

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Охрана труда и окружающей среды

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ОТиОС
Мешодяко Н.Т. д.т.н. профессор
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Исследование влияния тепловой
станции на окружающую среду

Специальность 570731-Безопасность жизнедеятельности и
защита окружающей среды

Выполнил (а) Шарипова А.М. ВРСД-10-1
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Саматова М.С. к.т.н. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Макунов А.А. к.э.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Маша - Саматова М.С. к.т.н. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 5 » июня 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Маша - Саматова М.С. к.т.н. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 5 » июня 2014 г.
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Калимуллин М.С. д.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Маша - « 5 » июня 2014 г.
(подпись)

Рецензент: Замышев И.Д. д.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электротехнический
Специальность Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды
Кафедра Охрана труда и окружающей среды

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Шаринова Амар Маратковна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Исследование влияния тепловой станции на окружающую среду

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 20 13 г.

Срок сдачи законченной работы « » 06 20 14 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
2. Данные об инвентаризации источников загрязнения
3. Данные о характеристике конкретной деятельности предприятия

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Расчет выбросов вредных веществ
2. Расчет предельно допустимых концентраций вредных веществ
3. Определение нормативов предельно допустимых выбросов
4. Разработка мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу
5. Расчет определения экономической оценки ущерба от загрязнения атмосферного воздуха
6. Расчет производственного озвещения
7. Акустический расчет и меры защиты от воздействия шума

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта-схема предприятия
2. Карта рассеивания оксида серы
3. Карта рассеивания оксида углерода
4. Перечень загрязняющих веществ
5. Газодыменная установка

Рекомендуемая основная литература

1. Экологический кодекс Республики Казахстан
2. РНД 211.2.01.01-97 Методика расчета концентраций в атмосферной среде вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, Алматы 1997
3. РД 34.02.305-95 Методика определения выбросов вредных загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС
4. Г.Н. Жемелин, В.И. Лебедев, Б.А. Перминов Температурные установки - М.: Стройиздат, 1986

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Макулов А.А.	1.04 - 5.06.14	Макулов
ЭМРД	Саганова М.С.	1.04 - 5.06.14	Саганова
Позиционно-вахтенный Техн.	Саганова М.С.	1.04 - 5.06.14	Саганова

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Обзор законодательных, нормативных и правовых актов РК	24.03.14г.	
2.	Проведение оценки воздействия на окружающую среду или иной деятельности на территории	9.04.14г.	
3.	Характеристика коллективной деятельности	25.04.14г.	
4.	Решение вопросов застройки территории	5.05.14г.	
5.	Инвентаризация источников загрязнения воздушного бассейна	14.05.14г.	
6.	Описание расчетов вредных концентраций и определение предельной концентрации в ПДВ	19.05.14г.	
7.	Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	22.05.14г.	
8.	Экономическая часть	30.05.14г.	
9.	Безопасность жизнедеятельности	3.06.14г.	

Дата выдачи задания « 10 » января 20 14 г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Берілген дипломдық жобада жылу стансасының қоршаған ортаға ықпал етуі зерттелген. Бақыланбайтын қоршаған орнатың ластану мәселесі дипломдық жобада зерттелуіне негіз болды.

Негізгі бөлімде атмосфераға таралатын зиянды заттардың мөлшері есептелді.

«Өмір тіршілік қауіпсіздігі» бөлімінде зиянды және қауыпты факторларды айқындайтын жұмысшылардың еңбек шарттары, сығымдағыш стансасының операторының жұмыс орнындағы шу деңгейі талданды және жасанды жарықтандырудың есебі жүргізілді.

Экономикалық бөлімде атмосфералық ауаның ластануының экономикалық бағалау есебі және қоршаған ортаның шығарылатын эмиссияларға жұмсалатын төлемдер есептелді.

Аннотация

В данном дипломном проекте представлено исследование влияния тепловой станции на окружающую среду. Предпосылками для написания проекта стали современные проблемы, связанные с неконтролируемым ростом загрязнения окружающей среды.

В основной части проведен расчет выбросов вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» проведены: анализ условия труда рабочих, с выявлением опасных и вредных факторов; уровень шума на рабочем месте оператора на компрессорной установке; расчет искусственного освещения.

В экономической части проведены расчет определения экономической оценки ущерба от загрязнения атмосферного воздуха и расчет платы за эмиссии в окружающую среду.

Abstract

This diploma project provides the research on a thermal power station's impact on the environment. Preconditions for writing this project are the current problems, associated with uncontrolled growth of environmental pollution.

The main part includes estimation of harmful agents ejection to the atmosphere.

The "life safety" section shows the analysis of working conditions with detecting dangerous and injurious factors, noise level on the operator's work place on the compressor installation and candlelight estimation.

The economical evaluation of damage caused by air pollution and payment estimation due to emissions to the environment.

Содержание

Введение	7
1 Обзор законодательных, нормативных и правовых актов Республики Казахстан в области охраны окружающей среды	9
2 Проведение оценки воздействия намечаемой хозяйственной или иной деятельности по охране окружающей среды	10
2.1 Общие положения	10
2.2 Принципы оценки воздействия на окружающую среду	11
2.3 Процедура оценки воздействия на окружающую среду	12
3 Характеристика намечаемой хозяйственной деятельности	12
3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	12
3.2 Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу	15
4. Расчет выбросов загрязняющих веществ	17
4.1 Расчет выбросов от организованных источников	17
4.2 Расчет выбросов от неорганизованных источников	44
4.3 Расчет выбросов загрязняющих веществ на перспективу	46
5 Инвентаризация источников загрязнения воздушного бассейна	50
6 Анализ расчетов приземных концентраций и определение предложений нормативов ПДВ	67
7 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	70
8 Экономическая часть	77
8.1 Правила экономической оценки ущерба от загрязнения окружающей среды	77
8.2 Расчеты определения экономической оценки ущерба от загрязнения атмосферного воздуха	78
8.3 Понятие платы за эмиссии в окружающую среду	80
8.4 Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду	82
8.5 Расчет платежей за эмиссии в атмосферу от стационарных источников	85
9. Безопасность жизнедеятельности	86
9.1 Расчет производственного освещения	86
9.1.1 Расчет естественного освещения	86
9.1.2 Расчет искусственного освещения	89
9.2 Акустический расчет и меры защиты от воздействия шума	90
Заключение	96
Перечень сокращений	97
Список литературы	98
Приложение А	

Введение

На сегодняшний день существует неразрывная взаимосвязь условий обеспечения тепло энергопотребления и загрязнения окружающей среды. Взаимодействие этих двух факторов жизнедеятельности человека и развитие производственных сил привлекает постепенное внимание к проблеме взаимодействия теплоэнергетики и окружающей среды.

На ранней стадии развития теплоэнергетики основным проявлением этого внимания был поиск в окружающей среде ресурсов, необходимых для обеспечения теплоэнергопотребления и стабильного теплоснабжения предприятий и жилых зданий. В дальнейшем границы проблемы охватили возможности более полного использования природных ресурсов путём изыскания и рационализации процессов и технологии, добычи и обогащения, переработки и сжигания топлива, а также совершенствования теплоэнергетических установок. На современном этапе актуальной становится проблема взаимодействия теплоэнергетики и окружающей среды, которая приобрела новые черты, распространяя своё влияние на огромные территории, большинство рек и озёр, громадные объёмы атмосферы и гидросферы Земли.

Объектом исследования дипломного проекта является Кызылординская теплоэлектростанция (КТЭЦ), основной деятельностью которой является выработка тепловой и электрической энергии для нужд города Кызылорда. Предметом исследования является воздействия на окружающую среду тепловой станции, возникающие в процессе ее функционирования.

Целью исследования является проведение оценки уровня загрязнения атмосферы выбросами предприятия, а так же поиск решений для сокращения неблагоприятного воздействия на окружающую среду.

1 Обзор законодательных, нормативных и правовых актов Республики Казахстан в области охраны окружающей среды

Конституция Республики Казахстан, принятая 28 января 1993г., представляет гражданам право на благоприятную для жизни и здоровья человека окружающую природную среду. Конституцией определено, что земля, ее недра, воды, растительный и животный мир, другие природные ресурсы находятся в государственной собственности. Экологический Кодекс Республики Казахстан регулирует отношения в области охраны, восстановления и сохранения окружающей среды, использования и воспроизводства природных ресурсов при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов и воздействием на окружающую среду, в пределах территории Республики Казахстан.

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан оценка воздействия на окружающую среду - процедура, в рамках которой оцениваются возможные последствия хозяйственной и иной деятельности для окружающей среды и здоровья человека, разрабатываются меры по предотвращению неблагоприятных последствий (уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов), оздоровлению окружающей среды с учетом требований экологического законодательства Республики Казахстан. Оценка воздействия на окружающую среду является обязательной для любых видов хозяйственной и иной деятельности, которые могут оказать прямое или косвенное воздействие на окружающую среду и здоровье населения. Оценке воздействия на окружающую среду подлежит перспективная деятельность проектируемых объектов в соответствии с требованиями настоящего Кодекса.

Согласно Экологическому Кодексу, в Республике Казахстан осуществляются государственная экологическая экспертиза и общественная экологическая экспертиза. Экологическая экспертиза проводится в целях:

1) определения и ограничения возможных негативных последствий реализации планируемой управленческой, хозяйственной, инвестиционной, нормотворческой и иной деятельности на окружающую среду и здоровье населения;

2) соблюдения баланса интересов экономического развития и охраны окружающей среды, а также предотвращения ущерба третьим лицам в процессе природопользования.

Земельные отношения в Республике Казахстан регламентируются Земельным кодексом №442-11 ЗРК от 20.06.2003 г. Согласно данному документу «Земля в Республике Казахстан находится в государственной собственности. Земля в Республике Казахстан находится в государственной собственности. Земельные участки могут находиться также в частной собственности на основаниях, условиях и в пределах,

установленных настоящим Кодексом. Задачами земельного законодательства Республики Казахстан являются: установление оснований, условий и пределов возникновения, изменения и прекращения права собственности на земельный участок и права землепользования, порядка осуществления прав и обязанностей собственников земельных участков и землепользователей; регулирование земельных отношений в целях обеспечения рационального использования и охраны земель, воспроизводства плодородия почв, сохранения и улучшения природной среды; создание условий для равноправного развития всех форм хозяйствования; охрана прав на землю физических и юридических лиц и государства; создание и развитие рынка недвижимости; укрепление законности в области земельных отношений.

В целях обеспечения безопасности населения и создания необходимых условий для эксплуатации промышленных и других предприятий устанавливаются зоны, в пределах которых ограничиваются или запрещаются виды деятельности, несовместимые с целями установления зон. К ним относятся санитарно-защитные зоны предприятий, охранные зоны магистральных трубопроводов, водоохраные зоны.

В Земельном кодексе указано, что потери сельскохозяйственного производства, вызванные изъятием сельскохозяйственных угодий для использования их в целях, не связанных с ведением сельского хозяйства, подлежат возмещению. Размеры компенсации определяются в соответствии с Постановлением Правительства РК №1037 от 08.10.2003 г. «Об утверждении нормативов возмещения потерь сельскохозяйственного и лесохозяйственного производства, вызванных изъятием сельскохозяйственных и лесных угодий для использования их в целях, не связанных с ведением сельскохозяйственного и лесного хозяйства, и правил возмещения потерь сельскохозяйственного производства с зачетом сумм, затрачиваемых на восстановление угодий». [1]

В соответствии с требованиями Закона РК «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998 г. №219-1 при выборе земельных участков для строительства зданий и сооружений должны проводиться исследование и оценка радиационной обстановки в целях защиты населения и персонала от влияния природных радионуклидов.

Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» регулирует общественные отношения в сфере недропользования и направлен на защиту интересов Республики Казахстан, рациональное и комплексное изучение и использование недр. [2]

Закон РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» принят 05.07.1996 г. Защита населения, окружающей среды и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций и последствий, вызванных ими, является одной из приоритетных областей проведения государственной политики.

Настоящий закон регулирует общественные отношения на территории РК по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Основными принципами защиты населения, окружающей среды и объектов хозяйствования при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера являются:

- гласность и информирование населения и организаций о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, мерах по их предупреждению и ликвидации;
- заблаговременное определение степени риска и вредности деятельности организаций и граждан, если она представляет потенциальную опасность, обучение населения методам защиты и осуществление мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- обязательность проведения спасательных, аварийно-восстановительных и других неотложных работ по ликвидации чрезвычайных ситуаций, оказание экстренной медицинской помощи, социальная защита населения и пострадавших работников, возмещение вреда, причиненного вследствие чрезвычайных ситуаций здоровью и имуществу граждан, окружающей среде и объектам хозяйствования. [3]

2 Проведение оценки воздействия намечаемой хозяйственной или иной деятельности по охране окружающей среды

2.1 Общие положения

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) производится в целях определения экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

ОВОС разрабатывается для проектной документации, регламентирующей создание (развитие, реконструкцию, консервацию, ликвидацию) конкретных масштабных и экологически опасных объектов и сооружений намечаемой деятельности, и в комплекте с ней представляется на согласование в государственную экологическую экспертизу.

Настоящая инструкция определяет общие положения проведения ОВОС при подготовке и принятии решений о ведении намечаемой хозяйственной и иной деятельности на всех стадиях ее организации, в соответствии с предпроектной, проектной документацией.

ОВОС проводится для следующих видов документации:

- прединвестиционной стадии обоснования концепций, программ развития или отрасли строительства предприятий, объектов, комплексов;
- градостроительного развития территорий, областей и застройки

городов и населения мест;

- технико-экономического обоснования и расчетов строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения) предприятий, объектов, комплексов;

- проектов, рабочей документации, на строительство предприятий, объектов, комплексов, сертификации техники, технологии и материалов;

- обосновывающих материалов лицензий на природопользование и обращения с отходами производств;

- нормативной и инструктивно-методической документации, регулирующие вопросы охраны окружающей среды и экологической безопасности населения.

Процедура ОВОС для действующих объектов регламентируется нормативно-методическими документами в области экологического аудита.

2.2 Принципы оценки воздействия на окружающую среду

ОВОС осуществляется на основе следующих принципов:

- интеграции (комплексности) - рассмотрение вопросов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, местное население, сельское хозяйство и промышленность осуществляется в их взаимосвязи с технологическими, техническими, социальными, экономическими, планировочными и другими проектными решениями;

- альтернативности - оценка последствий базируется на обязательном рассмотрении альтернативных вариантов проектных решений, включая вариант проектных решений, включая вариант проектных решений, включая вариант отказа от намечаемой деятельности («нулевой» вариант);

- достаточности - степень детализации при проведении ОВОС не должна быть ниже той, которая определяется экологической значимостью воздействия намечаемой деятельности для окружающей среды, местного населения, сельского хозяйства и промышленности;

- сохранения - намечаемая деятельность не должна приводить к уменьшению биологического разнообразия, снижению биопродуктивности и биомассы территорий и акваторий, а также ухудшению жизненно важных свойств природных компонентов биосферы в зоне влияния намечаемой деятельности;

- совместимости - намечаемая деятельность не должна ухудшать качество жизни местного населения и наносить некомпенсируемый ущерб другим видам хозяйственной деятельности, сельскому хозяйству, животному и растительному миру;

- гибкости - процесс ОВОС изменяется по масштабу, глубине и виду анализа в зависимости от конкретного характера намечаемой деятельности и вида документации;

- обязательного участия общественности - в процессе проведения ОВОС обеспечивается доступность общественности к информации по ОВОС и

проводятся общественные слушания (общественные обсуждения материалов ОВОС).

