромки до температуры 120-200 градусов С электрообогревателем либо газовой горелкой;
- тщательно очищать концы стыкуемых труб от снега и остатков влаги во избежание попадания испарения в зону сварочной дуги;
- сварку стыков производить с минимальными зазорами;
- увеличить длину прихваток против обычной до 100-200 мм.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Все сварные швы, выполненные при ликвидации аварии должны подвергаться дефектоскопии и оформлению в журнале учета сварки и сварочных работ. К выполнению сварочных работ на нефтепроводе допускаются только аттестованные сварщики.

Способы ликвидации аварии. Устранение разрывов, трещин и других видов негерметичности нефтепроводов может производиться установкой катушек или заменой отдельных участков нефтепровода, приваркой заплат, установкой муфт, галтельных хомутов, формированием высокопрочных стеклопластиков (изоляционно-силовых оболочек). В качестве временных мер при ликвидации аварии могут применяться накладки, плоские хомуты, металлические пробки.

Все сварочно-монтажные работы проводятся в соответствии с действующими правилами безопасности и инструкциями.

Ликвидация отказов линейной арматуры. При обнаружении в корпусе линейной задвижки разрывов, трещин производится замена задвижки на новую. Вырезка поврежденной задвижки производится аналогично вырезке поврежденного трубопровода. Соединение запорной арматуры с трубопроводом должно производиться с помощью переходов заводского изготовления или катушек с промежуточной толщиной стенки трубы.

При утечке нефти во фланцевых соединениях, а также при неисправности в деталях арматуры, ликвидировать отказы допускается после освобождения ремонтируемого участка от нефти.

Ремонт привода должен производиться после остановки перекачки нефти или принятия мер против случайного закрытия задвижек.

Набивка сальников задвижек производится после остановки перекачки нефти при отсутствии избыточного давления в трубопроводе.

Перечень технических средств необходимых для ликвидации аварии **Транспортные средства:**

1. Автобус вахтовый высокой проходимости - 4 ед.
2. Автомобиль грузопассажирский высокой проходимости (АНРВ) - 3 ед.
3. Автомобиль бортовой высокой проходимости - 3 ед.
4. Автомобиль высокой проходимости (ПАРМ) - 1 ед.
5. Автоцистерна емкостью 10 м³ - 3 ед.
6. Трактор К-701 - 2 ед., К-744 – 1 ед.
7. Автомобиль (КамАЗ-длиномер) – 1 ед.
8. Автокран грузоподъемностью 25 тн.-3 ед.
9. Автокран грузоподъемностью 16 тн.-1 ед.

Средства для производства земляных работ:

1. Экскаватор одноковшовый на базе ТАТРА - 2 ед.
2. Экскаватор одноковшовый на базе КамАЗ - 2 ед.
3. Экскаватор одноковшовый на базе УРАЛ - 1 ед.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4. Экскаватор погрузчик Hidromek НМК102S – 1ед.
5. Бульдозер - 2 ед.

Средства для водоотлива и обратной закачки нефти в трубопровод:

1. Насос самовсасывающий - 4 шт.
2. Насос погружной (ГНОМ) - 5 шт.
3. Водоотливная установка - 1 шт.
4. Мотопомпа – 2шт.
5. Резервуар резино-технический емкостью 500 м³ – 1 шт.
6. Резервуар резино-технический емкостью - 250 м³ – 1 шт.
7. Передвижная насосная установка (ПНУ) на базе КамаЗ - 1 ед.
8. Агрегат цементировочный (ЦА-320) - 2 ед.
9. Противофильтрационное покрытие (ПФП-1000, ПФП-500) – 2 шт.

Средства для электросварочных работ:

1. Агрегат сварочный (АДД-4004) - 1 ед.
2. Сварочный трансформатор - 4 шт.
3. Агрегат сварочный (АДД 4x250 АРМТ) – 1ед.
4. Агрегат сварочный MOSA DSP 2x400PS – 1ед
5. Агрегат сварочный АДД 2x300 – 2ед.

Средства освещения:

1. Электростанция передвижная (ДЭС-60 кВт) - 2 ед.
2. Электростанция передвижная (ДЭС-30 кВт) - 2 ед.
3. Электростанция мобильная W-4 кВт - 1 ед.
4. Электростанция мобильная 5кВт - 3 ед.
5. Мачта осветительная "LTN-6Lr" – 1 ед.
6. Мачта осветительная NIGHT HAWK LIGHT TOWER - 5 ед.
7. Светильники взрывозащищенные - 8 шт.
8. Кабель силовой - 160 метров

Запасные детали трубопроводов и арматура:

1. Задвижка Ду100 Ру 64 - 2 шт.
2. Задвижка Ду150 Ру 64 - 4 шт.
3. Задвижка Ду200 Ру 64 - 2 шт.
4. Задвижка Ду700 Ру 64 – 1 шт.
5. Комплект ПМТ-150 (полевая монтажная труба) – 180 м
6. Переходники с ПМТ на Ду100x150; 150x200 - по 4 шт.

Средства для производства грузоподъемных операций:

1. Тренога с ручной шестеренчатой талью грузоподъемностью до 5 тн - 1 шт.
2. Таль ручная грузоподъемностью 0,5 - 1,0 тн - 1 шт.
3. Домкрат гидравлический грузоподъемностью до 5 тн - 4 шт.
4. Стропы грузоподъемностью до 25 тонн.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Средства для производства монтажных, газорезочных и сварочных работ:

1. Баллон пропановый - 12 шт.
2. Баллон кислородный - 20 шт.
3. Комплект резака - 4 шт.
4. Рукав кислородный - 100 метров.
5. Рукав пропановый - 100 метров.
6. Приспособление для холодной врезки «Пиранья» -4 шт.
7. Приспособление для холодной врезки «Малютка» - 1 шт.
8. Машина для безогневой резки труб «ФАЙН» - 7 шт.
9. Машина для газовых резки труб TUBOCUT=IV - 2 шт.
10. Приспособления для раметки катушек ТРЭК-2 -1 шт.
11. Центратор наружный звенный Ду800, Ду1000 - 2 шт.
12. Центратор наружный звенный Ду700 – 4 шт.

Средства герметизации:

1. Шары резиновые на Ду800, Ду1000 - 2 шт.
2. Пневматическое заглушающее устройство ПЗУ - 3 шт.
3. Глина тампонажная – 1 т.

Прочие средства:

1. Вагон-домик 8-ми местный - 5 шт.
2. Газовая плита бытовая напольная ПГ-1 с баллонами - 2 шт.
3. Прицеп-цистерна одноосная для воды емкостью 900 литров - 1 шт.
4. Вагон-столовая – 1 шт.
5. Промаркированные контейнеры (емкости) для сбора отходов – не менее 3-х.

Средства пожаротушения:

При проведении ремонтных работ на линейной части, связанных со вскрытием полости нефтепровода, производителю работ необходимо обеспечить пожарную безопасность наличием:

- пожарной автоцистерны или мотопомпы МП-1600 с емкостью, заполненной раствором пенообразователя, объемом не менее 1500 л, оснащенной пожарными рукавами и пеногенератором или другими аналогичными противопожарными средствами, согласованными с инженером по пожарной безопасности структурного подразделения организации;

При проведении ремонтных работ на линейной части, без вскрытия полости нефтепровода производителю работ необходимо обеспечить пожарную безопасность наличием многообъемных порошковых огнетушителей суммарной емкостью не менее 200 л или пенной мобильной установкой.

Первичные средства пожаротушения:

1. 4 огнетушителя ОП-50;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2. 5 лопат, 5 ломов, 5 багров;
3. Кошма войлочная или асбестовая, плотная размером 2х2м - 2шт;
4. МПП 2.0-8.1 – модуль пожарный прицепной - 1 шт.

Дополнительная техника и средства для ликвидации аварий на подводных переходах:

1. Водолазный бот В 220 – 1 ед;
2. Лодки с подвесным мотором "Вихрь-30М" – 2 ед; ПЛМ Parsun T15BMS – 1 ед.
3. Лодка "АВОН2Р4М" – 1 ед;
4. Лодка «Казанка 5М7» – 1 ед.
5. Нефтьесборщик (скиммер) Комара 12 К МКП с дизель-гидравлической установкой – 1 ед;
5. Нефтьесборщик (скиммер) ВАЙКОМА ФАС ФЛО с ВМ-67 дизель-гидравлическим двигателем – 1 ед;
6. Емкость для сбора нефти ВАЙКОТАНК 5500 – 1 ед;
7. Речной бон СЕНТИНЕЛ (секция 25 м.) – 20 секций;
8. Барабан с болами (дизель-гидравлическая лебедка) – 350 м;
9. Ледорез мобильный «Крот-2М» - 1 ед.
10. Боны заградительные (зимние) – 700 м.
11. Нефтяной сорбент – 1300 кг;
12. Спасательный жилет – 22 шт;
13. Береговой якорь-анкер – 2 шт;
14. Мобильные средства связи – 5 комп.
15. Станция насосная гидравлическая НГС-120
16. ПФП (противофильтрационное покрытие)- $V=1000 \text{ m}^3$, $V=500 \text{ m}^3$ – 2 ед.

Мероприятия по предотвращению разлива и загорания нефти. Мероприятия по предотвращению разлива нефти заключаются:

1. Ограничение движения посредством организации земляного вала (далее - земляной амбар) нефтяного пятна к береговым зонам базирования народно-хозяйственных объектов, населенных пунктов, водозаборов, технологического оборудования ГНПС, НПС и т.п. или боновые заграждения на водных пересечениях с реками и водоемами;
2. При этом также используются универсальные сорбенты, пригодные для сбора нефти с водной поверхности и с поверхности грунта;
3. Организуется дежурство на них, с целью своевременного принятия мер по предотвращению перелива нефти, охраняться и ограждаться красными сигнальными флажками, а в ночное время световыми сигналами (красными) при помощи светильников во взрывозащищенном исполнении, а также предупредительными знаками с надписями: «Нефть, огнеопасно!», «С огнем не приближаться!», «Не курить» и т.д.;
4. Локализация нефтяного пятна, последующий сбор и транспортирования собранной нефти на место временного хранения и последующей утилизации.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

Лист

130

Обвалование земляных амбаров должны устраиваться:

- начиная с пониженных мест, со стороны жилых поселков, водоемов, рек, дорог, лесных массивов, технологического оборудования.

- земляной амбар для нефти на линейной части МН должен быть устроен не ближе 100 м от места производства ремонтных работ, при температуре наружного воздуха ниже 10°С допускается это расстояние уменьшить до 50 м. Высота земляного вала не должна превышать 1,5 м, при ширине по верху не менее 0,5 м и крутизне склонов не более 45°. В целях недопущения перелива амбара при его наполнении, необходимо обеспечить подсыпку грунта. Разность отметок уровня нефти и верха обвалования должна быть не менее 0,5 м;

Кроме этого организации земляных амбаров, можно применять открытые резиноканевые резервуары (типа ОР-300, ОР-1000) или земляные амбары с изолирующими покрытиями (мягкими вкладышами). Применение их значительно упрощает отвод земель под временные амбары, т.к. выполняется требование природоохранных органов по исключению загрязнения окружающей среды.

Автотракторная техника, механизмы, средства радиосвязи, а также технические средства, следует располагать по отношению к разлитой нефти, земляному амбару и ремонтируемому участку с наветренной стороны, на расстоянии не менее 100 м от них.

Боновые заграждения на водных пересечениях должны устанавливаться в случае попадания перекачиваемой нефти в реки, водоемы и служат для ограничения направления движения.

Локализация нефтяного пятна включает следующие технологические операции:

- выбор площадки для установки необходимого оборудования и бонов;
- расстановка береговых «мертвых» опор и установка якорей;
- развертывание на берегу, подготовка и сборка секций боновых заграждений;
- спуск собранных секций на воду;
- расстановка и крепление боновых заграждений в русловой части реки;
- сбор и утилизация нефти;

Сбор и утилизация нефти включает следующие технологические операции:

- установку нефтесборщика на воде в соответствии с принятой схемой;
- подсоединение нефтесборщика к заграждениям, монтаж и подсоединение сети энергоснабжения и трубопроводной системы отвода собранной водонефтяной смеси;
- сбор нефти с подачей в накопительную емкость;
- транспортировка собранной водонефтяной смеси к месту утилизации.

Мероприятия по предотвращению загорания нефти заключаются:

1. Технологические процессы должны проводиться в соответствии с требованиями, изложенными в технологической документации

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

(технологические регламенты, карты, правила технической эксплуатации и т.п.).

2. Работы на взрывопожароопасных технологических объектах необходимо выполнять инструментом, исключая искрообразование. Транспортные тележки, лестницы и другие приспособления, передвигающиеся на колесах и используемые во взрывопожароопасных зонах, должны иметь ободки из искробезопасного материала. Обувь и одежда обслуживающего персонала должна исключать искрообразование и т.д.

3. При использовании передвижных насосных установок (ПНУ-2), цементировочного агрегата (АЦ-32), насосов С-569, АНС-130 для опорожнения участка трубопровода, сбора нефти, обратной закачки нефти в трубопровод и других операций, предусмотренных инструкцией по эксплуатации оборудования, запрещается использование гибких рукавов (на линии всасывания и нагнетания), не пригодных к эксплуатации;

4. Гибкие рукава, входящие в состав нефтеперекачивающего оборудования должны быть учтены и иметь порядковый номер, нанесенный на бирку, прикрепленную к рукаву. Рукава должны проходить испытания на плотность и прочность пробным давлением равным 1,25 рабочего давления, с визуальным осмотром результатов испытания и их записью в специальном журнале испытания рукавов. В случае обнаружения дефектов запрещается использования рукавов при перекачивании нефти;

5. При производстве работ, с применением откачивающих установок (всех типов и марок, в т.ч. стационарных и передвижных), в обязательном порядке предусматривать обратные клапана на линиях нагнетания;

6. Перед применением оборудования в пожаро- взрывоопасной среде необходимо убедиться в его взрывозащищенности и искробезопасности. Использование невзрывозащищенного и неискробезопасного оборудования в пожаро- взрывоопасной среде строго запрещено. Имеющиеся в оснащении ОАВП, АВП электронасосы ГНОМ запрещается использовать для перекачки нефти, т.к. они не имеют взрывозащиты.

7. В охранной зоне магистрального нефтепровода запрещается:

- возводить любые постройки, устраивать стоянки автотранспорта, тракторов, машин и другого оборудования, проводить горные, карьерные, строительные и монтажные работы;

- сторонним организациям сооружать линии связи, воздушные, кабельные электросети и прокладывать трубопроводы различного назначения без согласования с предприятиями и организациями, в ведении которых находятся магистральные нефтепроводы;

- применять открытый огонь (разводить костры, сжигать мусор, сухую траву и т.п.);

- захламлять территорию, устраивать свалки и другие препятствия, затрудняющие доступ к нефтепроводу.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

8. В случае повреждения нефтепровода или обнаружения выхода нефти при выполнении ремонтных работ на трассе руководитель работ должен обеспечить отключение механизмов и электроустановок, вывести персонал, а при возможности и технические средства на безопасное расстояние, известить оператора или диспетчера ближайшей НПС и вызвать аварийную бригаду, огородить (обозначить) опасный участок и выставить оцепление.

9. При проведении аварийно-ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части нефтепровода производитель работ должен обеспечить пожарную безопасность.

10. При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, ответственное лицо, обязан:

- прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию или ликвидацию аварии или пожара;
- в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;
- вызвать объектовую противопожарную службу, государственную противопожарную и медицинскую службы и привести в готовность средства пожаротушения;
- на месте аварии или пожара и на смежных участках прекратить все работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;
- при необходимости вызвать дополнительные силы и средства пожаротушения;
- обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горячей нефти, обрушении конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов;

11. При возникновении пожара создается объектовый штаб тушения пожара, в который входят руководящие работники объекта, объектовой противопожарной службы и государственной противопожарной службы.

12. Руководителем тушения пожара является старший начальник государственной противопожарной службы. Руководящие работники объекта, являющиеся членами штаба, должны оказывать помощь руководителям тушения пожара в решении вопросов, связанных с особенностями технологического процесса производства.

Мероприятия по обследованию состояния трубопровода после ликвидации аварии.

Контроль качества сварочно-монтажных работ организуется ответственным руководителем работ и выполняется:

- пооперционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки стыков;
- визуальным осмотром и обмером геометрических параметров сварных швов;
- проверкой сплошности наплавленного металла неразрушающими методами контроля.

Изн. № подл.
Подп. и дата
Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

По результатам контроля оценивается качество работ и дается заключение о готовности трубопровода к запуску.

Некачественные сварные соединения разрешается ремонтировать, если в них имеются любые недопустимые дефекты (кроме трещин длиной более 50 мм) при условии, что суммарная длина участков ремонта не превышает 1/6 периметра стыка.

Сварные стыки, имеющие трещины длиной более 50 мм или суммарную протяженность участков дефектов более 1/6 периметра стыка необходимо вырезать.

Дефекты сварных соединений необходимо полностью удалять с помощью абразивных кругов или газовой резки с последующей зачисткой разделки до металлического блеска.

При ремонте стыка с трещиной длиной до 50 мм засверливают 2 отверстия на расстоянии не менее 30 мм от краев трещины с каждой стороны. Дефектный участок вышлифовывают полностью и заваривают вновь.

Сварные швы, после устранения всех дефектов, подвергаются неразрушающим методам контроля (ультразвуковым, радиографическим), в объеме 100%.

Повторный ремонт сварных соединений не допускается.

Для противокоррозийной защиты, отремонтированного участка трубопровода, должна применяться усиленная изоляция.

Качество изоляционного покрытия должно контролироваться внешним осмотром, на прилипаемость и сплошность.

Внешний осмотр изолированного покрытия производится в процессе наложения каждого слоя изоляции. В изолированном покрытии не должно быть пузырей, складок, зазоров между витками, разрывов и морщин.

Проверка прилипаемости к трубопроводу изоляционного покрытия заключается в следующем: в покрытии делают два надреза под углом 60° и, если слои не отслаиваются, а поднимаются затем с некоторым усилием, то прилипаемость считается удовлетворительной.

Контроль изоляционного покрытия на сплошность производится искровым дефектоскопом.

При выявлении дефекта, ремонт изоляции производится путем вырезки поврежденного участка (пузыри, складки, морщины) и наклейки трехслойной заплаты из той же изоляционной ленты, из которой произведено изоляционное покрытие. Заплата должна перекрывать вырезанный участок изоляции по периметру не менее чем на 100 мм.

Мероприятия по сбору и утилизации разлитой нефти и ликвидации последствий разлива

1. В случае попадания перекачиваемой нефти в реки, устраивают боновые ограждения, устанавливаемые поперёк реки в более спокойном её течении, а на мелких реках в заранее выбранных или подготовленных местах используют специальные маты из соломы, камыша или применяют боновые заграждения из подручных материалов (ж/д шпал, досок, брёвен).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Уловленный продукт направляют вдоль ограждения к одному из берегов, для последующей откачки. Затем откачивают нефть с поверхности воды, вместе с водой, в специальный котлован, устроенный на берегу, с последующей её утилизацией.

На дно котлована постелить пленку для того, чтобы собранная нефть не впитывалась в почву.

2. Места устройства заграждений на водотоках должны определяться руководителем АВР заблаговременно, с таким расчетом, чтобы к подходу головной части нефтяного потока были закончены работы по сооружению заграждения.

3. Задержанный продукт должен быть собран, закачан в трубопровод или вывезен на ближайшую НПС.

4. Ликвидация последствий при попадании перекачиваемой нефти в водоемы, предусматривает очищение воды до предельно допустимых концентраций с помощью вышеуказанных методов или применяя адсорбент перлит. На малых водотоках устраивают отстойники в виде заград.

5. Во всех случаях, следует согласовать способ ликвидации последствий аварии, с бассейновой инспекцией.

6. После восстановления поврежденного участка нефтепровода, нефть из амбаров и обвалований должна быть закачана в трубопровод или вывезена в специальных емкостях на ближайшую НПС.

Параллельно с откачкой продукта из ям-накопителей, производятся работы по уменьшению количества нефти, впитавшейся в почву. Для этого на зеркало нефти, оставшейся на поверхности после откачки насосами, наносят сорбент (торф, солому и пр.) из расчета 0,5 м³ сорбента на 10 м² нефтяного пятна. После пропитывания сорбента продуктом, его собирают, не нарушая верхний слой почвы и, вывозят на специальные пункты, где сорбент готовится к утилизации. Если сорбент не впитал с поверхности почвы всю нефть, операцию повторяют.

7. При ликвидации разлива нефти запрещается:

- засыпать ямы-накопители и дренажные канавы, с не полностью откачанной нефтью;
- снимать загрязненную почву и вывозить её в отвалы.

8. После окончания аварийно-восстановительных работ должна быть проведена техническая (биологическая) рекультивация земель, поврежденных в результате аварии (в зависимости от характера и степени повреждения).

Остатки загрязненного грунта собирают и вывозят на производственные объекты (ГНПС, НПС, ОАВП) с целью дальнейшей утилизации (согласно Перечня отходов производства). Полная утилизация нефтешлама (при наличии) и загрязненного нефтью грунта проводится подрядной организацией, имеющей лицензию на выполнение данных работ согласно заключенных договоров.

Мероприятия по ликвидации аварийных ситуации в начальной стадии. Мероприятия при пожаре или взрыве:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Лицо, обнаружившее пожар или взрыв:

- обязано сообщить о пожаре в противопожарную службу по номеру «101», руководству объекта, оператору ГНПС-НПС;
- принять меры по эвакуации людей с места пожара;
- приступить к тушению пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок, противопожарное полотно), а также пожарными стволами от систем внутреннего пожарного водопровода.

При горении легковоспламеняющихся и горючих жидкостей применяются порошковые, углекислотные и воздушно-пенные огнетушители.

В помещениях, оборудованных принудительной вентиляцией, приточная вентиляция отключается.