2.3 Процедура оценки воздействия на окружающую среду

В процессе разработки предплановой, предпроектной и проектной документации, обосновывающей хозяйственную и иную деятельность в Республике Казахстан, процедура ОВОС проводится в порядке последовательных действий, каждое из которых заканчивается заключением государственной экологической экспертизы.

Форма разработки ОВОС, полнота проработки, объем используемых материалов, уровень и детальность экологических научно-исследовательских и проектно-изыскательных работ зависят от стадии проектирования, а также масштабности и интенсивности воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на здоровье человека и окружающую среду.

Материалы ОВОС оформляются в виде документа, уровень разработки которого соответствует стадии проектирования. Они являются неотъемлемой частью предпроектных и проектных документов.

В соответствии с этапами разработки документации, обосновывающей хозяйственную и иную деятельность, стадиям ОВОС, предусматривающим последовательную детализацию и конкретизацию, присваиваются наименования:

- обзор состояния окружающей среды;
- предварительная оценка воздействия на окружающую среду;
- оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС);
- раздел «Охрана окружающей среды»[1]

3 Характеристика намечаемой хозяйственной деятельности

3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Основной деятельностью ТЭЦ - является выработка тепловой и электрической энергии для нужд города Кызылорда. В настоящее время на ТЭЦ установлено следующее основное котельное оборудование:

Котельная установка с котлом Е - 220 - 9,8 - 540 кг (БКЗ -220-100) ст. № 6 - 9. Из них рабочими являются котлы ст. № 6 и № 9. В результате обрушения кровли котельного отделения в январе 1998 года котлы № 7 и № 8 были сильно повреждены.

В программе восстановления мощности КТЭЦ было принято решение выполнить реконструкцию котлоагрегатов ст. № 6 и № 9 (как менее пострадавших в результате аварии) с переводом их на сжигание мазута.

В связи с переводом котлоагрегатов ст. № 6 и 9 на сжигание мазута из работы были выведены и законсервированы:

- оборудование подачи и приготовления твердого топлива;
- система пылеприготовления и улавливания угольной золы;
- система удаления золы и шлака.

Дымовые газы от котлов отводятся мимо электрофильтров к существующим дымососам (электрофильтры в настоящее время демонтированы). Дымососы, дутьевые вентиляторы котлоагрегатов ст. № 6, 9 и станционное вспомогательное оборудование котельного отделения сохраняются существующие.

Для отсоса дымовых газов от котлоагрегатов ст. № 6 и 9 установлены два дымососа типа ДН - 24×2-0,62, с запасом производительности 10 % - $170 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$. и два дутьевых вентилятора типа ВДН – 20. Для обеспечения рассеивания дымовых газов котлоагрегаты ст. № 6 и 9 подключены к одной дымовой трубе высотой 150 м и диаметром устья 6 м. Для более глубокого снижения концентрации оксидов азота и снижения локальных тепловых нагрузок в воздушный тракт перед мазутными горелками предусмотрена рециркуляция дымовых газов и применена схема двухступенчатого горения. При этом подача третичного воздуха организована через четыре сопла размером 280×320, расположенных на боковых стенках топки по осям горелок.

Третичный воздух подается в количестве 15 % от необходимого для выгорания всего топлива при номинальной нагрузке. Вступая в реакцию с продуктами горения, он доокисляет невыгоревшие СО и N₂. При этом также происходит процесс окисления N₂ до NO₂.

В структурное подразделение ТЭЦ входят 2 теплосиловых цеха: котельный и турбинный; 4 вспомогательных цеха: электроцех, топливно-транспортный цех, химический цех и ремонтно-механический цех.

Котельный цех предназначен для выработки и выдачи тепловой энергии в виде пара путем превращения химической энергии топлива в тепловую энергию, выделяющейся при сжигании топлива. В состав котельного цеха входят: мазутохозяйство (старое и новое), насосная, ПСУ, баки, подогреватели мазута, очистные сооружения замазученных стоков.

В состав электроцеха - мастерская по ремонту электрооборудования, маслохозяйство (баки для хранения турбинного и трансформаторного масла, насосная для перекачки масла) и аккумуляторная, где находятся и содержатся в рабочем состоянии аккумуляторные батареи на случай аварийного освещения.

Турбинный цех предназначен для превращения полученной из котельного цеха тепловой энергии в виде пара в механическую с целью выработки электроэнергии в электрических генераторах, а также подогрева и выдачи горячей воды для теплофикационных целей (отопление города). В турбинном цехе в настоящее время установлены следующие турбины: ПТ - 25 - 90 мощность 25 МВт; Т - 42/50 - 90 мощность 42 МВт.

Вспомогательные цеха:

1. Электроцех предназначен для ремонта и эксплуатации электрооборудования станции;
2. Топливо-транспортный цех предназначен для обеспечения выгрузки топлива и транспортом (автотранспорт, железнодорожный транспорт);
3. Химический цех предназначен обеспечить котельные агрегаты, паропреобразовательные установки водой определенного качества с помощью обработки химическими реагентами, а также проведения контроля за качеством воды.

Ремонтно-механический цех осуществляет ремонт здания и сооружений, ремонт и эксплуатацию водопровода и канализации, изготовление деталей и оборудования для ремонтных работ.

В связи с переводом котлоагрегатов ст. № 6 и 9 на сжигание мазута как основного топлива резко увеличилась необходимость в доставке и потреблении мазута. В связи с этим было построено новое мазутохранилище. В состав мазутного хозяйства КТЭЦ входят следующие технологические сооружения: приемно-сливное устройство (ПСУ), представляет собой двухпутную железнодорожную эстакаду, рассчитанную на одновременный прием 16-ти железнодорожных цистерн с двумя сливными лотками длиной 92 метра и приемной емкостью 2 из железобетона объемом 600 м³.

Для улучшения текучести и перекачки мазута производится разогрев мазута по всему технологическому тракту. Разогрев мазута в цистернах производится циркуляционным способом путем подачи горячего мазута через специальные патрубки цистерн. Предусмотрена также возможность разогрева мазута паром по традиционному способу.

Приемная емкость оборудована двумя погружными насосами типа 12НА-22×6 производительностью по 150 м³/ч каждый, обеспечивающими перекачку слитого из 16-ти цистерн мазута за 4 часа.

Склад мазута с тремя наземными металлическими резервуарами, емкостью по 5000 м³, оснащенный циркуляционным контуром нагрева запаса мазута. Температура в расходной емкости поддерживает в 70 - 90 °С. Мазутонасосная производительностью до 60 т/ч при давлении до 40 кгс/см² и температуре 135 °С подает мазут с емкостей 3×5000 в котельный цех на форсунки котлоагрегатов.

Вагоны с цистернами мазута подаются в приемно-сливное устройство. В цистернах мазут разогревается до 50 °С сливается в приемную емкость V=600 м. С приемной емкости разогретый мазут с помощью погружных насосов 3 производительностью по 150 м³/час подается в резервуары для хранения мазута 3×5000. В одном из резервуаров (рабочий) постоянно поддерживается температура 70 – 90 °С для улучшения текучести и перекачки мазута насосами. С расходного резервуара мазут с помощью насосов (помещение насосной) через подогреватели мазута расположенных снаружи

помещения насосной подогревается до температуры 135 °С под давлением до 40 кгс/см² подается в котельный цех на горелки котлоагрегатов.

Разогрев мазута в резервуаре также производится по отдельному специально выделенному контуру. В место забора мазута непосредственно у всасывающего предусмотрен трубопровод «горячего» мазута, обеспечивающий быстрый разогрев мазута. Предусмотрен также и ввод трубопровода пара, используемого в предпусковые и пусковые операции, а также для зачистки резервуаров в период проведения ремонтных и профилактических работ.

Проектом предусмотрена откачка замазученных вод придонного слоя каждого резервуара насосами в приемную емкость мазутослива. Конденсат от подогревателей собирается через сепаратор на 2 конденсатных бака емкостью по 40 м³.

Для очистки сточных вод на установке использован метод отстаивания. После отстаивания, всплывшие на поверхность воды нефтепродукты периодически, по мере их накопления собираются в нефтесборную воронку и далее насосом откачиваются на мазутное хозяйство (в расходные емкости мазута) для последующего их использования. Отстоянная в баках-отстойниках вода насосами откачивается в главный корпус и сбрасывается в систему гидрозолоудаления (ГЗУ). Осаждающиеся из воды различного вида загрязнения, состоящие из песка, глины, адсорбированных ими нефтепродуктов т.п., накапливаются в нижней части баков-отстойников и периодически дренируется в грязенакопитель.

Старое мазутохранилище предназначено для резервного хранения мазута и состоит из ПСУ- представляющий собой однопутную сливную эстакаду длиной 60 м, рассчитанную на прием и разгрузку 4-5 т. цистерн грузоподъемностью 60 т. в течении 4-6 часов. Приемная емкость мазута объемом 60м, оснащена двумя погружными насосами типа 12 НА 22×6 производительностью по 130 м. Мазутонасосная с открытой площадкой подогревателей мазута, оснащена оборудованием для подачи мазута на новое мазутохранилище со склада с резервуарами емкостью по 3×2000 м³.

3.2 Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу

В таблице 3.1 представлен перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу всеми источниками выбросов предприятия с указанием их количественных (валовые выбросы) и качественных (класс опасности, ПДК_{с.с.}, ПДК_{м.р.}) характеристик.

Т а б л и ц а 3.1 – Перечень загрязняющих веществ

Код	Наименование вещества	Использ. критерий	Значение критерия	Класс опасности
0123	Железа оксид	ПДК с/с	0,0400000	3
0143	Марганец и его соединения	ПДК м/р	0,0100000	2
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	ПДК м/р	0,0850000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	ПДК м/р	0,4000000	3
0322	Серная кислота	ПДК м/р	0,3000000	2
0328	Углерод черный (Сажа)	ПДК м/р	0,1500000	3
0330	Сера диоксид	ПДК м/р	0,5000000	3
0333	Сероводород	ПДК м/р	0,0080000	2
0337	Углерод оксид	ПДК м/р	5,0000000	4
0342	Фториды газообразные	ПДК м/р	0,0200000	2
0344	Фториды плохо растворимые	ПДК м/р	0,2000000	2
0410	Метан	ОБУВ	50,0000000	0
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	ПДК с/с	0,0000010	1
1716	Смесь природных меркаптанов	ПДК м/р	0,0000500	3
2704	Бензин нефтяной	ПДК м/р	5,0000000	4
2735	Масло минеральное	ОБУВ	0,0500000	0
2902	Взвешенные вещества	ПДК м/р	0,5000000	3
2904	Мазутная зола электростанций	ПДК с/с	0,0020000	2
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	ПДК м/р	0,3000000	3
2909	Пыль неорганическая: до 20% SiO ₂	ПДК м/р	0,5000000	3

4. Расчет выбросов загрязняющих веществ

4.1 Расчет выбросов от организованных источников

Источник 0001-0003. Газотурбинные установки (ГТУ) №1-№3 (рисунок 4.1), расположенные в здании главного корпуса ТЭЦ, в котором размещены аккумуляторная, расходные баки масла турбогенератора и газотурбинного двигателя. ГТУ на момент проведения инвентаризации проработали за 2012-2013 годы 4 месяца, максимальный расход газа приходится на январь месяц и составляет $8\,121\,872\text{ м}^3$, часовой расход составляет $3,03\text{ м}^3/\text{с}$. Расход топлива на ГТУ за 4 месяца равен - $23\,845\,702\text{ м}^3$.

В результате работы газотурбинных установок №1-№3 происходит выделение азота оксида, азота диоксида, оксида углерода, метана. Отвод дымовых газов от каждой установки происходит через дымовую трубу высотой 45 м и диаметром 2,5 м. Расчеты выбросов от газотурбинных установок приведены на примере ГТУ №1, валовые выбросы определены с учетом времени работы установок, максимальные выбросы определены исходя из максимального расхода топлива наиболее загруженного месяца.



Рисунок 4.1 – Газотурбинная установка

Оксиды азота. Расчет произведен по РД 34.02.305-98 Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС.

Суммарное количество оксидов азота в пересчете на NO₂ поступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок, M_{NO} г/с или т/год вычисляются по формуле 4.1

$$M_{NO_2} = C_{NO_2} \cdot V_{cr} \cdot B \cdot K_n, \quad (4.1)$$

где C_{NO₂} концентрация оксидов азота в отработавших газах в пересчете на NO₂, мг/нм³;

B—расход топлива в камере сгорания, B=10916,5 нм³/ч (январь), B=3,03 нм³/с;

$$C_{NO_2}^{np} = C_{NO_2}^n \cdot (21-15)/(21-CO_2), \quad (4.2)$$

где C_{NO₂}ⁿ=150 мг/нм³ (по паспортным данным);

V_{cr}—объем сухих дымовых газов за турбиной, нм³/кг топлива.

$$C_{NO_2}^{np} = 150 \cdot (21-15)/(21-15,9) = 176,4 \text{ мг/нм}^3,$$

$$V_{cr} = V_{ro_2} + VN_2 + V_{H_2O} + (\alpha-1) \cdot V^0, \quad (4.3)$$

где V_{ro₂} — объем трехатомных газов, равный 1,04 м³/кг, при α=1,0;

VN₂ — теоретический объем азота, равный 7,704 м³/кг, при α =1,0;

V_{H₂O} — объем водяных паров, вычисляется по формуле, при α =4,1;

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (4.4)$$

где α — коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной α =4,1;

V⁰ — теоретическое количество сухого воздуха необходимое для полного сгорания топлива, равное 9,73 м³/кг.

$$V_{H_2O} = 2,18 + 0,0161(4,1-1) \cdot 9,73 = 2,67 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{cr} = 1,04 + 7,7 + 2,67 + (4,1-1) \cdot 9,73 = 41,573 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$M_{NO_2} = 176,4 \cdot 41,573 \cdot 3,03 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 16,145 \text{ г/сек.}$$

Выброс NO₂ в т/год:

$$M_{\text{NO}_2} = 176,4 \cdot 41,573 \cdot 23\,845\,702 \cdot 10^{-6} \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 127,13 \text{ т/год.}$$

Оксид углерода. Суммарное количество оксидов углерода, поступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок M_{CO} г/с или т, вычисляются по выражению:

$$M_{\text{CO}} = C_{\text{co}} \cdot V_{\text{cr}} \cdot B \cdot K_{\text{n}}, \quad (4.5)$$

$$C_{\text{co}} = C_{\text{co}}^{\text{н}} \cdot (21-15)/(21-\text{CO}_2), \quad (4.6)$$

$$C_{\text{co}} = 80 \cdot (21-15)/(21-15,9) = 94 \text{ мг/нм}^3.$$

где C_{co} – концентрация оксида углерода в отработавших газах, мг/нм³;

$C_{\text{co}}^{\text{н}} = 80 \text{ мг/нм}^3$ (по паспортным данным);

B – расход топлива в камере сгорания, ($B = 3,03 \text{ м}^3/\text{с}$);

K_{n} – коэффициент пересчета, при определении выбросов в г/с $K_{\text{n}} = 0,7266 \cdot 10^{-3}$;

V_{cr} – объем сухих дымовых газов, нм³/кг топлива.

$$V_{\text{cr}} = V_{\text{ro}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha-1) \cdot V^{\circ}, \quad (4.7)$$

где V_{ro_2} – объем трехатомных газов, равный $1,04 \text{ м}^3/\text{кг}$, при $\alpha = 1,0$;

V_{N_2} – теоретический объем азота, равный $7,704 \text{ м}^3/\text{кг}$, при $\alpha = 1,0$;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$ – объем водяных паров, вычисляется по формуле, $\alpha = 4,1$.