Ответственный руководитель по ликвидации аварии (пожара), прибыв к месту аварии, обязан:

- продублировать сообщение о возникновении аварии (пожара) в противопожарную службу, поставить в известность вышестоящее руководство и диспетчера;
- обеспечить общее руководство по ликвидации аварии (пожара) до прибытия специализированных подразделений противопожарной и других служб;
- создать штаб, организовать встречу сил и средств, привлекаемых к ликвидации пожара, информировать старших руководителей прибывших подразделений противопожарных и других служб о пострадавших при аварии, принятых мерах по ликвидации аварии, последствиях, которые могут произойти в результате аварии (взрыв, пожар, отравление и т.д.) и поставить перед ними конкретные задачи.

Руководитель объекта (во время его отсутствия лицо, исполняющее его обязанности), лицо, ответственное за обеспечение пожарной безопасности, прибывшее к месту пожара:

- незамедлительно сообщает о пожаре в противопожарную службу, ставит в известность руководство и дежурные службы объекта;
- в случае угрозы жизни людей немедленно организует их спасение, используя для этого имеющиеся силы и средства;
- проверяет включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);
- организует отключение при необходимости электроэнергии, остановку агрегатов, перекрытие коммуникаций, остановку системы вентиляции и выполнение других мероприятий, способствующих предотвращению распространения пожара;
- дает распоряжение о прекращении работ на объекте в пожароопасной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- удаляет из опасной зоны рабочих и ИТР, не занятых ликвидацией пожара;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- осуществляет общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны согласно оперативным ППТ и карточкам тушения пожаров;
- обеспечивает соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;
- одновременно с тушением пожара организует эвакуацию и защиту материальных ценностей;
- организует встречу подразделений противопожарной службы и оказывает помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара и введения в действие средств пожаротушения;
- сообщает подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожаров и проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, сведения о перерабатываемых или хранящихся на объекте опасных (взрывоопасных), взрывчатых, сильнодействующих ядовитых веществах, необходимые для обеспечения безопасности личного состава.
- обеспечивает защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных поражений электрическим током, отравлений и ожогов.

Высокий технический уровень предприятия, снижают вероятность аварийных ситуаций большого масштаба, поэтому последствий для окружающей среды и близлежащих населенных пунктов не будет.

Влияние выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, физических факторов не выходит за пределы площадки реконструкции, вклад источников выбросов в загрязнение атмосферного воздуха незначителен, поэтому непосредственное воздействие на состояние здоровья населения близлежащих жилых зон не оказывает. Неизбежный ущерб, наносимый выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, компенсируется экологическими платежами за эмиссию в окружающую среду.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС			

11 Состояние экологических систем

Экологическая система (экосистема) - взаимосвязанная совокупность организмов и неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое.

Экологические системы делятся на естественные и искусственные, создаваемые человеком (сельскохозяйственные угодья, сады, парки, сооружения биологической очистки сточных вод и пр.).

Естественными экологическими системами принято считать те, в которых роль естественных факторов, определяющих их состав, выше, чем влияние человека.

Под искусственными экологическими системами можно полагать, антропогенное изменение ландшафта (от греч. anthropos - человек и genes - рождающий) изменение свойств ландшафта под влиянием антропогенных воздействий. Антропогенное изменение ландшафта выражается в изменениях структуры земной поверхности.

Современные преобразованные ландшафты в зависимости от того, под влиянием какого вида антропогенной деятельности они формировались, можно классифицировать как техногенные (промышленные), сельскохозяйственные, городские (урбанистские), рекреационные. Результат воздействия антропогенных факторов - нарушения экологических систем, приводящие к антропогенным сукцессиям. В настоящее время антропогенные факторы - важный фактор нарушения биосферы. Для ограничения влияния антропогенных факторов осуществляется экологический мониторинг и экологическое нормирование. Контроль и снижение интенсивности влияния антропогенных факторов - одно из главных условий перехода общества к устойчивому развитию.

Природно-ландшафтные условия.

Рельеф и гидрография. В геоморфологическом отношении район находится в Северной части Казахского мелкосопочника и представляет собой волнистую равнину с мелкими блюдцеобразными впадинами высохших озёр.

Постоянным водотоком является канал «им. К.Сатпаева». Канал на своем протяжении соединяет отдельные мелкие озера, являющиеся накопителями воды. Питание канала осуществляется за счет вод реки Иртыш, и в незначительной мере за счет атмосферных осадков и подземных вод.

Сток поверхностных вод обеспечивается рельефом местности повсеместно в пониженные места рельефа.

Почва и растительность. Основным типом почв на территории района являются светлокаштановые слабогумусированные почвы. Мощность грунта плодородного слоя почвы в понижениях достигает 15-40 см, иногда до 50 см.

Невозделанные степные территории представляют собой пастбища с растительностью полынно-дерновинно-злаковых степей,

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС	Лист
							138

представленной ковылем, типчаком, полынью и редким мелким карагаником. К концу лета растительность выгорает.

Лесной фонд. В г. Экибастуз государственный лесной фонд расположен на территории ГУ «Павлодарское учреждение по охране лесов и животного мира». Основными задачами является охрана леса от пожаров и лесонарушений, защита леса от вредителей и болезней, воспроизводство леса.

Общая площадь государственного лесного фонда города составляет 1133 га, в том числе покрытая лесом площадь – 320 га [19].

Редкие, эндемичные и занесенные в Красную книгу, растения в рассматриваемом районе реконструкции отсутствуют.

Мест обитания редких животных, занесенных в Красную книгу в районе размещения объекта, нет. В целом фауна района размещения объекта долгое время находится под воздействием антропогенных факторов (наличия промпредприятий, сети авто- и ж/д дорог, линий электропередач и т.п.). Поэтому животный мир прилегающей территории приспособился к обитанию в условиях открытого ландшафта, в результате сложилось определенное сообщество животных и птиц.

Дополнительного воздействия на видовой состав, численность фауны, среду обитания, условия размножения, пути миграции в процессе реконструкции и эксплуатации объекта не будет.

Экологическая ситуация. Охрана окружающей среды - одна из наиболее актуальных проблем современности. Научно-технический прогресс и усиление антропогенного давления на природную среду неизбежно приводят к обострению экологической ситуации: загрязняется природная среда, ухудшается физическое и нравственное здоровье людей и т.д. Экологическая проблема номер один в Республике Казахстан - это загрязнение окружающей среды. Это связано с интенсивным увеличением производства, расширением площадей пахотных земель, ростом бытовых отходов и др.

Результаты комплексных исследований показали, что на территории г. Экибастуз были выявлены зоны загрязнения окружающей среды (воздух, почва, вода) с различной степенью напряженности. В теплый и холодный периоды года экологическая ситуация характеризуется как относительно напряженная.

Экибастузский регион - крупнейший индустриальный район не только Павлодарской области, но и всего Казахстана. Экибастуз связан Южно-Сибирской железнодорожной магистралью с такими крупными городами, как Павлодар, Нур-Султан, Караганда, Алматы. В непосредственной близости от г. Экибастуз проходят автострада Караганда-Павлодар и канал Иртыш-Караганда, основной источник питьевого и технического водоснабжения района.

Угольная промышленность. Экибастузское месторождение угля – самое крупное в мире. ТОО «Богатырь Аксес Комир» - горное предприятие по добыче угля открытым способом. Производственная мощность разреза – 42

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

миллионов тонн угля в год. Производственная мощность – 22,5 млн. тонн угля в год. Промышленные запасы угля – 1,3 млрд. тонн, глубина разреза – 175 м.

Энергетика. Экибастузские электростанции ГРЭС-1 и ГРЭС-2 связаны между собой Национальной электрической сетью, составляют основу электроэнергетики Казахстана. ТОО «АЕՇ Экибастуз» - станция ГРЭС-1 производит электрическую энергию в составе единой вырабатываемой составляет 12%. энергетической системы, доля электроэнергии в Казахстане Конденсационная электрическая мощность - 4000 МВт. Располагаемая мощность станции – 1800 МВт. Выработка электроэнергии – 1866650 КВт. Отпуск электроэнергии – 1741944 КВт. Удельный расход топлива на отпуск – 427,47Г/КВт. АО «Станция Экибастузская ГРЭС 2» - одна из наиболее современных и динамично развивающихся станций в Республике Казахстан. Установленная мощность станции 1000 МВт. Станция работает в двухблочном режиме.

Состояние окружающей среды г. Экибастуз осложняется наличием на прилегающих территориях множества неорганизованных источников (карьеров, отвалов и т.д.), которые являются мощными источниками загрязнения атмосферы, почвы, воды.

Атмосферный воздух. В холодный период года на первом месте среди основных загрязнителей атмосферного воздуха находятся взвешенные вещества, уровень которых в 24% достигает 1,3-2,6 ПДКсс, в среднем по городу этот показатель составляет 0,64 ПДКсс, на втором диоксид серы, в 20% точек его уровень достигает 1,4 ПДКсс, в целом же по городу этот показатель равен 0,5 ПДКсс, на третьем месте находится диоксид азота, в ряде точек его уровень соответствует 1 ПДКсс, в среднем по городу – 0,3 ПДКсс, фенол в ряде точек достигает 1,6 ПДКсс, но в среднем по городу составляет 0,14 ПДКсс. Индекс загрязнения атмосферы ИЗА5 по г. Экибастуз в холодный период года в среднем равен 1,8 что соответствует «низкому» уровню загрязнения.

В теплый период года на первом месте среди основных загрязнителей атмосферного воздуха находится диоксид азота, в 20% проб его уровень варьирует от 1 до 2 ПДКсс в среднем по городу этот показатель равен 0,6 ПДКсс, на втором взвешенные вещества, в 32% проб концентрация варьирует от 1 до 2,2 ПДКсс, в среднем по городу – 0,8 ПДКсс, на третьем месте диоксид серы – в 20% точек концентрация варьирует от 1 до 1,6 ПДКсс, в среднем же по городу этот показатель равен 0,4 ПДКсс, фенол был выявлен лишь в 8% проб, в одной пробе он был на уровне ПДКсс, в среднем по городу его уровень составляет 0,1 ПДКсс.

Индекс загрязнения атмосферы ИЗА5 по г. Экибастуз в холодный период года в среднем равен 1,8 что соответствует «низкому» уровню загрязнения.

Почва. Изучение загрязнения почвенного покрова г. Экибастуз в холодный период года показало, что в целом содержание ксенобиотиков в почве было в норме, кроме превышения концентрации кадмия и составило 1,13 ПДК. Содержание мышьяка в среднем по городу составило 0,6 ПДК. Превышения отмечались в 52% отобранных проб.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
			2611/3/20 – ООС				
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В анализах почвы г. Экибастуз в теплый период года обнаружено повышенное содержание концентрации кадмия в 32% проб – до 2,6 ПДК, в среднем по городу этот показатель равен 0,6 ПДК, мышьяка в 56% точек превышает 0,5 ПДК, в среднем равна 0,54 ПДК, ртути в 8% проб концентрация превышает 0,5 ПДК, по городу находится на уровне 0,38 ПДК.

Индекс загрязнения почвы тяжелыми металлами ZС в года был меньше 16 у.е., что свидетельствует о среднем по г. Экибастуз в холодный и теплый периоды допустимой степени загрязнения почвы.

Вода. Результаты спектрального анализа проб питьевой воды г. превышения ПДК в содержании тяжелыми металлами, Экибастуз в холодный период года показали отсутствие нитратами и нитритами.