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ} + 0,0161 \cdot (\alpha-1) \cdot V^{\circ}, \quad (4.8)$$

где α – коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной $\alpha = 4$;

V° – теоретическое количество сухого воздуха необходимое для полного сгорания топлива, равное $9,73 \text{ м}^3/\text{кг}$.

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,18 + 0,0161 \cdot (4,1-1) \cdot 9,73 = 2,67 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{\text{cr}} = 1,04 + 7,7 + 2,67 + (4,1-1) \cdot 9,73 = 41,573 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$M_{\text{co}} = 94 \cdot 41,573 \cdot 3,03 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 8,61 \text{ г/сек.}$$

Выброс CO в т/год:

$$M_{\text{co}} = 94 \cdot 41,573 \cdot 23\,845\,702 \cdot 10^{-6} \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 67,71 \text{ т/год.}$$

Сернистый ангидрид. Расчет количества выбросов выполняется по Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час.

Содержание сероводорода в газе-0,002 г/м³, меркаптанов – 0,036 г/м³, что, в общем, составляет 0,038 г/м³ или 0,00477%. Суммарное количество оксидов серы (г/с, т/г) вычисляются по формуле 4.9

$$M_{so_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^r \cdot (1 - \eta'_{so_2}) \cdot (1 - \eta''_{so_2}), \quad (4.9)$$

где S^r – содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

$\eta'_{so_2} = 0$ - доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле;

$\eta''_{so_2} = 0$ доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе.

$$M_{so_2} = 0,02 \cdot 3,03 \cdot 0,00477 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 2,1 \cdot 10^{-7} \text{ г/с,}$$

$$M_{so_2} = 0,02 \cdot 23\,845\,702 \cdot 0,00477 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 1,653 \text{ т/год.}$$

Бенз(а)пирен. Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов при сжигании природного газа C_r (мкг/м³), приведенная к избытку воздуха в дымовых газах $a = 1,4$, рассчитывается по формуле:

$$C_r = \frac{q_{пг}^{-1,26} (0,0356 + 0,163 \cdot 10^{-3} \cdot q_v)}{e^{-25(a \cdot T - 1)}} \cdot K_r \cdot K_d \cdot K_{ст} \cdot K_{пл},$$

где $q_{пг}$ – теплонапряжение поверхности зоны активного горения, МВт/м²;

q_v – теплонапряжение топчного объема, равное 759,6 кВт/м³;

α_T – коэффициент избытка воздуха в дымовых газах на выходе из топки (при $\alpha_T > 1,08$, $e^{-25(a \cdot T - 1)} = 0,135$);

K_r – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции, равен 1;

K_d – коэффициент, учитывающий нагрузку котла;

$K_{ст}$ – коэффициент, учитывающий ступенчатое сжигание топлива, равен 1;

$K_{пл}$ – коэффициент учитывающий подачу влаги, равен 1.

$$q_{пг} = \frac{Q_i^r \cdot B}{2(a_T + b_T) - z_{яр} - h_{яр} + 1,5 - a_T - b_T},$$

где Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива, равная 41,29 МДж/м³;

B – расход топлива на котел, равный 3,03 м³/с;

$z_{яр}$ – число ярусов горелок, 1 ярус;

$h_{\text{яp}}$ – расстояние по высоте между осями соседних горелок, м; (для топок с однорядным расположением горелок единичной мощностью от 30 до 60 МВт произведение $z_{\text{яp}} \cdot h_{\text{яp}} = 3$ м);

a_{T} – ширина топки (в свету), 2525 мм.

$$q_{\text{пr}} = (41,29 \cdot 3,03) / (2 \cdot (2,5 + 4,4) \cdot 3 + 1,5 \cdot 2,5 \cdot 4,4) = 4,58 \text{ МВт/М}^2.$$

$$K_{\text{д}} = (2 - D_{\text{ф}}/D_{\text{н}})^{2,4}, \quad (4.12)$$

где $D_{\text{ф}}$ – фактическая паропроизводительность котла, равная 69,4 кг/с;
 $D_{\text{н}}$ – номинальная паропроизводительность котла, равная 65,3 кг/с;

$$K_{\text{д}} = (2 - 69,4/65,3)^{2,4} = 0,86 \text{ кг/с},$$

$$C_{\text{r}} = ((4,58)^{-1,26} (0,0356 + 0,163 \cdot 10^{-3} \cdot 759,6) / 0,135) \cdot 0,86 = 0,04 \text{ мкг/М}^3.$$

Масса выброса бенз(а)пирена $M_{\text{бп}}$ в граммах в секунду рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{бп}} = B \cdot V_{\text{сr}} C_{\text{бп}} \cdot 10^{-6}, \quad (4.13)$$

где B – расход топлива, 1,01 м³/с;

$C_{\text{бп}}$ – концентрация бенз(а)пирена в сухом дымовом газе, приведенная к $\alpha = 1,4$, мкг/М³;

$V_{\text{сr}}$ – объем сухих дымовых газов при $\alpha = 1,4$ м³/кг (М³/М³).

$$V_{\text{сr}} = V_{\text{r}}^{\circ} + 0,984 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_0, \text{ М}^3/\text{М}^3, \quad (4.14)$$

$$V_{\text{сr}} = 1 + 0,984(1,4 - 1) \cdot 9,73 = 4,83 \text{ М}^3/\text{М}^3,$$

$$M_{\text{бп}} = 3,03 \cdot 4,83 \cdot 10 \cdot 0,04 \cdot 10^{-6} = 2,01 \cdot 10^{-7} \text{ г/с},$$

$$Q_{\text{бп}} = 23\,845\,702 \cdot 10^{-6} \cdot 0,04 \cdot 10^{-6} = 9,8 \cdot 10^{-7} \text{ т/год}.$$

Результаты расчета выбросов ГТУ №1-3 приведены в таблице 4.1[4]

Т а б л и ц а 4.1 – Расчет выбросов ГТУ №1-3

Вещества	Суммарные выбросы		Выбросы ГТУ №1		Выбросы ГТУ №2		Выбросы ГТУ №3	
	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
Оксиды азота	16,145	127,13	5,38	42,38	5,38	42,38	5,38	42,38

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оксид углерода	8,61	67,71	2,87	22,57	2,87	22,57	2,87	22,57
Сернистый ангидрид	$2,1 \cdot 10^{-7}$	1,653	0,00007	0,551	0,00007	0,551	0,00007	0,551
Бенз(а)пирен	$2,01 \cdot 10^{-7}$	$9,8 \cdot 10^{-7}$	2,01E-07	9,8E-07	2,01E-07	9,8E-07	2,01E-07	9,8E-07

Валовые и максимальные выбросы ГТУ №1, №2, №3 приведены в таблицах инвентаризации.

Расчет выбросов вредных веществ, при операциях пуска и останова ГТУ-15. Источники №0024 -0047, 0011,0015,0019.

Газ подается с давлением , равным 2,5 Мпа и температурой, равной 20°С, плотность газа равна 0,882 кг/м³. На каждой установке по 9 свечей, размеры которых указаны в таблице 4.2. Количество производимых операций пуска и останова: 52 раза в год; продувки 52 раза.

Т а б л и ц а 4.2 – Количество и размеры свечей на установках

Количество свечей	Диаметр, мм	Длина, м
3	25	3
3	57	3
3	32	3

В результате продувки контуров турбодетандера, нагнетателя для вытеснения газозвушной смеси во время пуска агрегата и стравливания контура нагнетателя во время останова в атмосферу через свечи поступает газ, в соответствии с составом газа в атмосферу выбрасывается метан, сероводород и смесь природных меркаптанов. Количество валовых выбросов зависит от типа ГПА, количества пусков (остановов), продолжительности операций.

Содержание в топливе:

- метана -84,997%;
- сероводорода-0,0022%;
- меркаптанов-0,036%.

Операция пуска. Объем газа, необходимого для пуска резервного ГТУ, равен 18000 м³ /час. Время проведения одного пуска 25 минут. Следовательно, объем пускового газа V_п на 1 пуск равен 7500 м³.

Секундный объем выбросов газозвушной смеси V_i (м³/с) равен:

$$V_i = \frac{V}{\tau}, \quad (4.15)$$

где τ – время проведения одного пуска;
 V – объем пускового газа.

$$V_i = 7500/25 \cdot 60 = 5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Максимальное количество выбросов M_i (г/с) равно:

$$M_i = V_i \cdot \rho, \quad (4.16)$$

где ρ – плотность газа, равной 0,882 кг/м³.

Валовый выброс загрязняющих веществ G_i (т/год) определен по формуле:

$$G_i = \frac{M_i \cdot \tau \cdot n}{1000000}, \quad (4.17)$$

где n – количество операций в год.

Расчеты операции пуска представлены в таблице 4.3

Операция продувки. Объем стравливаемого газа при продувке рассчитывается по формуле 4.18

$$V_i = 396 \cdot (D)^2 \cdot (P \cdot t / \rho_r \cdot T), \quad (4.18)$$

где D – диаметр свечи, через которую проходит продувка, м;

P – давление газа, кг/см²;

t – время продувки, сут;

ρ_r – плотность газа, кг/м³;

T – температура газа, 293К.

Расчеты, связанные с продувкой представлены в таблице 4.4

Операция останова. Объем газа, стравливаемого из контура нагнетателя, при останове агрегата определен по формуле:

$$V_{\text{СТР}} = \frac{V_r \cdot P_A \cdot T_0}{P_0 \cdot T_A \cdot Z}, \quad (4.19)$$

где V_r – геометрический объем свечи, м³.

Рассчитывается по формуле:

$$V_r = (\pi \cdot d^2 / 4) \cdot L, \quad (4.20)$$

где d – диаметр свечи;

L – длина свечи;

P_a – давление газа перед стравливанием, взято равным 3,5 Мпа;
 T_a – температура газа перед стравливанием;
 t_n – температура, стравливаемого газа взята равной 20 °С;
 P_0 – давление на выходе из свечи;
 T_0 – температура на выходе из свечи, $P_0=0,1$, $T_0 = 293$ °К;
 Z – коэффициент сжатия, 0,88;
 R_r – плотность газа при стравливании 0,882 кг/м³;
 $\Pi=3,14$;

Секундный объем выбросов газовой смеси определяется по формуле 4.15

$$V_i = \frac{V}{\tau} .$$

Максимальное количество выбросов M_i (г/с) равно:

$$M_i = V_i \cdot \rho .$$

4.17 Валовой выброс загрязняющих веществ G_i (т/год) определен по формуле

$$G_i = \frac{M_i \cdot \tau \cdot n}{1000000} ,$$

где n – количество операций в год;

τ – время проведения одного пуска;

M_i – максимальное количество выбросов .

Расчеты, связанные с операцией останова, представлены в таблице 4.5[5]

Т а б л и ц а 4.3 – Расчет выбросов вредных веществ при операции пуска. Источники № 0024 -0047

В _{раб}	V _{пуск} , м ³	Время, с	V _i , м ³ /с	Плотность	M _i	Метан		Сероводород		Меркаптан	
						M _i ·84,997/100, г/с	M·1500·52·/1000000, т/год	M _i ·0,0022/100, г/с	M·1500·52·/1000000, т/год	M _i ·0,036/100, г/с	M·1500·52/1000000, т/год
1(раб)	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
2	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
3	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
4(раб)	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
5	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
6	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
7(раб)	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
8	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
9	7500	1500	5	0,882	4,4	3,748368	0,29	0,000097	7,6·10 ⁻⁶	0,0015876	0,000124
Итого						11,2451	2,631	0,000291	6,84·10 ⁻⁵	0,0047628	0,00112

В год 52 операций пуска.

Содержание в газе:

- метан=84,997%

- сероводород=0,0022%

- меркаптан=0,036%.

Т а б л и ц а 4.4 – Расчет выбросов вредных веществ при продувке. Источники № 0024 -0047

№свечи	Враб	Время мин	D, м ²	P, Мпа	V продув, м ³	V _i , м ³ /с	M _i , г/с	Метан		H ₂ S		RSH	
								г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1		15	0,25	2,5	57,734893	0,064149882	0,05658	0,04809	2,16412E-07	1.24476E-	5.60144E-12	2,03689E-05	9,16599E-
2		15	0,25	2,5	57,734893	0,064149882	0,05658	0,04809	2.16412E-07	1,24476E-06	5,60144E-12	2.03689E-05	9,16599E-
3		15	0,25	2,5	57,734893	0,064149882	0,05658	0,04809	2,16412E-07	1,24476E-06	5.60144E-12	2,03689E-05	9.16599E-
4	(раб)	15	0,57	2,5	300,12907	0,333476744	0,29413	0,25	1.12499E-06	6.47078E-06	2,91185E-11	0,000105886	4.76485E-10
5		15	0,57	2,5	300,12907	0,333476744	0,29413	0,25	1.12499E-06	6,47078E-06	2.91185E-11	0,000105886	4.76485E-10
6		15	0,57	2,5	300,12907	0,333476744	0,29413	0,25	1.12499E-06	6,47078E-06	2.91185E-11	0,000105886	4.76485E-10
7		15	0,32	2,5	94,592849	0,105103166	0,0927	0,07879	3,54569E-07	2,03942E-06	9.1774E-12	3.33724E-05	1.50176E-10
8		15	0,32	2,5	94,592849	0,105103166	0,0927	0,07879	3,54569E-07	2.03942E-06	9.1774E-12	3.33724E-05	1.50176E-10
9		15	0,32	2,5	94,592849	0,105103166	0,0927	0,07879	3,54569E-07	2,03942E-06	9,1774E-12	3.33724E-05	1.50176E-10
Итого								0,25	5,08792E-06	6,47078E-06	1.31692E-10	0,000105886	2,15496E-09

В год 52 продувки, происходят через 1 свечу.

Т а б л и ц а 4.5 – Расчет выбросов вредных веществ при операции останова. Источники № 0024 -0047

№свечи	Враб	Геом. объем	V _{стр.} м ³	Время,с	Vi, м ³ /с	Плотност Р, кг/м ³	M _i =Vi·P	Метан		Сероводород		Меркаптан	
								M _i : 84,997/100, г/с	M: 1500·52·/100000, т/год	M _i : 0,0022/100, г/с	M: 1500·52·/100000, т/год	M _i : 0,036/100, г/с	M: 1500·52·/100000, т/год
1	(раб)	0,147	4,1815	1500	0,003	0,882	0,0025	0,0021	0,000164	5.4E-08	0,042E-06	8.9E-07	0,000000069
2		0,147	4,1815	1500	0,003	0,882	0,0025	0,0021	0,000164	5.4E-08	0,042E-6	8.9E-07	0,000000069
3		0,147	4,1815	1500	0,003	0,882	0,0025	0,0021	0,000164	5,4E-08	0,042E-6	8.9E-07	0,000000069
4	(раб)	0,765	21,737	1500	0,014	0,882	0,0128	0,0109	0,00085	2.8E-07	0,022E-06	4.6E-06	0,000000036
5		0,765	21,737	1500	0,014	0,882	0,0128	0,0109	0,00085	2,8E-07	0,022E-06	4,6E-06	0,000000036
6		0,765	21,737	1500	0,014	0,882	0,0128	0,0109	0,00085	2.8E-07	0,022E-06	4.6E-06	0,000000036
7	(раб)	0,241	6,8509	1500	0,005	0,882	0,004	0,0034	0,00027	8.9E-08	0,069E-06	1.5E-06	0,000000117
8		0,241	6,8509	1500	0,005	0,882	0,004	0,0034	0,00027	8.9E-08	0,069E -06	1.5E-06	0,000000117
9		0,241	6,8509	1500	0,005	0,882	0,004	0,0034	0,00027	8,9E-08	0,069E -06	1.5E-06	0,000000117
Итого								0,0164	0,003852	4,2E-07	0,000000399	6.9E-06	0,000001638

В год 52 операций останова.

Содержание в газе:

- метан=84,997%

- сероводород=0,0022%

- меркаптан=0,036%.

Т а б л и ц а 4.6 – Сводная таблица содержания вредных веществ от ГТУ с учетом пуска, останова, продувки агрегата

Ед. изм.	Оксид азота	Оксид углерода	Метан	Сернистый ангидрид	Бенз(а) пирен	Сероводород	Меркаптан
г/с	14,2	7,3	10,99	0,168	0,00009	0,000291	0,0047628
т/г	357,8	184	0,00026	4,2	0,0023	6,7E- 9	1,09E- 7

Источник 0004. Аккумуляторный участок расположен в главном корпусе в отдельном помещении. В помещении установлена аккумуляторная батарея, состоящая из 122 элементов. Основным технологическим процессом на участке является зарядка аккумуляторных батарей. Время зарядки аккумуляторных батарей -2 часа в сутки (730 часов в год).

Процессы разборки, сборки восстановления аккумуляторных батарей, их деталей и узлов на участке не производятся. Ремонт вышедших из аккумуляторных батарей проводится в специализированных предприятиях. Не пригодные аккумуляторы списываются. Источник является организованным, выброс вредных веществ осуществляется через вентиляцию диаметром 0,63 м и высотой 11,2 м. Операция технологического процесса: зарядка кислотных аккумуляторов. Номинальная емкость батареи данного типа, $QN=256$. [6]

Количество проведенных зарядок за год, $AN=365$. Максимальное количество батарей, присоединяемых одновременно к зарядному устройству $N_1=122$.

- удельное выделение $G=1$;

- цикл проведения зарядки в день $ч, M=10$;

Примесь: 0322 Серная кислота (по молекуле H_2SO_4).

Валовый выброс, т/год:

$$M = 0,9 \cdot G \cdot QN \cdot AN / 10^9, \quad (4.21)$$

$$M = 0,9 \cdot 1 \cdot 256 \cdot 365 / 10^9 = 0,0000841.$$

Максимально разовый выброс, г/с:

$$\underline{G} = 0,9 \cdot G \cdot QN \cdot N_1 \cdot 10^{-3} / 3600 / M, \quad (4.22)$$

$$\underline{G} = 0,9 \cdot 1 \cdot 256 \cdot 122 \cdot 10^{-3} / 3600 / 10 = 0,000781.$$

Источник 0005,0006. Расходный бак масла турбогенератора, газотурбинного двигателя. Расходный бак масла турбогенератора, газотурбинного двигателя объемом 2 м^3 расположен внутри главного корпуса и предназначен для обеспечения циркуляции масла в системе смазки турбогенератора, газотурбинного двигателя и для восполнения его эксплуатационных потерь. Источник является организованным, выброс вредных веществ осуществляется через вентиляцию диаметром 0,05 м и высотой 11,2 м.

Расчет валовых выбросов. В маслохозяйстве имеются ёмкости подземные $2,0 \text{ м}^3$. Годовое количество хранимого масла в ёмкостях: $2,0 \text{ м}^3$ масло 1600 кг в осенне-зимний и столько же в весенне-летний. Одновременно сливается одна автоцистерна. Производительность слива $2 \text{ м}^3/\text{час}$.

Расход газовойоздушной смеси составит:

$$V = 2 / 3600 = 0,0005 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Данные для расчета выбросов паров от нефтепродуктов представлены в таблице 4.7

Т а б л и ц а 4.7 – Данные для расчета выбросов паров от нефтепродуктов

Наименование продукта	$V_{\text{ч}}^{\text{max}}$, м ³ /час	В,т	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	$V_{\text{р}}$,м ³	$N_{\text{р}}$, шт.	ССВ
Масло МС-20	2	1,6	Углубленный	Мерник	2,0	1	нет

Продолжение таблицы 4.7

t_{min} , °С	t_{max} , °С	$Y_{\text{оз}}$	$Y_{\text{вл}}$	C_{20} , г/м ³	$K_{\text{р}}^{\text{ср}}$	$K_{\text{р}}^{\text{max}}$	ρ , т/м ³	$K_{\text{об}}$
5	20	0,25	0,25	0,39	0,61	0,87	0,935	2,50

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам 4.23 и 4.24

Максимальные выбросы:

$$M = \frac{C_1 \cdot K_{\text{р}}^{\text{max}} \cdot V_{\text{ч}}^{\text{max}}}{3600}, \text{ г/с} \quad (4.23)$$

Годовые выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \cdot B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \cdot B_{\text{вл}}) \cdot K_{\text{р}}^{\text{max}} \cdot 10^{-6} + G_{\text{хр}} \cdot K_{\text{нп}} \cdot N_{\text{р}}, \text{ т/год}, \quad (4.24)$$

где $Y_{\text{оз}}$, $Y_{\text{вл}}$ – средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т;

C_1 – концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³;

$G_{\text{хр}}$ – выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год;

$K_{\text{нп}}$ – опытный коэффициент;

$N_{\text{р}}$ – количество резервуаров, шт.

Годовая оборачиваемость резервуара:

$$n = \frac{B}{\rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{р}} \cdot N_{\text{р}}}, \quad (4.25)$$

где B – количество жидкости, закачиваемой в резервуар т/год;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости т/м³;

$V_{\text{р}}$ – объем резервуара м³;

N_p – количество резервуаров.

Коэффициент $K_{нп}$ физически означает снижение (в общем случае) изменение выброса паров данного нефтепродукта по отношению к выбранному в качестве стандарта и наиболее изученному автомобильному бензину. [5]

$$M=0,39 \cdot 0,87 \cdot 2/3600 = 0,0002 \text{ г/сек,}$$

$$n=1600/0,935 \cdot 2 \cdot 2 = 428; K_{об}=2,5,$$

$$G=1,6 \cdot 0,25 \cdot 0,87 \cdot 10^{-6} + 0,41 \cdot 0,00027 \cdot 1 = 0,00011 \text{ т/год.}$$

Источник 0007 Прямо́к слива масла с полов. Прямо́к слива масла с полов емкостью 1 м^3 служит для аварийного слива масла с полов главного корпуса в случае аварийной ситуации. Прямо́к расположен на территории, прилегающей к главному корпусу. Источник является организованным, выброс вредных веществ осуществляется через вентиляцию диаметром $0,05 \text{ м}$ и высотой $0,05 \text{ м}$.

Расчет валовых выбросов. В маслохозяйстве имеются ёмкости подземные $1,0 \text{ м}^3$ Годовое количество хранимого масла в ёмкостях: $-1,0 \text{ м}^3$ масло 800 кг в осенне-зимний и столько же в весенне-летний. Одновременно сливается одна автоцистерна. Производительность слива $2 \text{ м}^3/\text{час}$.

Объём газовойздушной смеси составит:

$$V=2/3600=0,0005 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Данные для расчета выбросов от прямка слива масла с полов представлены в таблице 4. 8

Т а б л и ц а 4.8 - Данные для расчета выбросов от прямка слива масла с полов

Наименование продукта	$V_{ч}^{max}$, $\text{м}^3/\text{час}$	V , т	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	V_p , м^3	N_p , шт.	ССВ
Масло МС-20	2	0,8	Углубленный	Мерник	2,0	1	нет

Продолжение таблицы 4.8

t_{min} , $^{\circ}\text{C}$	t_{max} , $^{\circ}\text{C}$	$U_{оз}$	$U_{вл}$	C_{20} , $\text{г}/\text{м}^3$	K_p^{cp}	K_p^{max}	ρ , $\text{т}/\text{м}^3$	$K_{об}$
5	20	0,25	0,25	0,39	0,63	0,9	0,935	2,50

Для расчета максимальных и годовых выбросов применяются формулы 4.23, 4.24 и 4.25

$$M=0,39 \cdot 0,9 \cdot 2/3600 = 0,0002 \text{ г/сек,}$$

$$n=0,8/0,935 \cdot 2 \cdot 2 = 219; K_{об}=2,5,$$

$$G=1,6 \cdot 0,25 \cdot 0,9 \cdot 10^{-6} + 0,081 \cdot 0,00027 \cdot 1 = 0,000022 \text{ т/год.}$$

Источник 0008,0009. Подземный приямок аварийного слива масла двигателя, генератора. Подземный приямок аварийного слива масла двигателя, генератора емкостью 1,5 м³ служит для аварийного слива масла с двигателей, генераторов в случае аварийной ситуации. Приямок расположен на территории, прилегающей к главному корпусу. Источник является организованным, выброс вредных веществ осуществляется через вентиляцию диаметром 0,05 м и высотой 0,05 м.

Расчет валовых выбросов. В маслохозяйстве имеются ёмкости подземные 1,5 м³. Годовое количество хранимого масла в ёмкостях: -1,5 м³ масло 1200 кг в осенне-зимний и столько же в весенне-летний. Одновременно сливается одна автоцистерна. Производительность слива 2 м³/час. Объём газовой смеси составит:

$$V=2/3600=0,0005 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Данные для расчета выбросов от подземного приямка аварийного слива масла двигателя, генератора представлены в таблице 4. 9 [7]

Т а б л и ц а 4.9 – Данные для расчета выбросов от подземного приямка аварийного слива масла двигателя, генератора

Наименование продукта	$V_{ч}^{max}$, м ³ /час	$V_{г}$	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	$V_{р3}$, м ³	$N_{р}$, шт.	ССВ
Масло МС-20	2	1,2	Углубленный	Мерник	1,5	1	нет

Продолжение таблицы 4.9

t_{min} , °C	t_{max} , °C	$Y_{оз}$	$Y_{вл}$	C_{20} , г/м ³	$K_{р}^{cp}$	$K_{р}^{max}$	ρ , г/м ³	$K_{об}$
5	20	0,25	0,25	0,39	0,63	0,9	0,935	2,50

Для расчета максимальных и годовых выбросов применяются формулы 4.23, 4.24 и 4.25

$$M=0,39 \cdot 0,9 \cdot 2/3600 = 0,0002 \text{ г/сек,}$$

$$n=0,8/0,935 \cdot 2 \cdot 2 = 219; K_{об}=2,5,$$

$$G=1,2 \cdot 0,25 \cdot 0,9 \cdot 10^{-6} + 0,081 \cdot 0,00027 \cdot 1 = 0,000022 \text{ т/год.}$$

Источник0010 Утечка газа от газопровода. Размеры газопроводов:
 $D_1=159\text{мм}$, $D_2=159\text{мм}$, $D_3=108\text{мм}$; $L_1=21 \text{ м}$, $L_2=25\text{м}$, $L_3=13,5\text{м}$.

Выбросы природного газа (CH_4) в атмосферу определяется по формуле

$$M=(q \cdot t \cdot S/100) \cdot P_{\text{пр}}, \quad (4.26)$$

где q – удельные утечки природного газа на 100 м^2 , $q=0,48 \text{ м}^3/\text{сут}$;

t – время эксплуатации газопровода, сут;

$P_{\text{пр}}$ – плотность газа при н.у.;

S – площадь внутренней поверхности газопровода, м^2 .

Рассчитывается по формуле 4.27 [4]

$$S=\Pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot L_{\text{ср}}, \quad (4.27)$$

$$S= 3,14 \cdot 0,134 \cdot 59,5=25,04 \text{ м}^2,$$

$$M=((0,48 \cdot 8760 \cdot 0,2504)/100) \cdot 0,882=9,3\text{кг/год}=0,0093\text{т/год}=0,0003 \text{ г/с.}$$

Источник 0011 Дымовая труба. Выбросы вредных веществ, отходящих от котельного цеха. Источники выделения котлоагрегаты (Е-220-9,8) ·2, в качестве топлива принят мазут марки 100 ГОСТ 10585-75, расход топлива за 2010 г. составил 45632 т, время работы – 148 дней.

Расход топлива на 2 котла:

- секундный - $45632 \cdot 10^6 / 148 \cdot 24 \cdot 3600 = 3568,86 \text{ г/с}$;

- часовой - 12,85 т/ч;

- суточный - 308,3 т/сут.

Расход топлива на 1 котел:

- секундный - $45632 \cdot 10^6 / 148 \cdot 24 \cdot 3600 = 178,443 \text{ г/с}$;

- часовой - 6,425 т/ч;

- суточный - 154,15 т/сут.