Результаты исследования в теплый период года показали что в 15% проб воды отмечалась повышенная концентрация цинка - 2,03-2,43 ПДК (2,03-2,43 мг/л при ПДК=1 мг/л), железа - 4,39-5,34 ПДК (1,32-1,60 мг/л при ПДК=0,3 мг/л) и марганца - 21,9-28,5 ПДК (2,19-2,85 мг/л при ПДК=0,1 мг/л). Еще в 17% проб (окраина города в западной стороне от 19 микрорайона, 9 микрорайон и улица Строительная) отмечалось незначительное повышение концентрации марганца, превышающие ПДК- в 1,08-1,87 раз (0,108-0,187 мг/л при ПДК=0,1 мг/л). В среднем по г. Экибастуз содержание свинца в питьевой воде соответствовало 7,15 ПДК (размах колебаний - 0,008-62,0 ПДК), цинка - 0,39 ПДК (размах колебаний - 0,009-2,43 ПДК), железа - 0,89 ПДК (размах колебаний - 0,02-5,34 ПДК) и марганца - 4,33 ПДК (размах колебаний - 0,04-28,45 ПДК). В 20% проб воды (23 микрорайон, на пересечении улиц Б.Жырау и Строительная, 9 микрорайон) отмечалось повышение концентрации кадмия, соответствующие 1,3-10,5 ПДК (0,00131-0,0105 мг/л при ПДК=0,001 мг/л). В среднем по г. Экибастуз содержание кадмия в питьевой воде соответствовало 1,6 ПДК (размах колебаний - 0,004-10,5 ПДК).

Как показали анализы, индекс загрязнения питьевой воды тяжелыми металлами ИЗВ_{т.м.} в г. Экибастуз в холодный период года был ниже 0,2 у.е., что характеризует питьевую воду как очень чистую (1 класс качества). В теплый период года средний ИЗВ_{т.м.} по г. Экибастуз соответствовал 1,22 у.е. - умеренно грязная вода (3 класс качества). Среднегодовые значения ИЗВ_{т.м.} в г. Экибастуз соответствуют 2 классу качества (чистая).

Выводы. Таким образом, из вышеприведенных данных можно сделать следующие выводы: в г. Экибастуз в холодный период года наиболее загрязненным является атмосферный воздух 56,9 %, на втором месте находится почва - 35,1 %, на третьем вода 8,1%.

В г. Экибастуз в теплый период года наиболее загрязненным является почва 44,2 %, на втором месте находится атмосферный воздух – 37,9 %, на третьем вода 17,8%.

Таким образом, результаты комплексных исследований, показали, что на селитебной территории г. Экибастуз были выявлены зоны загрязнения с различной степенью напряженности. В теплый и холодный периоды года экологическая ситуация характеризуется как относительно напряженная.

Предложение по улучшению экологического состояния города:

Изн. № подл.
Подп. и дата
Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	-------	------

- повышение эффективности государственного регулирования и контроля для снижения уровня негативного воздействия на окружающую среду, в том числе при организации жизни в городах;
- совершенствование экономического механизма природопользования - жесткая реализация принципа «загрязнитель - платит» (столько, сколько необходимо для восстановления нарушенного им качества среды, при общественном контроле использования полученных средств);
- развитие системы экологического просвещения населения в целом: школы, детсады, колледжы, институты и т.д.;
- расширение участия общественных организаций в организации экологического контроля и мониторинга, и решения экологических проблем;
- предотвращение негативных экологических последствий хозяйственной деятельности в условиях растущей экономической активности и глобальных изменений климата
- уменьшение загрязнения атмосферного воздуха (путем лучшей организации движения транспорта, использование экологичных видов топлива, развития электрифицированного общественного транспорта, снижения объемов выбросов от стационарных источников);
- переход от захоронения твердых бытовых отходов к их переработке (расширение масштабов отдельного сбора твердых бытовых отходов, безотлагательная ликвидация нелегальных свалок и приведение в соответствие с санитарными нормами действующих свалок.
- увеличение площадей зеленых насаждений общего пользования [19].

Политика в области охраны окружающей среды АО «КазТрансОйл».

АО «КазТрансОйл», являясь ключевым элементом энергетической отрасли Республики Казахстан, определяет своим высшим и неизменным приоритетом охрану окружающей среды, обеспечение высокого уровня экологической безопасности процессов по транспортировке нефти по магистральным нефтепроводам.

АО «КазТрансОйл» в полной мере осознает потенциальную опасность возможного негативного воздействия от производственной деятельности на окружающую среду и готов обеспечить наиболее высокий уровень экологической безопасности и охраны окружающей среды.

АО «КазТрансОйл» осуществляет производственную деятельность в соответствии с природоохранным законодательством Республики Казахстан, а также в соответствии с нормативно-разрешительной документацией, согласованной с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Приоритетными задачами в области охраны окружающей среды являются сохранение благоприятной окружающей природной среды. В целях соответствия высоким международным стандартам в АО «КазТрансОйл» внедрены системы управления, соответствующие ISO 14001:2015.

Существующая система постоянно совершенствуется за счет своевременной разработки плана корректирующих и предупреждающих

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

мероприятий и актуализации корпоративных регламентов в области управления производственными процессами, охраной окружающей среды и обеспечением экологической безопасности.

С целью снижения воздействия производственных процессов на окружающую среду разработана и утверждена Комплексная экологическая программа АО «КазТрансОйл» на цели и задачи, которой АО «КазТрансОйл» ежегодно выделяет значительные средства. В настоящее время ведется работа по разработке Комплексной экологической программы АО «КазТрансОйл», в которой планка экологической безопасности будет значительно поднята. К данной работе привлечен, в том числе, ряд специализированных организаций.

Важной составляющей системы превентивных мер является экологический производственный мониторинг, являясь достаточно обширной системой наблюдения за окружающей средой. В АО «КазТрансОйл» проводится на постоянной основе мониторинг атмосферного воздуха, почв, надземных и подземных вод на территории производственных объектов.

Природоохранная деятельность в АО «КазТрансОйл» ведется согласно лимитам и условиям, установленным в разрешении на природопользование (выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, сбросы сточных вод, размещение отходов).

Проводится поэтапная работа по утилизации исторически сложившихся загрязнений нефтью грунта и рекультивация нарушенных земель. Данные мероприятия позволяют возвращать в пользование нарушенные ранее территории, в том числе для сельского хозяйства.

АО «КазТрансОйл» уделяет большое внимание вопросам подготовки кадров, повышение экологической культуры, образовательного и профессионального уровня персонала в области рационального использования природных ресурсов, охраны окружающей среды и экологической безопасности [20].

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

12 Состояние здоровья населения

В Послании Президент поставил конкретные задачи на ближайшее десятилетие. В том числе Президент указал, что "Здоровый образ жизни и принцип солидарной ответственности человека за свое здоровье - вот что должно стать главным в государственной политике в сфере здравоохранения, и повседневной жизни населения".

На основе проведенного анализа современного состояния здоровья населения и системы здравоохранения Республики Казахстан были определены приоритетные стратегические направления и механизмы реализации Государственной программы развития здравоохранения Республики Казахстан "Саламатты Қазақстан". Совершенствование диагностики, лечения и реабилитации больных является одним из основных направлений Государственной программы «Саламатты Қазақстан».

С ростом ухудшения состояния окружающей среды ухудшается состояние здоровья населения области. Это представляет экологическую, экономическую и социальную проблемы, как области, так и страны в целом.

В Экибастузском регионе функционируют 22 объекта здравоохранения: городская больница (в составе родильный дом), три поликлиники (поликлиника №1 ПК «Дисконт» в доверительном управлении в рамках ГЧП) и 17 других организаций [19].

Здоровый образ жизни в АО «КазТрансОйл». Формирование здорового образа жизни и занятие спортом, Компания рассматривает в числе приоритетных направлений социальной политики. Спортивные мероприятия не только создают условия для поддержания и улучшения физической формы, но и развивают такие качества, как сплоченность коллектива, взаимовыручка, а также способствуют приобретению навыков работать в команде.

Компании регулярно организуется, а также принимает участие в спортивных мероприятиях по различным видам спорта: футболу, волейболу, баскетболу, настольному теннису, плаванию, шахматам, шашкам, бильярду и др. [20].

Безопасность и охрана труда в АО «КазТрансОйл».

АО «КазТрансОйл» обеспечивает занятость более семи тысяч людей в разных регионах страны, вкладывая значительные средства в организацию защиты своих сотрудников, обеспечивая высокую культуру труда производства и развивая социальную ответственность бизнеса, индикатором которой служат успешно действующие системы в области качества, экологии, здоровья и безопасности, соответствующие требованиям международных стандартов ИСО 9001:2015, ИСО 14001:2015, OHSAS 45001:2018.

Деятельность АО «КазТрансОйл» в сфере безопасности и охраны труда ведется в строгом соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан, а также других нормативных документов, регламентирующих правила и инструкции по безопасности и охране труда.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
			2611/3/20 – ООС				
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Одними из определяющих факторов продуктивного развития АО «КазТрансОйл» являются высокие обязательства, принятые на себя компанией, в отношении охраны жизни и здоровья работников и обеспечения безопасных условий труда. В этой связи ежегодно планируется и реализуется большой объем мероприятий, направленных на улучшение и оздоровление условий труда, предупреждение производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

Особое внимание при планировании деятельности уделяется процессу управления рисками в области безопасности и охраны труда. Так, во всех структурных подразделениях Общества систематически проводится актуализация опасностей и оценка рисков в области безопасности и охраны труда, по результатам которой выявляются высокие риски и разрабатываются мероприятия по их снижению. Финансирование данных мероприятий имеет приоритетное значение при формировании бизнес-плана АО «КазТрансОйл».

АО «КазТрансОйл» создало своим работникам благоприятные условия труда. Ведется разносторонняя работа, направленная на снижение негативного воздействия опасных производственных факторов. Работники, занятые на работах, связанных с повышенной опасностью, машинами и механизмами, проходят обязательное предсменное медицинское освидетельствование. Проведение предсменных медицинских освидетельствований обеспечено на всех производственных объектах АО «КазТрансОйл», в том числе расположенных вдали от населенных пунктов, а также где трудовой процесс осуществляется вахтовым методом. В этих целях, а также в целях оказания качественной медицинской помощи работающим на производственных объектах АО «КазТрансОйл» созданы медицинские пункты, укомплектованные в соответствии с требованиями норм в области здравоохранения.

В дополнение, АО «КазТрансОйл» обеспечивает защиту имущественных интересов работников посредством заключения договоров обязательного страхования работников от несчастных случаев при исполнении ими трудовых (служебных) обязанностей.

Работа АО «КазТрансОйл» в области обеспечения промышленной безопасности проводилась в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан и нормативно-технических документов, регламентирующих требования к обеспечению промышленной безопасности на опасных производственных объектах.

В целях осуществления производственного контроля на опасных производственных объектах разработано и введено в действие Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах АО «КазТрансОйл». В соответствии с ним и другими внутренними стандартами в компании организован пятиуровневый контроль в области безопасности и охраны труда. Осуществление производственного контроля организовано на всех уровнях, начиная от линейного мастера и руководителя работ до топа менеджеров

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

компании. По результатам работ комиссий составляются мероприятия по снижению вероятности рисков аварий и инцидентов, которые в последующем включаются в производственную программу, их исполнение контролируется, в том числе и уполномоченными работниками центрального аппарата [20].

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС

13 Социальная сфера

Экибастуз (каз. *Екібастұз*) — город областного подчинения (основан в 1898 году, статус города с 1957 года) на западе Павлодарской области, Казахстана. Расположен в 132 км к юго-западу от города Павлодара.

Город Экибастуз - крупнейший индустриальный и энергетический центр Казахстана.

По площади регион занимает 2 место в области, на его долю приходится 15% площади области. С северо-запада граничит с Акмолинской, с юго-запада Карагандинской областями, с севера Актогайским, с юга – Баянаульским и с северо-востока г. Аксу Павлодарской области.

На начало 2019 года, население города — 133 889 человек, в составе территории городского акимата 152 971 человек.

В состав региона входят всего 26 населённых пунктов сельской зоны, в том числе 3 посёлка — посёлок Солнечный, Торткудук, посёлок Шидерты, 10 сельских округов; 2 села; 22 населённых пункта.

Промышленность. Экибастузская ТЭЦ. Доминирующей отраслью экономики является промышленность.

В данное время разработка угля ведётся тремя угольными разрезами: разрезом «Богатырь», разрезом «Северный» которые входят в компанию «Богатырь Комир» и разрезом «Восточный», входящим в корпорацию «Евразийская энергетическая корпорация».

Градообразующие предприятия. Разрез «Богатырь». Разрез «Богатырь», проектной мощностью 50 млн тонн угля в год, строился девятью очередями с 1965 по 1979 годы, его запасы составляют более 900 млн тонн угля. Разрез такой большой единичной мощности был построен в мире впервые. В связи с этим «Богатырь» в 1985 году был включен в Книгу рекордов Гиннеса (за время эксплуатации добыто более 1 млрд тонн угля), его производственная мощность 50 млн тонн угля в год. На угле, добываемом компанией, работают девять электростанций и промышленных предприятий Казахстана, а также шесть электростанций России. В числе основных потребителей энергосистемы — РАО «ЕЭС России», Экибастузская ГРЭС-1, ГРЭС-2, Алматинские ТЭЦ, Карагандинская ТЭЦ-3, Акмолинская ТЭЦ-2 и Петропавловская ТЭЦ-2.

Разрез Восточный. Разрез «Восточный» — уникальное угледобывающее предприятие. Здесь впервые в мировой практике при наклонном залегании угольных пластов с ограниченной горизонтальной мощностью спроектирована и внедрена поточная технология добычи угля с конвейерным транспортом на поверхностный технологический комплекс. Наряду с добычей угля производится и его переработка перед отправкой потребителям (усреднение по качеству).

Наличие усреднительных складов, на которых происходит усреднение по качеству угля, добытого из разных забоев, является отличительной чертой разреза «Восточный». Применение технологии по усреднению угля позволяет оперативно реагировать на изменение качественных показателей в забое,

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

обеспечить одинаковую характеристику угля и в конечном итоге отгружать потребителю продукцию, имеющую стабильное качество.

Экибастузская ГРЭС-1. Пуск первого блока ГРЭС-1 состоялся в марте 1980 года, а в 1984 году был запущен восьмой энергоблок. После этого установленная мощность станции была доведена до проектных 4000 МВт.

ГРЭС-1 — крупнейшая электрическая станция Казахстана.

В 1996 году ГРЭС-1 была куплена американской энергетической компанией AES. В 2008 году компания AES продала ГРЭС-1 компании Казахмыс. На сегодняшний день станцией ЭГРЭС-1 владеют крупнейшие государственные компании ФНБ «Самрук-Казына» и «Казахмыс» (50/50).

Экибастузская ГРЭС-2. Пуск первого блока ГРЭС-2 состоялся в декабре 1990 года, а 22 декабря 1993 года был запущен второй энергоблок.

Одновременно со станцией был возведён посёлок энергетиков, который назвали Солнечным.

Труба Экибастузской ГРЭС-2 (420 метров) — самая высокая труба в мире, занесена в Книгу рекордов Гиннеса.

ЭГРЭС-2 не успели достроить в связи с распадом СССР. Сейчас станция является казахстанско-российским совместным предприятием и двумя энергоблоками способна вырабатывать 1 гигаватт электроэнергии. Этого вполне достаточно, чтобы обеспечивать железные дороги Казахстана, Байконур, канал «Иртыш — Караганда» и северные области страны.

Земельный фонд. Территория города Экибастуза составляет 1 887,6 тыс.га, из них:

- пашни – 24,5 тыс.га;
- залежь – 42,8тыс.га;
- пастбища – 1 672,8 тыс.га;
- сенокосные – 27,2 тыс.га.

Площадь сельскохозяйственных угодий составляет 615,9 тыс.га, из них:

- пашни – 24,2 тыс.га;
- залежь – 5,5 тыс.га;
- пастбища – 567,2 тыс.га;
- сенокосные – 15,9 тыс.га.

В Экибастузском регионе имеются 231 сельскохозяйственных формирований на площади 410,6 тыс.га.

Образование. Система образования включает в себя 90 учреждений: 1 ВУЗ и 7 колледжей, 40 школ, 28 детских садов, 3 внешкольные учреждения.

Контингент школ – 21 235 учеников.

Охват дошкольной подготовкой – 100%

Охват от года до 6 лет – 79,3 % [19].

Социальная политика АО «КазТрансОйл».

«Социальная политика Компании направлена на обеспечение безопасных и комфортных условий труда, поддержку здорового образа жизни, улучшение жилищных условий и качества жизни работников и членов их семей, материальную поддержку ветеранов и пенсионеров».

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

В рамках Кодекса социальной ответственности Компании в целях обеспечения максимальных выгод народу Республики Казахстан от своей деятельности АО «КазТрансОйл» принимает добровольные обязательства по социально ответственному участию в жизни сотрудников Компании, населения в регионе ее деятельности и Компании в целом.

Социальная ответственность Компании выражается в проведении разнообразных социальных программ внутренней и внешней направленности.

Все сотрудники Компании охвачены Коллективными договорами, которые заключаются сроком на три года. В Центральном аппарате и во всех четырех филиалах Компании образованы профсоюзные организации работников, выбраны председатели профсоюзных комитетов.

Подписан новый Коллективный договор между Компанией в лице генерального директора (председателя Правления) и председателями профсоюзных комитетов первичных профсоюзных организаций, локальных профсоюзных организаций филиалов и центрального аппарата компании. Коллективный договор включает расширенный пакет социальных льгот, направленных на улучшение условий жизни работников и членов их семей. Обязательства работодателя включают добровольное медицинское страхование, различные виды материальной помощи, как работникам, так и членам их семей.

Социальные гарантии. АО «КазТрансОйл» на постоянной основе осуществляет социальную поддержку своих сотрудников, предоставляя каждому социальный пакет. Основные принципы и подходы в области социальной политики Компании регулируются Коллективным договором.

Медицинское страхование, обеспечиваемое Компанией, позволяет получать работникам и членам их семей необходимое лечение в ведущих медицинских учреждениях Казахстана.

Кроме того, в соответствии с Коллективным договором работникам предоставляются социальные отпуска, такие как, учебный отпуск, отпуска связанные с рождением ребенка (детей), усыновлением (удочерением) новорожденного ребенка (детей), а также краткосрочные оплачиваемые отпуска, в том числе при вступлении работника в брак, в связи с рождением у работника ребенка (отцу), в связи со смертью близких родственников работника, и производится оплата отпуска по беременности и родам, отпуск работникам, усыновившим (удочерившим) новорожденного ребенка (детей), с сохранением средней заработной платы за вычетом суммы социальной выплаты на случай потери дохода в связи с беременностью и родами, усыновлением (удочерением) новорожденного ребенка (детей), осуществленной в соответствии с законодательством Республики Казахстан об обязательном социальном страховании.

Дополнительные меры поддержки оказывается женской части коллектива. Для сотрудниц, находящихся в отпусках по уходу за ребенком, Компанией предусмотрена ежемесячная выплата пособий до достижения ребенком полутора лет.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Помимо законодательно закрепленных инициатив, Компания обеспечивает гибкий график рабочего времени женщинам имеющих малолетних детей и выплачивает на содержание ребенка (детей) в возрасте от 1,5 до 6 лет 15,0 тыс. тенге ежемесячно.

В целях улучшения жилищных условий сотрудников утверждены Правила организации финансирования приобретения или строительства работниками АО «КазТрансОйл» жилья. Указанные Правила позволяют работникам Компании, не имеющим жилья, а также тем, кто хочет его построить или улучшить ранее имеющееся, получить льготный жилищный заем путём заключения на льготных условиях договора с банком, который выделяет денежные средства на основании Соглашения о сотрудничестве между ним и Компанией.

Корпоративное пенсионное обеспечение. Компания проявляет заботу и о тех работниках, кто в свое время вложил немало сил и знаний в развитие и успешную деятельность Компании, а сегодня находится на заслуженном отдыхе. В рамках Правил социальной поддержки неработающих пенсионеров и инвалидов Компания, помимо оказания обязательной материальной помощи при выходе на пенсию, не забывает о своих бывших работниках и предусматривает для них ежемесячные выплаты, в зависимости от стажа лет отработанных в Компании и единовременные денежные выплаты к следующим праздникам - Наурыз Мейрамы, День работников нефтегазового комплекса, День Независимости Республики Казахстан, участникам, инвалидам Великой Отечественной Войны и лицам, по льготам приравненным к участникам ВОВ - ко Дню Победы (9 мая), женщинам – к Международному женскому дню [20].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС	

14 Программа производственного экологического контроля

В соответствии со ст. 182, гл. 13 Экологического Кодекса Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Система производственного мониторинга окружающей среды ориентирована на организацию наблюдений, сбора данных, проведение анализа, оценку воздействия на состояние окружающей среды с целью принятия своевременных мер по предотвращению, сокращению и ликвидации загрязняющего воздействия данного предприятия на окружающую среду.

Сбор и передача информации осуществляются в соответствии с согласованной программой экологического производственного контроля и государственной статистической отчетностью в территориальные подразделения охраны окружающей среды.

В процессе экологического производственного контроля проводится анализ и оценка явных и скрытых нарушений естественного состояния компонентов природной среды, факторов, приводящих к ее деградации или ухудшению условий проживания населения и экологических рисков в целом. Изучаются экологические свойства ландшафтов, условия обитания и производственная деятельность человека, устойчивость природной среды ландшафтов к техногенному воздействию.

Экологический контроль водных объектов представляет собой систему регулярных наблюдений за гидрологическими, гидрогеологическими, гидрохимическими, санитарно-химическими, микробиологическими показателями их состояния, сбор, обработку и передачу полученной информации, в целях своевременного выявления негативных процессов, оценки и прогнозирования их развития, выработку рекомендаций по

Изн. № подл.
Подп. и дата
Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

предотвращению вредных последствий и определению степени эффективности осуществляемых водохозяйственных мероприятий.