Расчет выбросов твердых частиц (летучая зола) выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлоагрегата (г/с, т/год) при сжигании мазута, вычисляется по формуле 4.28

$$M_{\text{ТВ}} = 0,01 \cdot B \cdot (a_{\text{н}} \cdot A^{\text{P}} + q_4 \cdot Q^{\text{P}} / 32680) (1 - \eta), \quad (4.28)$$

где B – расход топлива равен 3568,86 г/с;

$A^{\text{P}} = 0,05$ (сертификат качества);

$q_4 = 0,02$;

$$Q^r = 41,29 \cdot 10^3 \text{ КДж/м}^3 (30 \cdot 10^3 \text{ КДж/кг})$$

$\eta = 0$, аппараты пыле-золоочистки отсутствуют.

$$M_{\text{ТВ}} (\text{г/с}) = 0,01 \cdot 3568,86 (1 \cdot 0,05 + 0,02 \cdot 30 \cdot 10^3 / 32680) (1 - 0) = 35,6886 \cdot 0,076 = 2,71 \text{ г/с.}$$

Выбросы твердых частиц за год вычисляют по формуле 4.28. $V = 45632$ т/год (2010 - 2011 год).

$$M_{\text{тч}} (\text{т/год}) = 0,01 \cdot 45632 \cdot 0,076 = 34,68 \text{ т/год.}$$

Выбросы оксида серы. Расчет выбросов SO_2 (г/с, т/год) производится по формуле 4.29

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot V \cdot S^r (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) (1 - \eta''_{\text{SO}_2}) (1 - \eta'''_{\text{SO}_2} \cdot n_{\text{оч}} / n_k), \quad (4.29)$$

где $V = 3568,86$ г/с;

$S^r = 0,6$ % не более (сертификат на топливо);

$\eta'_{\text{SO}_2} = 0,02$;

$\eta''_{\text{SO}_2} = 0$; мокрый золоулавливатель отсутствует;

$\eta'''_{\text{SO}_2} = 0$; сероочистное устройство отсутствует.

$$M_{\text{SO}_2} (\text{г/с}) = 0,02 \cdot 3568,86 \cdot 0,6 (1 - 0,02) = 41,97 \text{ г/с.}$$

Расчет выбросов SO_2 (т/год) на зимние периоды, при $V = 45632$ т/год.

$$M_{\text{SO}_2} (\text{т/год}) = 0,02 \cdot 45632 \cdot 0,6 (1 - 0,02) = 536,63 \text{ т/год.}$$

Расчет выбросов оксида углерода (г/с, т/год). Расчет выбросов CO производим по формуле 4.30

$$M_{\text{CO}} = 0,001 C_{\text{CO}} \cdot V \cdot (1 - q_4 / 100), \quad (4.30)$$

$$C_{\text{CO}} = q_3 \cdot R \cdot Q^r / 1013, \quad (4.31)$$

где $V = 3568,86$;

$q_3 = 0,5$;

R – безразмерная доля q_3 , обусловленная наличием продукта неполного сгорания CO , равна 0,65;

$Q^r = 41,29 \cdot 10^3 \text{ КДж/м}^3 (30 \cdot 10^3 \text{ КДж/кг})$;

$q_4 = 0,5$;

C_{CO} – выход окиси углерода при сжигании 1 т топлива.

$$C_{\text{CO}} = 0,5 \cdot 0,65 \cdot 30 \cdot 10^3 / 1013 = 13,657 \text{ кг/т.}$$

$$M_{CO} \text{ (г/с)} = 0,001 \cdot 13,657 \cdot 3568,86 (1 - 0,5 / 100) = 85,356 \cdot 0,995 = 48,5 \text{ г/с.}$$

Выбросы CO (т/год) на зимние периоды, при $V = 45632$ т/год:

$$M_{CO} \text{ (т/год)} = 0,001 \cdot 13,657 \cdot 45632 \cdot 0,995 = 620,1 \text{ т/год.}$$

Расчет выбросов оксидов азота (г/с, т/год) производим по формуле 4.31

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q^P (1 - q_4 / 100) \beta_1 (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2, \quad (4.31)$$

где $B = 3568,86$ г/с;

$$D_{\phi} = 166 \text{ т/ч;}$$

$$D_H = 168 \text{ т/ч;}$$

$$q_4 = 0,02;$$

$$\beta_1 = 0,85; \quad a = 1,05 - 1,03;$$

$$\varepsilon_1 = 0,035;$$

$$r = 25 \%;$$

$$\beta_2 = 1 \text{ - вихревая горелка;}$$

$$\beta_3 = 1;$$

$$\varepsilon_2 = 0,7;$$

$$K = 12 D_{\phi} / 200 + D_H = 12 \cdot 166 / 200 + 168 = 5,41.$$

$$M_{NO_x} \text{ (г/с)} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 5,41 \cdot 3568,86 \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,02) \cdot 0,85 \cdot (1 - 0,035 \cdot 25) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,7 = \\ = 10^{-3} \cdot 3568,86 \cdot 5,41 (1 - 0,02 / 100) \cdot 0,9 (1 - 0,035 \cdot 25) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1 = 1,429 \text{ г/с.}$$

$$M_{NO_2} = 0,8 \cdot M_{NO_x};$$

$$M_{NO} = 0,13 \cdot M_{NO_x}$$

$$M_{NO_2} \text{ (г/с)} = 0,8 \cdot 1,14 = 0,89 \text{ г/с} \quad M_{NO} \text{ (г/с)} = 0,13 \cdot 1,14 = 0,148 \text{ г/с.}$$

Выбросы NOx (т/год) на зимние периоды. $V = 45632$ т/год:

$$M_{NO_x} \text{ (т/год)} = 10^{-3} \cdot 45632 \cdot 5,41 \cdot 0,9998 \cdot 0,9 \cdot 0,125 \cdot 0,7 = 13,6 \text{ т/год.}$$

$$M_{NO_2} = 0,8 \cdot 13,6 = 11,66 \text{ т/год}$$

$$M_{NO} = 0,13 \cdot 13,6 = 2,58 \text{ т/год.}$$

Расчет выбросов оксидов ванадия производим по формуле 4.32

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot G \cdot B \cdot (1 - n_{oc})(1 - n_{ул}), \quad (4.32)$$

где G – содержание оксидов ванадия в жидком топливе, г/т;

$B = 3568,86$ г/с - расход топлива за рассматриваемый период;

$n_{oc} = 0,07$ - коэффициент оседания оксидов ванадия на поверхностях нагрева котлов;
 $n_{вл} = 0$, доля улавливаемых твердых частиц в устройстве очистки газа.

$$G = 400 \cdot A^4 / 1,8, \quad (4.33)$$

где $A^4 = 0,05$ сертификат качества.

$$G = 400 \cdot 0,05 / 1,8 = 111,11 \text{ г/т.}$$

$$M_{V_2O_5} \text{ (г/с)} = 10^{-6} \cdot 111,11 \cdot 3568,86 (1-0,07) = 10^{-6} \cdot 111,11 \cdot 3568,86 \cdot 0,93 = 0,369 \text{ г/с.}$$

Выбросы V_2O_5 (т/год) на зимние периоды $V = 45632$ т/год:

$$M_{V_2O_5} \text{ (т/год)} = 10^{-6} \cdot 111,11 \cdot 45632 \cdot 0,93 = 4,71 \text{ т/год.}$$

Итоги расчетов выбросов на существующее положение на каждый котел приведены в сводной таблице 4.10

Т а б л и ц а 4.10 – Итоги расчетов выбросов

Вещество	Максимальный выброс г/с	Годовой выброс т/год
Твердые вещества	1,35	17,34
Оксиды серы	21	536,63
Оксиды углерода	24,25	268,32
Двуокись азота	0,0222	5,83
Окись азота	0,148	2,58
Оксиды ванадия	0,184	2,355

Источник 0012. Приемно-сливное устройство (ПСУ). Выбросы углеводородов с нового мазутного хозяйства (НМХ).

Максимальные выбросы углеводородов (г/с) с приемно - сливного устройства (ПСУ) НМХ. ПСУ представляет двухпутную железнодорожную сливную эстакаду, рассчитанную на одновременный прием и слив 16 цистерн мазута грузоподъемностью по 60 тонн и одну приемную емкость из монолитного железобетона объемов 600 м^3 при глубине до 4,2 м с двумя погружными перекачивающими насосами производительностью по $150 \text{ м}^3/\text{час}$. Перекачка мазута осуществляется в течении 6-8 часов. Объем слитого из 16-ти цистерн мазута будет равен:

$$V = (60 \cdot 16) \cdot \rho = 60 \cdot 16 / 1,15 = 835 \text{ м}^3, \quad (4.34)$$

где $\rho = 1,15 \text{ т/м}^3$ – объемная плотность мазута;

$V = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$ – объем поступающего мазута в резервуары в 1 секунду.

$$V(\text{м}^3/\text{с}) = 835 / 6 \cdot 3600 = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Приемная емкость закрытого типа. Испарения происходят только с поверхности приземных лотков. Лотки оснащены закрывающимися крышками. При сливе открываются только те крышки, которые расположены напротив сливного отверстия цистерны.

Выбросы паров нефтепродуктов на наливных эстакадах. Максимальные выбросы паров нефтепродуктов при отпуске на наливных эстакадах рассчитываются по формуле (4.23). Расчет годовых выбросов по формуле (4.24). Данные для расчета выброса паров нефтепродуктов на наливных эстакадах приведены в таблице 4.11 [8]

Т а б л и ц а 4.11 – Данные для расчета выбросов паров от нефтепродуктов на наливных эстакадах

Наименование продукта	$V_{\text{ч}}^{\text{max}}$, $\text{м}^3/\text{час}$	V , т	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	$V_{\text{р}}, \text{м}^3$	$N_{\text{р}}$, шт.	ССВ
Мазут	0,04	960	Горизонтальный	Мерник	600	1	нет

Продолжение таблицы 4.11

$Y_{\text{оз}}$	$Y_{\text{вл}}$	C_{20} , $\text{г}/\text{м}^3$	$K_{\text{р}}^{\text{ср}}$	$K_{\text{р}}^{\text{max}}$	ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$	$K_{\text{об}}$
4,96	4,96	6,53	0.61	0,87	1,15	2.50

$$M = 6,53 \cdot 0,87 \cdot 0,04 / 3600 = 0,00006 \text{ г/сек.}$$

$$n = 960 / 1,15 \cdot 600 \cdot 1 = 1,39 ; K_{\text{об}} = 2,5.$$

$$G = (4,96 \cdot 480 + 4,96 \cdot 480) \cdot 0,87 \cdot 10^{-6} = 0,00428 \text{ т/год.}$$

Источник 0013 Выброс углеводородов с резервуаров 3×5000 (НМХ) В 2010 г. поступило 45632 т мазута (39680 м^3). Данные для расчета выбросов углеводородов с резервуаров приведены в таблице 4.12

Т а б л и ц а 4.12 – Характеристики резервуаров

Наименование продукта	$V_{ч}^{max}$, м ³ /ч	В, т	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	$V_p, м^3$	N_p , шт.	ССВ
Мазут	0,0832	45632	Горизонтальный	Мерник	5000	3	нет

Продолжение таблицы 4.12

$У_{оз}$	$У_{вл}$	C_{20} , г/м ³	K_p^{cp}	K_p^{ma} _x	ρ , кг/м ³	$K_{об}$
4,96	4,96	6,53	0.63	0.90	1,15	2.50

$$M=6,53 \cdot 0,9 \cdot 0,0832 / 3600 = 0,000135 \text{ г/сек,}$$

$$n=960 / 1,15 \cdot 600 \cdot 1 = 1,39; K_{об}=2,5,$$

$$G= (4,96 \cdot 45632) \cdot 0,9 \cdot 10^{-6} = 0,2 \text{ т/год.}$$

Источник 0014 Выбросы углеводородов с помещения мазутонасосной НМХ. Для удаления тепла (в основном), влаго-газовыделении в помещении насосной согласно проекта реконструкции, предусматривалась общеобменная приточно-вытяжная вентиляция с механическим возбуждением, рассчитанная из условия обеспечения 10,5 кратного воздухообмена. [7]

Однако вентиляторы так и не были установлены. Удаление газовыделения осуществляется за счет естественной вентиляции. Воздухообмен осуществляется через 4 дефлектора, установленные на крыше мазутонасосной. Диаметр дефлектора - 0,5 м Н = 9 м. Мазутонасосная в комплексе с насосной пенного и водяного пожаротушения размером в плане 12×30 м. Высота - 7,2 м. Объем без пожарных помещений составляет $12 \cdot 24 \cdot 7,2 = 2073,6 \text{ м}^3$.

Объем насосной без бытовых и электрических помещений составляет примерно 1/3 от всего объема насосной части здания.

$$V_{нас} = 1/3 \cdot 2073 = 691 \text{ м}^3.$$

При естественной приточно-вытяжной вентиляции для таких "теплых" помещений кратность воздухообмена может достигать 2 - 3 раз в течении часа.

$$V_{цир} = V_{нас} \cdot 3 = 2073 \text{ м}^3/\text{час,}$$

$$V(\text{м}^3/\text{с}) = 2073 / 3600 = 0,576 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Концентрация паров углеводорода в выбросе по экспериментальным данным: $C = 0,054 \text{ г/м}^3$, тогда

$$M (\text{г/с}) = 0,054 \cdot 0,576 = 0,031 \text{ г/с},$$

$$M (\text{т/месяц}) = 0,031 \cdot 3,600 \cdot 24 \cdot 30 = 0,081 \text{ т/месяц}.$$

Время работы насосной составляет 168 дней или 5 месяцев. Тогда

$$M_{\text{т}} = 0,081 \cdot 5,6 = 0,453 \text{ т/год}.$$

В перспективе насосная будет работать в течении всего года:

$$M (\text{т/год}) = 0,08 \cdot 12 = 0,96 \text{ т/год}.$$

Источник 0016. Выбросы с баков отстоя замазученных стоков. Баки отстоя замазученной воды предназначены для отделения мазута от воды методом отстаивания. После отстаивания, всплывшие на поверхность воды нефтепродукты периодически по мере их накопления, собираются в нефтесборную воронку, откуда самотеком поступают в бак уловленных нефтепродуктов. Площадь поверхности всплывающихся нефтепродуктов $S = 6 \text{ м}^2$, $t = 60 \text{ }^\circ\text{C}$. Баки работают по очереди.

Максимальный выброс (г/с) определяется исходя из среднего количества углеводородов испаряющихся с 1 м^2 поверхности в течении одного часа при различных температурах по следующей формуле 4.35

$$M = q \cdot S, \quad (3.35)$$

где q – количество испаряющихся углеводородов с 1 м^2 открытой поверхности при различных температурах, $q = 31,79 \text{ г/м}^2\text{час}$ при $t > 40^\circ\text{C}$.

Температура поверхности жидкости в отстойнике постоянно летом и зимой приблизительно одинакова $50 - 60 \text{ }^\circ\text{C}$. Кроме того поверхность испарения полностью закрыта (закрытая емкость). Поэтому выбросы в зависимости от степени закрытия поверхности испарения будут уменьшаться. При полном закрытии поверхности коэффициент снижения выброса $K = 0,1$.

$$M = q \cdot S / 1 \cdot K = 31,79 \cdot 6 \cdot 0,1 / 3600 = 190,74 \cdot 0,1 / 3600 = 0,0053 \text{ г/с}.$$

В 2010 году продолжительность работы отстойника $t = 40$ часов за отопительный и плюс 20 часов за летний период во время ремонта и чистки баков.

$$M = 0,0053 \cdot 50 \text{ ч/год} = 0,000954 \approx 0,001 \text{ т/год}.$$

В перспективе время работы отстойника планируется в течении всего года при $t = 40 \text{ ч} + 40 = 80$ часов тогда

$$M = 0,0053 \cdot 80 = 0,00153 \text{ т/год.}$$

Источник 0017. Выбросы вредных веществ от сварочных работ по главному корпусу ТЭЦ. Котельный и турбинный цеха. Расход электродов по котельному и турбинному цеху составляет: по котельному- $\Pi=150$ кг/месяц; по турбинному – $\Pi=150$ кг/месяц, всего $\Pi=300$ кг типы используемых электродов: МР-4-70% (210 кг); УОНИ 13/85, ГМУ, ИУ, ТМЛ-30% (90 кг, 2 баллона пропана по 25 кг каждый - ежемесячно на каждый цех.

Удельные выделения для электродов МР - 4 (210 кг):

1.Сварочный аэрозоль – 11,0 г/кг, в том числе:

Железа оксид – 9,9 г/кг;

Марганец и его оксиды —1,1 г/кг;

2. Фтористый водород – 0,4 г/кг.

Удельные выделения для электродов УОНИ, ГМУ (120 кг) и газосварки:

1.Сварочный аэрозоль – 13,0 г/кг, в том числе:

Железа оксид – 9,8 г/кг;

Марганец и его оксиды —0,6 г/кг;

Пыль неорганическая(SiO_2 20-70%) -1,3 г/кг;

Фториды - 1,3 г/кг.

2.Фтористый водород – 1,1 г/кг

Газовая резка с использованием пропан - бутановой смеси;

Оксиды азота- 15 г/кг.

Выбросы по котельному и турбинному цеху. Время работы $T = 8 \text{ ч} \cdot 5 \cdot 4 = 160 \text{ ч}$ в месяц $\cdot 3600 = 576000 \text{ с.}$ [9]

Т а б л и ц а 4.13 – Выбросы по котельному и турбинному цеху

Наименование вещества	Тип электрода	Удельный выброс, г/кг	Π , кг	T, сек	M,г/с	M, т/год
Железа оксид	МР-4	9,9	210	576000	0,0036094	0,0021
Марганец и его оксиды		1,1	210	576000	0,000401	0,00023
Фтористый водород		0,4	210	576000	0,0001458	0,00008

Продолжение таблицы 4.13

Наименование вещества	Тип электрода	Удельный выброс, г/кг	П, кг	T, сек	M, г/с	M, т/год
Железа оксид –	УОНИ-13/85	9,8	90	57600 0	0,00153125	0,000882
Марганец и его оксиды		0.6	90	57600 0	0,00009375	0,000054
Пыль неорганическая (SiO ₂ 20-70%)		1.3	90	57600 0	0,00020312 5	0,000117
Фториды		1,3	90	57600 0	0,00020312 5	0,000117
Фтористый водород		1.1	90	57600 0	0,00017187 5	0,000099
Оксиды азота	Пропан-бутан	15	50	57600 0	0,00130208 3	0,00075

Продолжение таблицы 4.13

Наименование вещества	M, г/с	M, т/год
Железа оксид	0,005141	0,002961
Марганец и его оксиды	0,000495	0,000285
Фтористый водород	0,000318	0,000183
Пыль неорганическая(SiO ₂ 20-70%)	0,000203125	0,000117
Фториды	0,000203125	0,000117
Оксиды азота	0,001302083	0,00075

Источник 0018. Выбросы паров серной кислоты с аккумуляторных батареи в электрическом цехе. Для аварийного освещения по КТЭЦ в электрическом цехе установлены группы аккумуляторных батарей. Первая группа кислотных аккумуляторных батарей имеет общую емкость 564 А·ч, вторая группа - 624 А·ч.

Для постоянного поддержания аккумуляторных батарей в рабочем состоянии в течение года их 2 или 3 раза подзаряжают. Время зарядки 15-16 часов. [6]

$$M = 0,001 \cdot (624 + 564) / 3600 = 0,00033 \text{ г/с,}$$

$$M(\text{т/год}) = 0,001 \cdot (564 + 624) = 0,000057 \text{ т/год.}$$

Источник 0020. Выбросы углеводородов с маслохозяйства электрического цеха. Маслохозяйство электрического цеха представляют собой емкости (баки) для хранения турбинного и трансформаторного масла. Общее количество баков для хранения масла 6 штук, из них 3 для турбинного масла и 3 для трансформаторного масла. Расход турбинного и трансформаторного масла за год составляет по 6 тонн. Диаметр баков - 3,5 м, высота - 3 м, объем бака – 28 м³. Диаметр дыхательного патрубка - 0,04 м, высота - 2 м. Данные для расчета выбросов углеводородов с маслохозяйства электрического цеха представлены в таблице 4.14

Т а б л и ц а 4.14 – Параметры резервуаров

Наименование продукта	$V_{ч}^{max}$, м ³ /час	В, т	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	$V_p, м^3$	N_p , шт.	ССВ
Масло МС-20	2	12,0	Углубленный	Мерник	28	6	нет

Продолжение таблицы 4.14

t_{min} , °С	t_{max} , °С	$U_{оз}$	$U_{вл}$	C_{20} , г/м ³	K_p^{cp}	K_p^{max}	ρ , г/м ³	$K_{об}$
5	20	0,25	0,25	0,39	0,61	0,87	0,935	2,50

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам 4.23 и 4.24:

$$M=12 \cdot 0,87 \cdot 2/3600 = 0,0058 \text{ г/сек,}$$

$$n=12/0,935 \cdot 2 \cdot 6 = 1,24; K_{об}=2,5,$$

$$G=12 \cdot 0,25 \cdot 0,87 \cdot 10^{-6} + 0,33 \cdot 0,0043 \cdot 1 = 0,00142 \text{ т/год.}$$

Источник 0021. Выбросы вредных веществ от гаража. Зарядка кислотного аккумулятора. В гараже имеется только одно зарядное устройство для аккумуляторов, расположенное в отдельной комнате.

Принудительной вытяжки нет. Время зарядки аккумуляторов в течение месяца составляет 80-100 часов. В основном заряжаются аккумуляторы емкостью от 60 А/ч до 100 А/ч удельные выбросы паров серной кислоты на 1 А/ч емкости аккумулятора принимаются равными $q = 0,001$ г/час. Для расчета выбросов берем максимальные значения времени и емкости заряжаемого аккумулятора.

$$T_{\text{мес}}=100 \text{ ч, } E = 100 \text{ А/ч,}$$

$$T_{\text{год}}= 100 \cdot 12 = 1200 \text{ ч/год,}$$

$$M_{\text{H}_2\text{SO}_4} = 0,001 \cdot 100/3600 = 0,0000277 \text{ г/с,}$$

$$M_{\text{H}_2\text{SO}_4} = 0,001 \cdot 100 \cdot 1200 = 120 \text{ г/год} = 0,00012 \text{ т/год.}$$

Источник 0022 Выбросы от сварочных работ по механическому цеху. Расход электродов МР - 4 - 60 кг/мес. Пропановых газовых баллонов - 1 баллон, в месяц (25 кг).

Удельные выделения для электродов МР-4:

1. Сварочный аэрозоль – 11,0 г/кг, в том числе
Железа оксид – 9,9 г/кг;
Марганец и его оксиды —1,1 г/кг.
2. Фтористый водород – 0,4 г/кг;
Газовая сварка
Оксиды азота -15 г/кг.

Т а б л и ц а 4.15 – Характеристика выбросов от сварочных работ

Наименование вещества	Тип электрода	Удельный выброс, г/кг	П, кг	Т, сек	М, г/с	М, т/год
Железа оксид	МР-4	9,9	720	576000	0,00017	0,007128
Марганец и его оксиды		1,1	720	576000	2,1E-06	0,000792
Фтористый водород		0,4	720	576000	2,78E-07	0,000288
Оксиды азота	Пропан-бутан	15	25	576000	0,000391	0,000375

Источник 0023(дымовая труба). Расчет выбросов вредных веществ от кузнечного горна. Источник загрязнения - кузнечный горн. [10]

- используемое топливо – кокс;
- расход 5-10 кг в день;
- время работа 5-6 часов в день;
- время работы в течении года - 1584 ч/год;
- годовой расход топлива - 10 кг·264 дн = 2,34 т/год.

Выбросы твердых веществ:

$$M_{\text{ТВ}} = V \cdot A^{\text{ч}} (1-\eta), \quad (4.36)$$

где $V = 10 \text{ кг} / 6 = 1,66 \text{ кг/ч} = 0,462 \text{ г/с};$

$A^{\text{ч}} = 12 \% = 0,0011;$

$\eta = 0.$

$$M_{\text{ТВ}} = 0,462 \cdot 12 \cdot 0,0011 = 0,0061 \text{ г/с.}$$

Годовые выбросы ($V_{\text{год}} = 2,64$ т/год):

$$M_{\text{ТВ}} = 2,64 \cdot 12 \cdot 0,0011 = 0,0348 \text{ т/год.}$$

Выбросы SO_2 :

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^2 \cdot (1 - n_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - n_{\text{SO}_2}), \quad (4.37)$$

где $B = 0,462$ г/с $S^2 = 0,8$ %;

$$n_{\text{SO}_2} = 0,1$$

$$n_{\text{SO}_2} = 0.$$

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot 0,462 \cdot 0,8 \cdot (0 - 0,1) = 0,0066 \text{ г/с.}$$

Годовые выбросы ($V_{\text{год}} = 2,64$ т/год):

$$M_{\text{SO}} = 0,02 \cdot 2,64 \cdot 0,8 \cdot 0,9 = 0,038 \text{ т/год.}$$

Выбросы CO (кузнечный горн):

$$M_{\text{CO}} = 0,001 \cdot C_{\text{CO}} \cdot B \cdot (1 - q / 100), \quad (4.38)$$

где $B = 0,462$ г/с.

$$C_{\text{CO}} = q_3 \cdot R \cdot Q_2, \quad (4.39)$$

где $q_3 = 0,5$; $Q^{\text{II}} = 21,85$; $q = 5$;

$$C_{\text{CO}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 21,85 = 10,92.$$

$$M_{\text{CO}} = 0,001 \cdot 10,92 \cdot 0,462 \cdot 0,995 = 0,00502 \text{ г/с.}$$

Годовые выбросы CO (кузнечный горн, $V_{\text{год}} = 2,64$ т/год):

$$M_{\text{CO}} = 0,001 \cdot 10,92 \cdot 2,64 \cdot 0,995 = 0,2868 \text{ т/год.}$$

Выбросы NO_x :

$$M_{\text{NO}} = 0,001 \cdot B \cdot Q^{\text{II}} \cdot K_{\text{NO}} \cdot (1 - v), \quad (4.40)$$

где $B = 0,462$ г/с; $Q^2 = 21,85$ мДж/кг; $K_{\text{NO}} = 0,05$; $v = 0$.

$$M_{\text{NO}_x} = 0,001 \cdot 0,462 \cdot 21,85 \cdot 0,05 = 0,005 \text{ г/с.}$$

$$M_{\text{NO}} = 0,8 \cdot M_{\text{NO}} = 0,8 \cdot 0,005 = 0,004 \text{ г/с,}$$

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 0,005 = 0,00065 \text{ т/год.}$$

Годовые выбросы NO_x ($B = 2,64$ т/год):

$$M_{\text{NO}_x} = 0,001 \cdot 2,64 \cdot 21,85 \cdot 0,05 = 0,0029 \text{ т/год},$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8 \cdot 0,0029 = 0,0023 \text{ т/год},$$

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 0,0029 = 0,00038 \text{ т/год}.$$

4.2 Расчет выбросов от неорганизованных источников

Источник 6001 Выбросы углеводородов с грязеаккумулятора. Грязеаккумулятор предназначен для сбора различного вида загрязнения, состоящие из замазочного песка, глины осаждаемые из воды. Сбор загрязнения в основном происходит в летнее время (3 месяца) во время ремонта и чистки мазутных резервуаров. После завершения ремонта скопившаяся грязь вывозится. Расчет выбросов углеводородов произведем как с открытой поверхности при хранении мазута в земляных амбарах.

Количество вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, определяется в соответствии с "Нормативами естественной убыли нефти и нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении".

$$G = (n_1 + n_2) \cdot 3 \cdot S \cdot 10^{-3}, \quad (4.41)$$

где n_1, n_2 – нормы естественной убыли соответственно в осенне - зимний и весенне-летний периоды;

S – площадь поверхности испарения.

$n_1 =$;

$n_2 = 3,6$ кг/м² в месяц;

$S = 54,6$ м²;

$t = 3$ месяца.

$$G = (0 + 0,6) \cdot 54,6 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0,098 \text{ т/год (в течении 3-х месяцев)}$$

$$M = 0,098 \cdot 10^6 / 24 \cdot 30 \cdot 3 \cdot 3600 = 0,0126 \text{ г/с}.$$

Источник 6002 Выбросы от заточных станков (ремонтно-механический цех). Количество станков – 2. Станок №1 - диаметр абразивного круга 400 мм.

Станок оснащен пылесосительной камерой. Эффективность пылеулавливания – 40 %. Станок №2 - диаметр абразивного круга 200 мм, пылеулавливающая установка не предусмотрена.

Образующиеся при работе станков незначительное количество пыли не выбрасывается наружу помещения, а распространяется в воздухе цеха и оседает внутри помещения. [11]

Удельные выделения для станка №1 составляют:

1. Пыль металлическая:

$m_1 = 0,029$ г/с, с учетом пылеулавливания $M_1 = 0,4 \cdot 0,029 = 0,0116$ г/с;
 $m_2 = 0,012$ г/с;

2. Пыль абразивная – $m_1^1 = 0,019$ г/с, $m_2^1 = 0,008$ г/с.

Станки работают не одновременно, поэтому в качестве максимально-разовой концентрации принят наибольший выброс – $m_1 = 0,029$ г/с, $m_1^1 = 0,019$ г/с, в валовых выбросах учтены выбросы обоих станков. Время работы каждого станка в день 4 часа. В течение года:

$$(4 \cdot 22 \text{ дня}) \cdot 12 \text{ месяцев} = 1056 \text{ часов.}$$

Пыль металлическая:

$$M_{\Sigma} = (0,0116 + 0,012) \cdot 3600 \cdot 4 \cdot 22 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,09 \text{ т/год } (m_1 = 0,029 \text{ г/с}).$$

Пыль абразивная:

$$M_{\Sigma} = (0,0119 + 0,008) \cdot 3600 \cdot 4 \cdot 22 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,075 \text{ т/год } (m_1^1 = 0,019 \text{ г/с}).$$

4.3 Расчет выбросов загрязняющих веществ на перспективу

Источник 0001-0003. Газотурбинные установки №1-№3 расположены в здании главного корпуса КТЭЦ, в котором размещены аккумуляторная, расходные баки масла турбогенератора и газотурбинного двигателя. Расход топлива на ГТУ при мощности на 22% выше номинальной – 6586 м³/ч.

Число работы номинальной установленной мощности – 178 дней 4272 ч, при мощности 60% от номинальной – 187 дней 4488 ч. Расход топлива при номинальном режиме – 3606,6 кг/ч (5398,4 м³/ч), при мощности 60% от номинальной – 2164 кг/ч (3239 м³/ч). С подтопом ГТУ будет работать в период отопительного сезона, расход топлива на подтоп – 851 м³/ч, расход топлива вместе с подтопом составит 6249,4 м³/ч.

В результате работы газотурбинных установок №1-№3 происходит выделение азота оксида, азота диоксида, оксида углерода, метана. Отвод дымовых газов от каждой установки происходит через дымовую трубу высотой 45 м и диаметром 2,5 м. Расчеты выбросов от газотурбинных установок приведены на примере ГТУ №1, валовые выбросы определены с учетом времени работы установок в теплый и холодный периоды, максимальные выбросы определены исходя из максимального расхода топлива.