Экологическим контролем состояния атмосферного воздуха является система наблюдения за состоянием загрязнения атмосферного воздуха, связанным с деятельностью предприятия, в целях своевременного принятия предупреждающих или корректирующих мер.

Экологический контроль почв - является системой наблюдения за состоянием и возможным загрязнением почв, применения предупредительных мер от проявлений опасных техногенных процессов, связанных с деятельностью предприятия.

Ожидаемые результаты проведения производственного экологического контроля:

- снижение рисков негативного воздействия на окружающую среду, здоровье персонала и населения, проживающего вблизи прохождения нефтепровода;
- экологическое просвещение и образование, повышение осведомленности в вопросах ООС;
- стабилизация и снижение удельных объемов эмиссий загрязняющих веществ выбросов, сбросов и размещение отходов производства;
- совершенствование системы производственного экологического мониторинга.

Проведение производственного контроля осуществляется отделом ООС предприятия по Программе производственного экологического контроля совместно с лабораториями, имеющими техническую оснащенность, допускающую контроль по аттестованным методикам за всеми вредными ингредиентами, выявленными при инвентаризации.

Общая характеристика предприятия. Павлодарское нефтепроводное управления (ПНУ) является структурным подразделением АО «КазТрансОйл». Управление функционирует с 1978 г., обслуживает 571,15 км нефтепроводов. В состав ПНУ входят:

- ГНПС «Павлодар»;
- АВП «Прииртышск»;
- НПС «Экибастуз»;
- БПО, ЦТТиСТ;
- УПТР.

Основным видом деятельности предприятия являются услуги по приему и транспортировке западносибирской нефти. Нефтеперекачивающие станции управлений расположены на территории Павлодарской области.

Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха, природных, поверхностных и сточных вод, почвы. Основными источниками загрязнения почвы, природных, поверхностных и сточных вод являются: разливы нефтепродуктов при хранении, сливе и транспортировке нефти.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Особенная опасность загрязнения атмосферного воздуха, подземных и поверхностных вод нефтепродуктами может возникнуть при аварийных ситуациях, в результате утечки и разлива нефти из резервуаров магистральных нефтепроводов.

Основным источником загрязнения атмосферы на ГНПС являются котельная и резервуарный парк:

- котельная - выбросы загрязняющих веществ происходят при горении нефти;

- резервуарный парк - выбросы загрязняющих веществ происходят в результате испарения нефти при хранении и заполнении. Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу резервуары оснащены понтонами;

- за счет испарений из емкостей, предназначенных для приема нефти, а также иных эксплуатационных утечек нефти;

- за счет испарения части утечек нефти через торцевые уплотнения перекачивающих насосов;

- за счет испарения части утечек нефти через уплотнения штоков задвижек;

- за счет испарения нефтепродуктов в подразделениях маслохозяйства;

- утечки и разливы нефти из резервуаров магистральных нефтепроводов.

Источником загрязнения поверхностных вод может быть подводный переход нефтепровода через реку в случае возникновения на нем аварийных ситуаций: р. Иртыш (11 км), р. Шидерты (196 км).

Источником загрязнения почвы, подземных и поверхностных вод может стать хранение бытовых и производственных отходов и работа вспомогательных служб и подрядных организаций.

План-график внутренних проверок. Павлодарское нефтепроводное управление АО «КазТрансОйл» принимает меры по регулярной внутренней проверке соблюдения экологического законодательства РК и сопоставлению результатов производственного экологического контроля с условиями экологического и иных разрешений.

Внутренние проверки проводятся работниками, в трудовые обязанности которых входят функции по вопросам охраны окружающей среды и осуществлению производственного экологического контроля, согласно внутреннему распорядку не реже одного раза в квартал.

В ходе внутренних проверок контролируется:

1. выполнение мероприятий, предусмотренных программой производственного экологического контроля;

2. следование правилам, относящимся к охране окружающей среды;

3. правильность ведения учета и отчетности по результатам производственного экологического контроля;

4. проверка соблюдения порядка сбора, временного хранения, утилизации и учета отходов производства и потребления;

Для ведения регулярных проверок по соблюдению природоохранного законодательства внутри предприятия составлен план-график проверок.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №					Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	153	

Протокол действий в нештатных ситуациях. На предприятии могут возникнуть нештатные ситуации, связанные с пожарами.

Для исключения пожароопасных ситуаций предусмотрены меры по правильному хранению сырья, материалов, своевременному вывозу отходов и других пожароопасных материалов, содержанию в порядке электрического хозяйства. Все участки снабжены средствами пожаротушения, определены места для курения.

Вероятность возникновения других нештатных ситуаций отсутствует.

В случае возникновения пожара действия персонала закреплены соответствующей инструкцией, которой предусмотрено:

- оповещение противопожарной службы и руководства предприятия, эвакуация работников;
- ликвидация очага возгорания с помощью имеющихся средств пожаротушения.

Организационная и функциональная структура внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля. Работники всех подразделений ПНУ АО «КазТрансОйл» выполняют свои прямые обязанности в области обеспечения безопасности по охране труда и экологической безопасности и за нарушение требований безопасности несут ответственность в соответствии с Законодательством Республики Казахстан.

Согласно имеющихся у ПНУ АО «КазТрансОйл» должностных инструкций эколог несёт ответственность за:

- выполнение своих функциональных обязанностей;
- достоверную информацию о состоянии выполнения полученных заданий и поручений, нарушение сроков их исполнения;
- выполнение приказов, распоряжений руководства предприятия;
- нарушение правил экологической безопасности.

В конце календарного года заполняются статистические отчеты по форме 2ТП-воздух, 2ТП-водхоз и форма по опасным отходам с расшифровкой в виде пояснительной записки, где указываются данные по загрязнению окружающей среды. Отчет 2ТП-воздух направляется в районное управление статистики, 2ТП- водхоз в Бассейновую водную инспекцию, форма по опасным отходам в департамент экологии по Павлодарской области.

Ответственные по приказам по ООС ведут необходимую документацию, по мере вывоза, размещения, утилизации, сдачи, сбора, хранения отходов, делают записи в журналах учета движения отходов, имеют право выносить на рассмотрение руководства формы предложения по улучшению деятельности предприятия в плане охраны окружающей среды.

Ответственность по вопросам охраны окружающей среды, общее руководство за ведением природоохранной работы, выработку стратегии и планирование приоритетных мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду возложено на эколога предприятия.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Производственный мониторинг окружающей среды. Цели и задачи производственного экологического мониторинга. Элементом производственного экологического контроля является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Мониторинг проводится согласно «Правилам по экологическому мониторингу. Методические рекомендации по проведению комплексных обследований и оценке загрязнения природной среды в районах, подверженных интенсивному антропогенному воздействию» ПР РК 52.5.06-03 от 20.04.2003 г., утвержденным вице-министром охраны окружающей среды Республики Казахстан А. Искаковым.

Целью производственного экологического мониторинга (далее по тексту ПЭМ) является определение порядка сбора, систематизации и анализа информации о состоянии окружающей среды в районе расположения предприятия, о причинах наблюдаемых и вероятных изменений состояния (т.е. об источниках и факторах воздействия), а также о допустимости таких изменений и нагрузок на среду в целом.

Программа ПЭМ должна предусмотреть решение следующих задач в сфере воздействия предприятия на окружающую среду:

- инструментальные наблюдения за источниками и факторами воздействия;
- оценка фактического состояния;
- прогноз воздействия;
- оценка прогнозируемого состояния;
- выявление аномалий состояния, вызванных производственными процессами;
- представление администрации предприятия информации о воздействии для принятия решений о мероприятиях по регулированию качества окружающей среды.

Методика проведения работ. Работы будут выполнены в соответствии с действующими в области охраны окружающей среды нормативными документами РК, с учетом современных разработок в мировой практике проведения аналогичных работ. Гарантированное качество выполнения отчетов, отбора проб и проведение анализов обеспечивается специализированными аккредитованными организациями, оснащенными на современном методическом и техническом уровне. Технические средства, применяемые для решения задач производственного мониторинга, представлены приборами измерений, аттестованными органами Госстандарта.

В соответствии с данной Программой предусматривается внутренний учет проводимых наблюдений, составление промежуточных ежеквартальных и годовых отчетов с предоставлением в уполномоченные органы охраны окружающей среды.

Планируется проведение регулярных внутренних проверок соблюдения экологического законодательства РК и сопоставления результатов

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

производственного мониторинга с установленными экологическими нормативами и разрешениями.

Операционный мониторинг технологических процессов.

Операционный мониторинг включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства.

В связи с этим, эколог предприятия контролирует соблюдение графика технического осмотра и своевременность ремонта оборудования, что в свою очередь снижает вероятность выхода его из строя и увеличения эмиссий.

Мониторинг атмосферного воздуха. С целью контроля за соблюдением норм ПДВ и разрешенных лимитов выбросов ведется мониторинг за качеством атмосферного воздуха.

Организация мониторинга за состоянием загрязнения воздушного бассейна предлагается в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» РД 52.04.186-89.

Непосредственно мониторинг атмосферного воздуха включает организацию наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе нормативных санитарно-защитных зон.

Мониторинг атмосферного воздуха Павлодарского нефтепроводного управления АО «КазТрансОйл» включает определение концентрации NO₂, SO₂, H₂S, CO, C_nH_n, зола мазутная, пыль неорганическая с содержанием SiO₂. <20%, углеводороды на границах санитарно-защитных зон станций филиала и в радиусе 150 м - 2 раза в квартал.

На период реконструкции.

Источниками загрязнения атмосферы на период реконструкции будут являться строительные машины и транспортные средства, работающие на участке реконструкции, земляные, покрасочные, сварочные, медницкие работы, от испарения битума и от работы сверлильного станка.

Мониторинг эмиссий, согласно характера действия источников загрязнения атмосферы предлагается использовать следующие методы контроля:

- для неорганизованных источников (спецтехника и т.д.) и периодически работающих источников (ДЭС, компрессоры) – расчетный (определение объемов выбросов выполняется по фактическому расходу материалов).

В период проведения реконструируемых работ периодичность контроля рекомендуется - 1 раз в квартал (или в зависимости от продолжительности строительных работ).

Мониторинг эмиссий на передвижных источниках выбросов осуществляется путем систематического контроля за состоянием топливной системы двигателей автотранспорта и на токсичность отработавших газов.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Определение объемов выбросов выполняется расчетным методом по расходу топлива.

Воздействие от проектируемой деятельности на воздух будет кратковременным (ограниченным продолжительностью проводимых работ) и небольшого масштаба.

Выводимый из эксплуатации участок трубопровода МН «Павлодар-Шымкент» освобождается от нефти путем вытеснения её очистными устройствами в резервуарный парк ГНПС «Павлодар», в связи с этим, при выводе из эксплуатации трубы, вытеснения нефти выбросы в атмосферный воздух отсутствуют.

В помещениях, на объектах и установках, где в процессе производственной деятельности возможно выделение пыли, газов, паров и аэрозолей необходимо осуществлять контроль качества воздуха рабочей зоны с помощью автоматических газоанализаторов или других стандартизированных методов.

Измерения показателей загрязненности атмосферного воздуха могут проводиться как ОПБ, ОТ и ОС (Отдел промышленной безопасности, охрана труда и окружающей среды) самого предприятия, так и сторонней организацией на договорной основе. Для замеров должны использоваться приборы, аттестованные органами государственной метрологической службой.