Расчет валовых выбросов от ГТУ №1. Оксиды азота.

$$M_{NO_2} = C_{NO_2} \cdot V_{cr} \cdot B \cdot K_n,$$

$$V_{cr} = V_{ro_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1)V^0.$$

$$C_{NO_2}^{np} = C_{NO_2}^i \cdot (21 - 15) / (21 - CO_2),$$

где C_{NO_2} – концентрация оксидов азота в отработавших газах в пересчете на NO_2 , мг/нм³;

$C_{NO_2}^i = 150$ мг/нм³ (по паспортным данным);

V_{cr} – объем сухих дымовых газов за турбиной, нм³/кг топлива;

V_{ro_2} – объем трехатомных газов, равный 1,04 м³/кг, при $\alpha = 1,0$;

V_{N_2} – теоретический объем азота, равный 7,704 м³/кг, при $\alpha = 1,0$;

V_{H_2O} – объем водяных паров, вычисляется по формуле, при $\alpha = 4,1$;

α – коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной $\alpha = 4,1$;

V^0 – теоретическое количество сухого воздуха необходимое для полного сгорания топлива, равное 9,73 м³/кг;

B – расход топлива в камере сгорания, $B = 6249,4$ нм³/ч (1,73 м³/с) (холодный период), $B = 3239$ нм³/ч (0,9 м³/с) (теплый период).

$$C_{NO_2}^{np} = 150 \cdot (21 - 15) / (21 - 15,9) = 176,4 \text{ мг/нм}^3,$$

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1) \cdot V^0 = 2,18 + 0,0161(4,1 - 1) \cdot 9,73 = 2,67 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{cr} = 1,04 + 7,7 + 2,67 + (4,1 - 1) \cdot 9,73 = 41,573 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$M_{NO_2}^x = 176,4 \cdot 41,573 \cdot 1,73 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 9,23 \text{ г/сек},$$

$$M_{NO_2}^T = 176,4 \cdot 41,573 \cdot 0,9 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 3,2 \text{ г/сек}.$$

Выброс NO_2 :

$$Q_{NO_2} = 9,23 \cdot 3600 \cdot 4272 \cdot 10^{-6} + 3,2 \cdot 3600 \cdot 4488 \cdot 10^{-6} = 193,7 \text{ т/год}.$$

Оксид углерода. Суммарное количество оксидов углерода, оступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок, M_{CO} г/с или т/год, вычисляют по выражению:

$$M_{CO} = C_{co} \cdot V_{cr} \cdot B \cdot K_n,$$

$$C_{\text{co}}^{\text{np}} = C_{\text{co}}^{\text{н}} \cdot (21-15)/(21-C_{\text{o}_2}),$$

$$V_{\text{cr}} = V_{\text{ro}_2} + V_{\text{N}_2} + V + (\alpha-1)V^0,$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha-1) \cdot V^0.$$

где C_{co} – концентрация оксидов азота в отработавших газах, мг/нм³

$C_{\text{NO}_2}^{\text{н}} = 80$ мг/нм³ (по паспортным данным)

V_{cr} – объем сухих дымовых газов за турбиной, нм³/кг топлива;

V_{ro_2} – объем трехатомных газов, равный 1,04 м³/кг, при $\alpha = 1,0$;

V_{N_2} – теоретический объем азота, равный 7,704 м³/кг, при $\alpha = 1,0$;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$ – объем водяных паров, вычисляется по формуле, при $\alpha = 4,1$;

$\alpha = 4,1$ – коэффициент избытка воздуха в отработавших газах;

V^0 – теоретическое количество сухого воздуха необходимое для полного сгорания топлива, равное 9,73 м³/кг.

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,18 + 0,0161(4,1-1) \cdot 9,73 = 2,67 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{\text{cr}} = 1,04 + 7,7 + 2,67 + (4,1-1) \cdot 9,73 = 41,573 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$C_{\text{co}}^{\text{np}} = 80 \cdot (21-15)/(21-15,9) = 94 \text{ мг/нм}^3,$$

$$M_{\text{co}}^{\text{x}} = 94 \cdot 41,573 \cdot 1,73 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 4,93 \text{ г/сек},$$

$$M_{\text{co}}^{\text{r}} = 94 \cdot 41,573 \cdot 0,9 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} = 2,55 \text{ г/сек}.$$

Определяем выброс CO в т/год:

$$Q_{\text{co}} = (4,93 \cdot 4272 + 2,55 \cdot 4488) \cdot 10^{-6} \cdot 3600 = 117 \text{ т/год}.$$

Сернистый ангидрид. Содержание сероводорода в газе - 0,002 г/м³, меркаптанов - 0,036 г/м³, что, в общем, составляет 0,038 г/м³ или 0,00477%. Суммарное количество оксидов серы (г/с, т/г) вычисляются по формуле:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^{\text{r}} \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}),$$

где S^{r} – содержание серы в топливе на рабочую массу, %

η'_{SO_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле, равен 0

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе, равен 0.

$$M_{SO_2}^x = 0,02 \cdot 6249,4 \cdot 0,00477 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} / 3600 = 0,00012 \text{ г/с,}$$

$$M_{SO_2}^T = 0,02 \cdot 3239 \cdot 0,00477 \cdot 0,7266 \cdot 10^{-3} / 3600 = 0,000062 \text{ г/с,}$$

$$Q_{SO_2} = 0,00012 \cdot 3600 \cdot 4272 \cdot 10^{-6} + 0,000062 \cdot 4488 \cdot 10^{-6} \cdot 3600 = 0,00285 \text{ т/год.}$$

Бенз(а)пирен. Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов при сжигании природного газа C_r (мкг/м³), приведенная к избытку воздуха в дымовых газах $\alpha = 1,4$, рассчитывается по формуле:

$$C_r = \frac{q_{\text{пр}}^{-1,26} (0,0356 + 0,163 \cdot 10^{-3} \cdot q_v)}{e^{-25(\alpha T - 1)}} \cdot K_r \cdot K_d \cdot K_{\text{СТ}} \cdot K_{\text{ПЛ}},$$

где $q_{\text{пр}}$ – теплонапряжение поверхности зоны активного горения, МВт/м²;
 q_v – теплонапряжение топочного объема, равное 759,6 кВт/м³;
 αT – коэффициент избытка воздуха в дымовых газах на выходе из топки;

(при $\alpha T > 1,08$, $e^{-25(\alpha T - 1)} = 0,135$);

K_r – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции, равен 1;

K_d – коэффициент, учитывающий нагрузку котла;

$K_{\text{СТ}}$ – коэффициент, учитывающий ступенчатое сжигание топлива, равен 1;

$K_{\text{ПЛ}}$ – коэффициент учитывающий подачу влаги, равен 1.

$$q_{\text{пр}} = \frac{Q_i^r \cdot V}{2(\alpha_T + b_T) - z_{\text{яр}} - h_{\text{яр}} + 1,5 - \alpha_T - b_T},$$

где Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива, равная 41,29 МДж/м³;

V – расход топлива на котел, равный 1,261 м³/с и 0,65;

$z_{\text{яр}}$ – число ярусов горелок, 1 ярус;

$h_{\text{яр}}$ – расстояние по высоте между осями соседних горелок, м; (для топок с однорядным расположением горелок единичной мощностью от 30 до 60 МВт произведение $z_{\text{яр}} \cdot h_{\text{яр}} = 3$ м);

α_T – ширина топки (в свету), 2525 мм;

b_T – глубина топки (в свету), 4350 мм;

$D_{\text{ф}}$ – фактическая паропроизводительность (нагрузка) котла, равная 69,4 кг/с;

$D_{\text{м}}$ – номинальная паропроизводительность котла, равная 65,3 кг/с.

$$q_{\text{пр}}^x = (41,29 \cdot 1,74) / (2 \cdot (2,5 + 4,4) \cdot 3 + 1,5 \cdot 2,5 \cdot 4,4) = 1,19 \text{ МВт/м}^2,$$

$$q_{\text{пр}}^T = 0,59 \text{ МВт/м}^2,$$

$$K_d = (2 - D_q/D_n)^{2,4},$$

$$K_d = (2 - 69,4/65,3)^{2,4} = 0,86;$$

$$Cr^x = ((1,19)^{-1,26} (0,0356 + 0,163 \cdot 10^{-3} \cdot 759,6) / 0,135) \cdot 0,86 = 0,76 \text{ мкг/м}^3,$$

$$Cr^T = 1,2 \text{ мкг/м}^3.$$

Масса выброса бенз(а)пирена $M_{\text{бп}}$ в граммах в секунду рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{бп}} = BV_{\text{cr}} C_{\text{бп}} \cdot 10^{-6},$$

где B – расход топлива, $1,01 \text{ м}^3/\text{с}$ на одно ГТУ;

$C_{\text{бп}}$ – концентрация бенз(а)пирена в сухом дымовом газе, приведенная к $\alpha = 1,4$, мкг/м^3 ;

V_{cr} – объем сухих дымовых газов при $\alpha = 1,4$, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$).

$$V_{\text{cr}} = V_{\text{r}}^{\circ} + 0,984(\alpha - 1) \cdot V_0, \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V_{\text{cr}} = 1 + 0,984(1,4 - 1) \cdot 9,73 = 4,83 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$M_{\text{бп}}^x = 1,261 \cdot 4,83 \cdot 0,76 \cdot 10^{-6} = 4,6 \cdot 10^{-6} \text{ г/с},$$

$$M_{\text{бп}}^X = 0,65 \cdot 1,2 \cdot 4,83 \cdot 10^{-6} = 7,07 \cdot 10^{-6} \text{ г/с}.$$

$$Q_{\text{бп}} = 4,6 \cdot 10^{-6} \cdot 4272 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} + 3,77 \cdot 10^{-7} \cdot 4488 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 2,71 \cdot 10^{-8} \text{ т/год. [4]}$$

Результаты расчета выбросов ГТУ №1-3 приведены в таблице 4.16

Т а б л и ц а 4.16 – Результаты расчета

Вещества	Суммарные выбросы		Выбросы ГТУ №1		Выбросы ГТУ №2		Выбросы ГТУ №3	
	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
Оксиды азота	27,69	581,1	9,23	193,7	9,23	193,7	9,23	193,7
Оксид углерода	14,79	351	4,93	117	4,93	117	4,93	117
Сернистый ангидрид	0,00036	0,00855	0,00012	0,00285	0,00012	0,00285	0,00012	0,00285
Бенз(а)пирен	$1,4 \cdot 10^{-5}$	$8,13 \cdot 10^{-8}$	$4,6 \cdot 10^{-6}$	$2,71 \cdot 10^{-8}$	$4,6 \cdot 10^{-6}$	$2,71 \cdot 10^{-8}$	$4,6 \cdot 10^{-6}$	$2,71 \cdot 10^{-8}$

5 Инвентаризация источников загрязнения воздушного бассейна

Проведение инвентаризации относится только к стационарным источникам КТЭЦ. К стационарному источнику выбросов загрязняющих веществ в атмосферу относится любой источник выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, дислоцируемый или функционирующий постоянно или временно на определенной территории. Основными целями инвентаризации выбросов являются: получение исходных данных для оценки степени влияния выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух и установления нормативов предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, как в целом по предприятию, так и по отдельным источникам загрязнения атмосферного воздуха; определение количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ; определение перечня вредных (загрязняющих) веществ, подлежащих государственному учету и нормированию для рассматриваемого объекта; оценка эффективности работы пылегазоочистного оборудования. Инвентаризация источников выбросов вредных веществ проводится с применением инструментальных или расчетных (расчетно-аналитических) методов. Инструментальные методы являются преобладающими для источников с организованным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу. К основным источникам с организованным выбросом относятся: дымовые и вентиляционные трубы, вентиляционные шахты, аэрационные фонари, дефлекторы.

Для установления годовых нормативов выбросов золы и диоксида серы от ТЭЦ и ТЭС, а также котельных мощностью более 30 т/ч необходимо использовать балансово-расчетный метод.

Расчетные методы применяются, в основном, для определения характеристик неорганизованных выделений (выбросов), и в случаях, когда проведение инструментальных замеров на источниках с организованным выбросом технически невозможно или при отсутствии разработанных и согласованных в установленном порядке методов количественного химического анализа, а также для получения данных о параметрах выбросов проектируемых и реконструируемых объектов.

Расчетные (расчетно-аналитические) методы базируются на удельных технологических показателях, балансовых схемах, закономерностях протекания физико-химических процессов производства, а также на сочетании инструментальных измерений и расчетных формул, учитывающих параметры конкретных источников.

Расчетная величина выбросов вредных веществ от источников определяются по соответствующим методикам, в зависимости от удельных выбросов, времени работы оборудования, фактического расхода материалов на предприятии и других факторов. Залповые выбросы вредных веществ в отсутствие автоматических газоанализаторов оцениваются расчетным путем.

В случае ликвидации отдельного источника выбросов его номер не присваивается другому источнику, в том числе и заменяющему его.

Работа по проведению инвентаризации выбросов включает следующие этапы:

- 1) подготовительный;
- 2) проведение инвентаризационного обследования выбросов вредных (загрязняющих) веществ;
- 3) обработка результатов обследования и оформление материалов инвентаризации.

На подготовительном этапе выполнения работ составляется краткая характеристика предприятия, как источника загрязнения атмосферного воздуха, схема и описание основных технологических процессов. На этапе проведения инвентаризационного обследования выбросов вредных (загрязняющих) веществ, проводится обследование источников выделения и загрязнения в атмосферный воздух, по результатам которых определяются загрязняющие вещества и источники их выброса, устанавливается эффективность работы пылегазоочистного оборудования. Данные о характеристиках источников выделения и загрязнения атмосферы, газоочистных и пылеулавливающих установок приводятся по состоянию на день начала инвентаризации, а данные о количестве выбрасываемых и улавливаемых вредных веществ, коэффициенте обеспеченности газоочисткой, затратах на газоочистку приводятся за предыдущий год. По результатам проведенной инвентаризации выбросов заполняются бланки инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников.

В графе А указывается к какому производству относятся источники выделения и источники загрязнения атмосферного воздуха (далее - источники), конкретные названия цехов, участков (например, подготовительный, формовочный и так далее). Производство включает в себя один или несколько цехов, участков и тому подобное (например, агломерационное, теплосиловое, производство вискозы и другое), а также указываются их порядковые номера.

В графе 1 указываются номера источников загрязнения атмосферного воздуха согласно схеме их расположения, которая должна составляться и храниться на предприятии. Нумерация источников от года к году не должна меняться. При появлении нового источника загрязнения атмосферного воздуха ему присваивают номер, ранее не использовавшийся. При ликвидации источника его номер в дальнейшем не используют. Всем организованным источникам загрязнения атмосферного воздуха присваивают номера в пределах от 0001 до 5999, а всем неорганизованным источникам присваиваются номера - в пределах от 6001 до 9999.

В графе 2 указываются номера источников выделения согласно схеме их расположения, которая составляется на предприятии. При появлении нового

источника выделения ему присваивают номер, ранее не использовавшийся. При ликвидации источника его номер в дальнейшем не используют.

В графе 3 указывается наименование, тип установок и агрегатов, а также процессы, в которых непосредственно образуются вредные (загрязняющие) вещества (например, сжигание топлива в паровом котле, доменной печи, выгрузка сыпучего материала или сдувание частиц с поверхности сыпучего материала на разгрузочных площадках и т.п.).

В графе 4 «Наименование выпускаемой продукции» приводится наименование и тип выпускаемой продукции в соответствии с общим классификатором промышленной продукции.

В графах 5 и 6 указывается среднее суммарное количество часов работы оборудования за сутки и за предшествующий инвентаризации год.

В графе 7 записываются наименования вредных (загрязняющих) веществ.