Мониторинг выбросов источников предприятия. Наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ предусматривают контроль установленных для них нормативов ПДВ и разрешенных лимитов выбросов. Нормативы ПДВ для каждого источника установлены в проектах нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов магистрального нефтепровода.

Периодичность контроля на том или ином источнике определяется критерием категории опасности выброса данного источника согласно «Рекомендациям по делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и видового состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ», Алматы, 1991.

Мониторинг выбросов источников Павлодарского нефтепроводного управления АО «КазТрансОйл» включает:

- определение концентраций следующих загрязняющих веществ: азота оксид, азота диоксид, сера диоксид, углерода оксид, углерод, зола мазутная (в пересчете на ванадий), бензапирен в выбросах котельных станций 1 раз в год во время отопительного сезона;

- определение концентраций следующих загрязняющих веществ: углеводороды предельные C1-C5, C6-C10, бензол, ксилол, толуол, бензин (нефтяной, малосернистый), масло минеральное нефтяное, сероводород, пыль древесная, этилбензол, алканы, в резервуарных парках и других контрольных точках 1 раз в год,

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- определение концентраций следующих загрязняющих веществ: азота диоксид, сера диоксид, сероводород, углерода оксид, пыль, зола мазутная, углеводороды предельные С1-С5, С6-С10 на границе СЗЗ, границе селитебной территории пос. Павлодарский структурных подразделениях управления 2 раза в квартал.

На период реконструкции объекта организованные источники загрязнения атмосферного воздуха будут:

- источник № 0001 Выхлопная труба ДЭС (60 кВт);
- источник № 0002 Выхлопная труба ДЭС (100 кВт);
- источник № 0003 Компрессоры передвижные;
- источник № 0004 Компрессоры передвижные;
- источник № 0005 Компрессоры передвижные;

Неорганизованные источники:

- источник № 6001 ДВС строительного автотранспорта;
- источник № 6002 Сварочные работы;
- источник № 6003 Покрасочные работы;
- источник № 6004 Медницкие работы;
- источник № 6005 Станок сверлильный;
- источник № 6006 Пыление при разгрузке щебня;
- источник № 6007 Пыление при разгрузке песка;
- источник № 6008 Испарения от битума;
- источник № 6009 Пыление при работе экскаваторов;
- источник № 6010 Пыление при работе бульдозеров.

В соответствии с проектом организации строительства при проведении строительных работ будут задействованы строительные машины и транспортные средства, работающие на дизельном топливе и бензине – экскаваторы, бульдозеры, краны, автомобили бортовые и т.д.

Завоз строительных конструкций, материалов и других грузов будет осуществляться грузовыми дизельными автомобилями. При работе транспортных средств и механизмов в атмосферный воздух выделяются продукты сжигания дизтоплива и бензина: оксид углерода, углеводороды, диоксид азота, углерод, диоксид серы, бенз/а/пирен.

На площадке реконструкции электроснабжение будет осуществляться дизельной электростанцией (ДЭС). От выхлопной трубы ДЭС в атмосферу будут выделяться азот (IV) оксид, азот (II) оксид, углерод, сера диоксид, углерод оксид, бенз/а/пирен, формальдегид, алканы С12-19 /в пересчете на углерод/.

От передвижных компрессорных установок в атмосферу будут выделяться азот (IV) оксид, азот (II) оксид, углерод, сера диоксид, углерод оксид, акролеин, формальдегид, алканы С12-19 /в пересчете на углерод/.

При разгрузке песка, при работе экскаваторов и бульдозеров в атмосферу выделяется пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (SiO2) 70-20%. При разгрузке щебня - пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния (SiO2).

Изн. № подл.
Подп. и дата
Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

От использования битума в атмосферу будут выделяться алканы C12-19 /в пересчете на углерод/.

При работе сверлильного станка в атмосферу выделяются взвешенные частицы.

От медницких работ в атмосферу выделяются олово оксид /в пересчете на олово/, свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/.

От сварочных работ в атмосферу выделяются железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/, марганец и его соединения, азота (IV) диоксид, азот (II) оксид, углерод оксид, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния.

От покрасочных работ в атмосферу выделяются диметилбензол, метилбензол, бутилацетат, пропан-2-он, уайт-спирит.

В период проведения реконструируемых работ периодичность контроля рекомендуется - 1 раз в квартал (или в зависимости от продолжительности строительных работ).

Мониторинг природных, поверхностных и сточных вод. С целью оценки влияния предприятия на подземные воды на промплощадках существует сеть наблюдательных скважин.

Артезианские скважины пробурены с целью использования воды для технических и хозяйственно-бытовых нужд.

С целью контроля за соблюдением норм ПДС ведется мониторинг за качеством сточных вод. Мониторинг сточных вод включает:

- объемов забираемой, используемой и сточной воды и их соответствия установленным лимитам;

- состава и свойств сточных вод и их соответствия установленным нормам сброса (ПДС);

- состава и свойств сточных вод на отдельных звеньях технологической схемы очистки и использования вод и их соответствия технологическим регламентам;

- состава и свойств воды подземных горизонтов в местах собственных водозаборов, контрольных створах водного объекта (пруда-накопителя), принимающего сточные воды водопользователя и соблюдения норм качества воды в контрольном створе.

В соответствии с этими обязанностями водопользователь должен организовать учет и контроль водопотребления и водоотведения на предприятии, лабораторный контроль качества воды, используемой на предприятии, а также контроль качества сточных вод (от входных параметров на очистные сооружения до контрольных точек на акватории прудов-накопителей).

Мониторинг водных ресурсов включает:

- анализ сточных вод, сбрасываемых в накопители сточных вод;
- анализ химического состава природной воды из артезианских и водозаборных скважин;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- анализ химического состава подземных вод вокруг накопителей сточных вод и на территории ГНПС;
- наблюдение за уровнем грунтовых вод по скважинам вокруг накопителей сточных вод;
- наблюдение за температурным режимом по скважинам вокруг накопителей сточных вод;
- контроль за работой очистных сооружений;
- анализ проб поверхностных вод выше и ниже подводных переходов нефтепровода на содержание нефтепродуктов.

На период реконструкции. На период реконструкции водоснабжение для хоз.-бытовых и строительных целей планируется осуществлять привозной бутилированной водой. Качество подаваемой воды должно соответствовать требованиям законодательства РК, санитарно-гигиенических правил и норм, государственных стандартов.

Согласно ресурсной смете Тома 2 для гидроиспытания трубопровода будет использована техническая вода объемом 218 м³, на строительные нужды – 1733 м³. Согласно справке ПНУ, забор воды предусматривается из канала им. К. Сатпаева, НС №4.

Для естественных потребностей персонала и хозяйственно-бытовых сточных вод будут предусмотрены биотуалеты. Согласно справке ПНУ, вывоз и утилизация коммунальных стоков планируется на очистные сооружения НПС «Экибастуз».

Выводимый из эксплуатации участок трубопровода МН «Павлодар-Шымкент» освобождается и очищается от нефти путем вытеснения её очистными устройствами в резервуарный парк ГНПС «Павлодар». В соответствии проекту демонтируемый участок трубопровода не будет подвергаться гидроиспытанию, в связи с этим, сбросы на поверхностные и подземные воды отсутствуют.

Согласно письму ПНУ, после проведения гидравлических испытаний нового трубопровода, вода будет храниться в резервуаре для последующего повторного использования на пылеподавление грунтовых проездов при проведении работ по реконструкции участка МН.

Контроль за состоянием сточных вод. Контроль за состоянием сточных вод осуществляется согласно «Методам учета потребления и отведения сточных вод рекомендации по проведению контроля за работой очистных сооружений и сбросом сточных вод», включенных в перечень действующих нормативно-правовых актов (НПА) в области ООС приказом МООСРК № 324-п от 27.10.2006 г.

Как правило, контроль осуществляется с помощью водомерных счетчиков. Водомерный счетчик учитывают поступление воды на объекты. Объем водоотведения учитывается по производительности и продолжительности работы фекальных насосов.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Отбор проб воды осуществляется в соответствии с требованиями «Инструкции по отбору поверхностных и сточных вод на химический анализ», Алматы, 1994.

Отбор проб должен быть выполнен в следующих основных точках:

- очистные сооружения - на входе в КОС и на выходе;
- на сбросе в пруд-накопитель;
- пруд-накопитель - вблизи водовыпуска сточных вод и у противоположного берега;

В качестве пробоотборников применяют химически стойкие к исследуемой сточной воде стеклянные, фарфоровые или пластмассовые емкости. Их вместимость должна обеспечить определение всех запланированных компонентов. Для взятия проб на растворенный кислород используют отдельные стеклянные склянки с притертой пробкой объемом 200-300 мм.

Перечень контролируемых параметров качества сточных вод определяется в зависимости от их категории и должен полностью отражать состав сточных вод. Для хозяйственных сточных вод это: рН, общая минерализация (сухой остаток), жесткость общая, нефтепродукты, окисляемость, взвешенные вещества, хлориды, сульфаты, фосфаты, карбонаты, магний, кальций, железо общее, азот аммонийный, нитраты, нитриты, углерод, БПКп, ХПК, СПАВ, фенолы, марганец, медь, цинк, алюминий, никель, хром, жиры растительные и животные.

Периодичность отбора проб. Отбор проб на полный анализ контролируемых ингредиентов выполняется 1 раз в год. В случае ухудшения работы очистных сооружений или возникновения аварийных ситуаций производится учащенный отбор проб.

Методы контроля качества сточных вод. Отобранные пробы воды размещаются для анализа в аттестованных лабораториях. Анализ выполняется по унифицированным методикам.

В рамках ведомственного контроля за соблюдением нормативов ПДС предприятию следует осуществлять:

1. Регулярный отбор проб и их анализ на качественный состав сбрасываемых в пруд-накопитель хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод.
2. Постоянный контроль за эпидемиологическим состоянием в районе сброса сточных вод во избежание создания неблагоприятной санитарно-эпидемиологической обстановки.
3. В случае несоответствия результатов химических анализов нормативным требованиям, частота отбора проб будет увеличена.
4. При изменении условий, влияющих на объемы и качество, схема-график аналитического контроля подлежит пересмотру.
5. Оценка результатов исследований проводится с учетом нормативных документов Госстандарта и охраны окружающей среды.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Код.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

6. Средства учета воды (счетчики) должны обеспечивать достоверность измерений. Они должны быть зарегистрированы, сертифицированы и поверены с периодичностью, предусмотренной для них Госстандартом.

Контроль за качеством подземных вод. В соответствии с «Инструкцией по организации и ведению режимных наблюдений за уровнем, напором, дебитом, температурой и химическим составом подземных вод в системе государственного мониторинга подземных вод» №144-п от 09.11.2004 г. природопользователь обязан осуществлять контроль за качеством подземных вод.

С целью осуществления ведомственного мониторинга подземных вод предусматривается выполнение следующих видов и объемов работ:

1. Замер уровня и температуры воды (1 раз в месяц);
2. Замер глубины скважины (1 раз в месяц);
3. Отбор проб воды, сопровождаемый прокачками скважин (1 раз в квартал):

4. Лабораторные исследования с целью определения качественного состава подземных вод:

- сокращенный химический анализ воды (1 раз в квартал),
- содержание нефтепродуктов (1 раз в квартал),
- полный химический анализ на определение содержания элементов I-го класса опасности (1 раз в год).

Контроль за качеством подземных вод Павлодарского нефтепроводного управления АО «КазТрансОйл» включает анализы грунтовой воды из наблюдательных и эксплуатационных скважин от 1 до 4 раз в год по следующим показателям:

- органолептические показатели воды,
- обобщенные показатели (рН, общая минерализация (сухой остаток), жесткость общая, нефтепродукты, окисляемость, СПАВ, фенольный индекс),
- сокращенный химический анализ (взвешенные вещества, хлориды, сульфаты, фосфаты, карбонаты, магний, кальций, железо общее, азот аммонийный, нитраты, нитриты, углекислота свободная, БПКп, ХПК),
- полный химический анализ с определением тяжелых металлов (алюминий, барий, бериллий, бор, кадмий, марганец, медь, молибден, мышьяк, никель, ртуть, свинец, селен, фториды, хром, цинк),
- замеры уровней, температуры,
- микробиологический анализ,
- радиологический анализ.

Контроль за качеством поверхностных вод выше и ниже подводных переходов. В соответствии с «Правилами охраны поверхностных вод Республики Казахстан» РНД 01.01.03-94 водопользователь обязан осуществлять контроль за качеством поверхностных вод.

С целью выявления воздействия подводных переходов на поверхностные воды проводится отбор проб воды для химического анализа на содержание

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

нефтепродуктов до и после подводных переходов нефтепровода через водные преграды (не менее 2-х раз в год) р. Иртыш, р. Шидерты;

Проводятся сравнительный анализ результатов проб и выдача заключения о степени воздействии нефтепровода на поверхностные воды.

Мониторинг подземных и сточных вод Павлодарского нефтепроводного управления включает: анализ с определением нефтепродуктов в пробах воды из р. Иртыш 11 км магистрального нефтепровода Павлодар-Шымкент (2 точки – верхнее, нижнее течение) и р. Шидерты, 196 км магистрального нефтепровода Павлодар-Шымкент (2 точки – верхнее, нижнее течение) 2 раза в год (осенне-зимний период, весенне-летний период).

Мониторинг почв, отходов производства и потребления. Степень загрязнения почв определяется содержанием в ней загрязняющих веществ и уровнем её возможного отрицательного влияния на контактирующие среды (вода, воздух, растительность) с последующим прямым или косвенным влиянием на человека.

Мониторинг почв включает анализ с определением pH, нефтепродуктов в пробах почв, радиологический анализ почв на границе санитарно-защитной зоны предприятия на соответствие «Нормативам предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденных совместным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан №99 от 30.01.2004 г. и Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан №21-п от 27.01.2004 г.

Предприятием осуществляется контроль за организацией сбора, размещения и удаления отходов с территорий объектов, регулярная инвентаризация, контроль за временным хранением и состоянием отходов. Все отходы по мере накопления в соответствии с договорами вывозятся в специализированные организации.

На период реконструкции образуются твердые бытовые отходы, металлолом, лом цветных металлов, огарки сварочных электродов, тара из-под лакокрасочных материалов, промасленная ветошь.

Для временного размещения будут предусмотрены специальные контейнеры, емкости. Вывоз отходов будет осуществляться на договорной основе в специализированное предприятие.

Выводимый из эксплуатации участок МН «Павлодар-Шымкент» освобождается от нефти путем вытеснения её очистными устройствами в резервуарный парк ГНПС «Павлодар», в связи с этим, при выводе из эксплуатации трубы, вытеснения нефти образования нефтешлама не будет.

Радиологический контроль. Согласно требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» утвержденных Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020,

Инва. № подл.
Подп. и дата
Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

необходимо проведение обследования производственных объектов с целью определения эффективной дозы производственного облучения.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окуржающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 (далее – 238U) и тория-232 (далее – 232Th), а также калия-40 (далее – 40K). Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнения окружающей среды.

Таблица 14.1 - Радиологический контроль объектов ПНУ

№ п/п	Место отбора	Параметры	Периодичность
	АВП «Прииртышск» ГНПС «Павлодар» НПС «Экибастуз»	- отбор проб ОС (почва, вода) для оценки наличия радиоактивного загрязнения; - измерение эквивалентной равновесной объемной активности радона и торона; - оценка эффективной дозы облучения работников	1 раз в 3 года

Контроль за парниковыми газами и озоноразрушающими веществами. Павлодарское нефтепроводное управление не осуществляет деятельность, связанную с производством озоноразрушающих веществ, не осуществляет импорт/экспорт озоноразрушающих веществ, импорт/экспорт оборудования, содержащего озоноразрушающие вещества, т. е. источники выбросов озоноразрушающих веществ отсутствуют.

Источниками выбросов парниковых газов на объектах ПНУ являются:

- котельные на ГНПС «Павлодар», НПС «Экибастуз», НПС «Прииртышск», БПО и ЦТТиСТ;
- резервные источники электроэнергии (ДЭС);
- резервуары на ГНПС «Павлодар»;
- автотранспорт и спецтехника, закрепленные за ЦТТиСТ ПНУ АО «КазТрансОйл».

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Производственный контроль за парниковыми газами осуществляется путем проведения ежегодной инвентаризации выбросов парниковых газов, ежегодном предоставлении паспортов инвентаризации парниковых газов в ИДЭ.

Контроль измерений. При заключении договора (контракта) на проведение лабораторных работ до сведения исполнителя доводится требования предприятия по соблюдению природоохранного законодательства при выполнении работ на территории предприятия.

Лаборатория проверяется на соответствие существующим требованиям:

- наличие полного комплекта установочных документов (аккредитация, лицензирование и т.д.);
- соответствие средств измерения и применяемых методик Реестру РК;
- даты поверок и сроки годности химреактивов;
- выполнение работ в соответствии с утвержденными графиками лабораторного контроля;
- сбор и передача информации для отдела ООС в установленном порядке.

Результаты мониторинга отражаются в квартальном отчете.

Отчет содержит:

- результаты проверки, замечания и описание выявленных превышений норм ПДК, со ссылками на соответствующие нормативные документы;
- анализ результатов мониторинга и намеченные меры по выявлению основного источника загрязнения, который может быть причиной увеличения ПДК в данных границах (точке),
- выдача рекомендации по проведению и контролю корректирующих мер, конкретного источника загрязнения, для достижения соответствующей нормативам ПДК в данных границах.

Результаты производственного мониторинга доводятся до заинтересованных сторон.

В конце отчетного года на основании результатов мониторинга готовится годовой отчет по мониторингу за состоянием окружающей среды с анализом следующих аспектов:

- анализ выбросов вредных веществ;
- анализ состояния атмосферного воздуха на границе СЗЗ;
- анализ загрязненности сточных вод;
- анализ загрязненности вод прудов-испарителей и подземных вод;
- анализ загрязненности почв;
- анализ результатов мониторинга и намеченные меры по выявлению основного источника загрязнения, который может быть причиной увеличения ПДК в данных границах;
- выдача рекомендации по проведению и контролю корректирующих мер, конкретного источника загрязнения, для достижения соответствующей нормативам ПДК в данных границах.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Результаты производственного мониторинга доводятся до заинтересованных сторон. Расчет выбросов и сбросов загрязняющих веществ и объема размещения отходов по предприятию с формированием комплекта отчетной документации проводится на основании расчетных методов.

Программа производственного экологического контроля ПНУ приведена в приложении И.

План-график внутренних проверок экологических требований на объектах ПНУ АО «КазТрансОйл» приведены в таблице 14.2

14.2 - План-график внутренних проверок экологических требований на объектах ПНУ

№ п/п	Определяемые показатели	Срок проведения	Ответственные
1	Контроль состояния территории, отсутствие захламленности, мусора	Постоянно	Начальник станции
2	Наличие данных о фактическом количестве вывезенных отходов на полигон	1 раз в квартал	Начальник станции Эколог предприятия
3	Контроль за соответствием мест временного хранения отходов их уровням опасности	Постоянно	Начальник станции Эколог предприятия
4	Своевременный вывоз отходов для размещения и утилизации в соответствии с их уровнями опасности	Постоянно	Начальник станции Эколог предприятия
5	Отсутствие на земле разлитых пятен бензина и дизтоплива	Постоянно	Начальник станции Эколог предприятия
6	Наличие графика ТО и проведение осмотра оборудования	2 раза год	Механик объекта
7	Контроль токсичности и дымности транспортных средств	Через 4000/5000 км пробега	Начальник ЦТТиСТ
8	Контроль за санитарным состоянием скважин	1 раз в квартал	Начальник станции
9	Контроль процесса озеленения территории	Весенне-летний период	Начальник станции

14.3 - План-график внутренних проверок экологических требований на период реконструкции

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№ п/п	Определяемые показатели	Срок проведения	Ответственные
1	Контроль состояния территории, отсутствие захламленности, мусора	Постоянно	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации.
2	Наличие данных о фактическом количестве вывезенных отходов на полигон	1 раз в квартал	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации. Эколог предприятия
3	Контроль за соответствием мест временного хранения отходов их уровням опасности	Постоянно	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации. Эколог предприятия
4	Своевременный вывоз отходов для размещения и утилизации в соответствии с их уровнями опасности	Постоянно	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации. Эколог предприятия
5	Отсутствие на земле разлитых пятен бензина и дизтоплива	Постоянно	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации. Эколог

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

			предприятия
6	Наличие графика ТО и проведение осмотра оборудования	1 раз в квартал	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации.
7	Контроль токсичности и дымности транспортных средств	1 раз в квартал	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации.
8	Проведение работ по пылеподавлению при проведении строительных работ	На период проводимых работ	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации.
9	Контроль процесса гидроиспытания трубы	На период проводимых работ	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации. Представители службы эксплуатации и АВП
10	Контроль процесса вывода из эксплуатации трубы, вытеснения нефти	На период проводимых работ	Ответственное лицо, назначенное приказом руководителя подрядной организации. Представители службы эксплуатации и АВП

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Список используемой литературы

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 02 января 2021 года № 400-VI;
2. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
3. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденные приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 г. № ҚР ДСМ-2;
4. Классификатор отходов, утвержденный приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314;
5. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
6. СП РК 4-01-101-2012 Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений;
7. «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
8. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок».
9. Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Ө «Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок»;
10. Приложение № 8 к приказу МОСiBP РК от 12.06.2014 г. № 221-Ө «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников»;
11. РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов);
12. РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов);
13. Приложение №3 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстанот «18» 04 2008 года № 100-п «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий»;
14. РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов);
15. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» Приложение №11 к

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.;

16. Приложения 12 к приказу МООС РК от «18» 04 2008 г. №100-п «Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в том числе от асфальтобетонных заводов»;

17. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;

18. Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, Астана 2009;

19. Официальный информационный портал акимата г.Экибастуз;

20. Официальный сайт АО «КазТрансОйл».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Код уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2611/3/20 – ООС	

ПРИЛОЖЕНИЯ

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Код уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2611/3/20 – ООС