В графе 8 указывается код вредного вещества в соответствии с гигиеническими нормативами, утвержденными уполномоченным органом в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В графе 9 приводится общее количество выбросов вредных (загрязняющих) веществ (тонн в год), отходящих от источников выделения, независимо от того, оснащен он очистными сооружениями или нет. [1]

Результаты инвентаризации представлены в таблице 5.1

Т а б л и ц а 5.1 – Источники выделений вредных (загрязняющих веществ)

Наименование производства, № цеха, участка и т. п.	Номер источн. агрязнен. атмосферы	Номер источника выделения	Наименование источника выделения загрязняющего вещества	Наименован. выпускаемой продукции	Время работы источника выделения, часов		Наименование загрязняющего вещ-ва	Код загрязняющего вещества	Кол-во загрязняющих веществ отходящих от источн. выделения
					в сутки	за год			
А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(001) Главный Корпус	0001	000101	ГТУ-1	Электроэнергия	24.00	7500.00	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0301	42,38
							Сера диоксид	0330	0.551
							Углерод оксид	0337	22,57
							Бенз(а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0.00000098
	0002	000102	ГТУ-2	Электроэнергия	24.00	7500.00	Азот(IV) оксид (Азота диоксид)	0301	42,38
							Сера диоксид	0330	0.551
							Углерод оксид	0337	22,57
							Бенз(а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0.00000098

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0003	000103	ГТУ-3, продувка, пуск останова	Электроэнергия	24.00	7500.00	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0301	42,38
							Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0330	0.551
							Углерод оксид	0337	22,57
							Бенз(а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0.00000098
	0004	000104	Аккумуляторная		2.00	730.00	Кислота серная по молекуле H ₂ SO ₄	0322	0.0000841
	0005	000105	Расходный бак масла турбогенератора	Хранение масла	8,0	866,6	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.)	2735	0.00011

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0006	000106	Расходный бак масла ГТД	Хранение масла	8,0	866,6	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.)	2735	0.00011
	0007	000107	Прямой слив	Сброс масла	8,0	433	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.)	2735	0.000022
	0008	000108	Аварийный слив масла двигателя	Сброс масла	8	649	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.)	2735	0.000022

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0009	000109	Аварийный слив масла генератора	Сброс масла	8	649	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	2735	0 . 000022
	0010	001001	Газопровод		24.00	8760.00	Метан	0410	0,0093
Котельный цех	0011	001101	Котлоагрегат	Пар	24	168	Твердые в-ва	0328	34,68
			(Е - 220 - 9,8)				SO2	0330	1073,26
							CO	0337	536,64
							NO2	0301	11,66
							NO	0304	5,16
							V2O5	2904	4,71
Котельный цех Новое мазутное хозяйство (НМХ)	6001	600101	ПСУ	Слив мазута	6	600	Углеводороды	2704	0,00428
	0013	001301	Резервуары 5000 • 3	Хранение мазута	24	4032	Углеводороды	2704	0,2
	0014	001401	Насосная	Перекачка мазута	24	4032	Углеводороды	2704	0,453

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Баки отстоя замасоченных стоков. КЦ	0016	001601	Баки отстоя	Отстой замасоченных стоков	24	8720	Углеводороды	2704	0,001	
Главный производственный корпус (котельный и турбинный цеха)	0017	001701	Сварочные посты	Пар, электроэнергия	8	1920	Железа оксид	0123 0143	0,002961	
							Марганец и его оксиды		0,000285	
							Фторист. водор		0342	0,000183
							Пыль неорганическая (SiO ₂ 20-70%)		2908	0,000117
							Фториды		0344	0,000117
Оксиды азота	0301	0,00075								
Электроцех	0018	001801	Участок зарядки аккумулятора	Ремонт оборудования	8	32	Пары серной кислоты	0322	0,000057	
Маслохозяйство электроцеха	0020	002001	Баки для хранения масла	Техническое обслуживание оборудования	24	8760	Углеводороды	2704	0,00142	

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Гараж	0021	002101	Зарядка аккумулятора	Транспортное обслуживание	8	1200	Пары серной кислоты	0322	0,00012	
Ремонтно - механический цех	0022	002201	Электросварка Газосварка Точильн. станки	Ремонтные работы Ремон^жботы	8 4	1920 1056	Железа оксид	0123 0143	0,007128	
							Марганец и его оксиды	0342 2906	0,000792	
							Фторист. водор		0,000288	
							Оксиды азота		2902	0,000375
							Пыль металл.		2902	0,09
Пыль абразив		0,075								
Кузнечный горн	0023	002301	Кузнечный горн	Ремонтные работы	6	1584	Твердые в-ва Оксиды серы Оксид углер. Двуокись азота Окись азота	2909 0330 0337 0301 0301	0,0348 0,038 0,287 0,0023 0,0004	
Свеча	0024	002401	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород Метан Смесь природных меркаптанов	333 410 1716	7,6•10-6 0,29 0,000124	

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свеча	0025	002501	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород	333	7,6•10-6
							Метан	410	0,29
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000124
Свеча	0026	002601	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород	333	7,6•10-6
							Метан	410	0,29
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000124
Свеча	0027	002701	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород	333	7,6•10-6
							Метан	410	0,29
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000124
Свеча	0028	002801	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород	333	7,6•10-6
							Метан	410	0,29
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000124

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свеча	0029	002901	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород	333	7,6•10-6
							Метан	410	0,29
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000124
Свеча	0030	003001	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород	333	7,6•10-6
							Метан	410	0,29
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000124
Свеча	0031	003101	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород	333	7,6•10-6
							Метан	410	0,29
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000124
Свеча	0032	003201	ГТУ-15	Операция пуска	0,42	21,67	Сероводород	333	7,6•10-6
							Метан	410	0,29
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000124

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свеча	0033	003301	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	2,16412E-07
							Метан	410	5.60144E-12
							Смесь природных меркаптанов	1716	9,16599E-11
Свеча	0034	003401	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	2,16412E-07
							Метан	410	5.60144E-12
							Смесь природных меркаптанов	1716	9,16599E-11
Свеча	0035	003501	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	5.60144E-12
							Метан	410	2.16412E-07
							Смесь природных меркаптанов	1716	9,16599E-11

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свеча	0036	003601	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	2,91185E-11
							Метан	410	1.12499E-06
							Смесь природных меркаптанов	1716	4.76485E-10
Свеча	0037	003701	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	2,91185E-11
							Метан	410	1.12499E-06
							Смесь природных меркаптанов	1716	4.76485E-10
Свеча	0038	003801	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	2,91185E-11
							Метан	410	1.12499E-06
							Смесь природных меркаптанов	1716	4.76485E-10
Свеча	0039	003901	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	9.1774E-12
							Метан	410	3,54569E-07
							Смесь природных меркаптанов	1716	1.50176E-10

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свеча	0040	004001	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	9.1774E-12
							Метан	410	3,54569E-07
							Смесь природных меркаптанов	1716	1.50176E-10
Свеча	0041	004101	ГТУ-15	Продувка	0,25	13	Сероводород	333	9.1774E-12
							Метан	410	3,54569E-07
							Смесь природных меркаптанов	1716	1.50176E-10
Свеча	0042	004201	ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,042•E-06
							Метан	410	0,000164
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000000069
Свеча	0043	004301	ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,042•E-06
							Метан	410	0,000164
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000000069

Продолжение таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свеча	0044	004401	ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,042•E-06
							Метан	410	0,000164
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000000069
Свеча	0045	004501	ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,022E-06
							Метан	410	0,00085
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,00000036
Свеча	0046	004601	ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,022E-06
							Метан	410	0,00085
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,00000036
Свеча	0047	004701	ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,022E-06
							Метан	410	0,00085
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,00000036

Окончание таблицы 5.1

А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свеча	0012	001201	ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,069E-06
							Метан	410	0,00027
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000000117
Свеча	0015	001501	ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,069E-06
							Метан	410	0,00027
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000000117
Свеча	0019		ГТУ-15	Операция останова	0,42	21,67	Сероводород	333	0,069E-06
							Метан	410	0,00027
							Смесь природных меркаптанов	1716	0,000000117

6. Анализ расчетов приземных концентраций и определение предложений нормативов ПДВ

Расчет загрязнения воздушного бассейна вредными веществами, содержащимися в выбросах рассматриваемого объекта, производился на РС по программам "ЭКОЛОГ версии 2.55".

Расчетные константы: E1=0.01, E2=0.01, E3=0.01;

- Площадь города (влияния фона) S=999999.99 кв.км;

- Расчет производился для температуры наружного воздуха самого жаркого – месяца;

- Постов измерения приземных концентраций нет;

Перебор метеопараметров:

- Скорости ветра – автоматически;

- Направления ветра – полный круг с шагом 1°;

- Фиксированные пары направлений и скоростей ветра – нет;

Максимальные значения приземной концентрации вредного вещества C_m (мг/м³) определяется по формуле 6.1:

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (6.1)$$

где M – масса вредного вещества, выбрасываемого в единицу времени, г/с;

Значение коэффициента A, соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальная, принимается для Казахстана равным 200.

F – Коэффициент, учитывающий скорость оседания веществ;

F=1 для газообразных веществ; при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90%-2; от 75-90%-2,5; менее 75% и при отсутствии очистки-3;

η – коэффициент рельефа местности; $\eta=1$ для ровной поверхности;

H – высота источника, м;

V_1 – расход газовойоздушной смеси, м³/с; формула 6.2

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \omega_0, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (6.2)$$

Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров f, v_M, v_M', f_e' можно найти по формулам 6.3, 6.4, 6.5, 6.6

$$f = 1000 \cdot \frac{\omega_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (6.3)$$

$$v_M = 0.653 \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}}, \quad (6.4)$$

$$v_M' = 1.3 \frac{\omega_0 \cdot D}{H}, \quad (6.5)$$

$$f_e' = 800 \cdot (v_M')^2. \quad (6.6)$$

Расстояние X_M (м) от источника выбросов, на котором приземная концентрация C (мг/м) при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения C_M , определяется по формуле 6.7

$$X_M = \frac{5 - F}{4} \cdot dH, \quad (6.7)$$

где $d = 7 \cdot \sqrt{v_M} \cdot (1 + 0.28 \cdot \sqrt[3]{f})$; т.к. $v_M > 2$.

Для газов:

$$X_{MГ} = \frac{5 - F_{Г}}{4} \cdot dH. \quad (6.8)$$

Значение опасной скорости U_M (м/с) на уровне флюгера (обычно 10м от уровня земли), при которой достигается наибольшее значение приземной концентрации вредных веществ C_M , в случае $f < 100$ и $v_M > 2$ определяется по формуле 6.9

$$U_M = v_M \cdot (1 + 0.12 \cdot \sqrt{f}) \quad (6.9)$$

Определим максимальные значения приземной концентрации вредного вещества C_M (мг/м³) по формулам:
для золы 6.10

$$C_{MЗ} = \frac{A \cdot M_3 \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (6.10)$$

где A – коэффициент температурной стратификации; для Казахстана $A=200$;

M – масса вещества, выбрасываемого в единицу времени, г/с;

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания веществ;

$F = 1$ для газообразных веществ; при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов 75% – 2,5;

η – коэффициент рельефа местности; $\eta = 1$ для ровной поверхности;

H – высота источника, м;

V_1 – расход газовой смеси, м³/с.

для SO₂:

$$C_{MSO_2} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}$$

для NO_x:

$$C_{MNO_x} = \frac{A \cdot M_{NO_x} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{1,x} \cdot \Delta T}}$$

для газов:

$$C_{MГ} = C_{MNO_x} + C_{SO_2}$$

для веществ обладающих эффектом суммаций:

$$C_{\Sigma} = \frac{A \cdot M_{\Sigma} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (6.11)$$

где

$$M_{\Sigma} = M_{SO_2} + M_{NO_x} \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_x}} \quad (6.12)$$

При опасной скорости ветра U_M приземная концентрация вредных веществ C (мг/м³) в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях X (м) от источника выброса определяется по формуле 6.13:

$$C = S_i \cdot C_M, \quad (4.13)$$

где S_i – безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения X/X_M и коэффициента F по формулам 6.14

$$S_i = 3 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^2, \text{ при } \frac{X}{X_M} \leq 1 \quad (6.14)$$

$$S_i = \frac{1.13}{0.13 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^2 + 1}, \text{ при } 1 < \frac{X}{X_M} \leq 8; \quad (6.15)$$

$$S_i = \frac{\frac{X}{X_M}}{3.58 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^2 - 35.2 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right) + 120}, \text{ при } F \leq 1.5 \text{ и } \frac{X}{X_M} > 8; \quad (6.16)$$

$$S_i = \frac{1}{0.1 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^2 + 2.47 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right) - 17.8}, \text{ при } F > 1.5 \text{ и } \frac{X}{X_M} > 8; \quad (6.17)$$

По результатам расчетов были построены карты рассеивания вредных веществ. Карты рассеивания показывают, что максимальные приземные концентрации вредных веществ в приземном слое не превышают ПДК. [12]

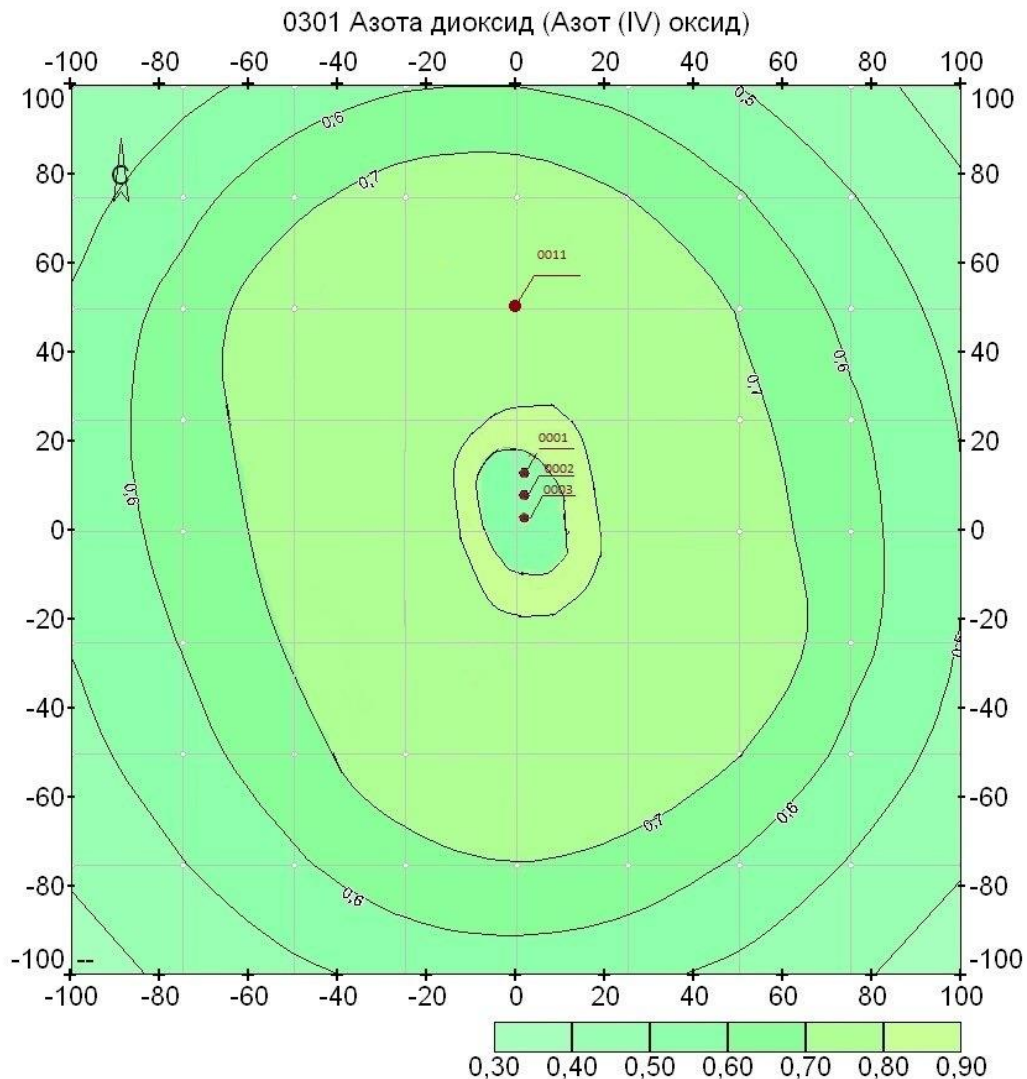


Рисунок 6.1 – Карта рассеивания диоксида азота (0301)

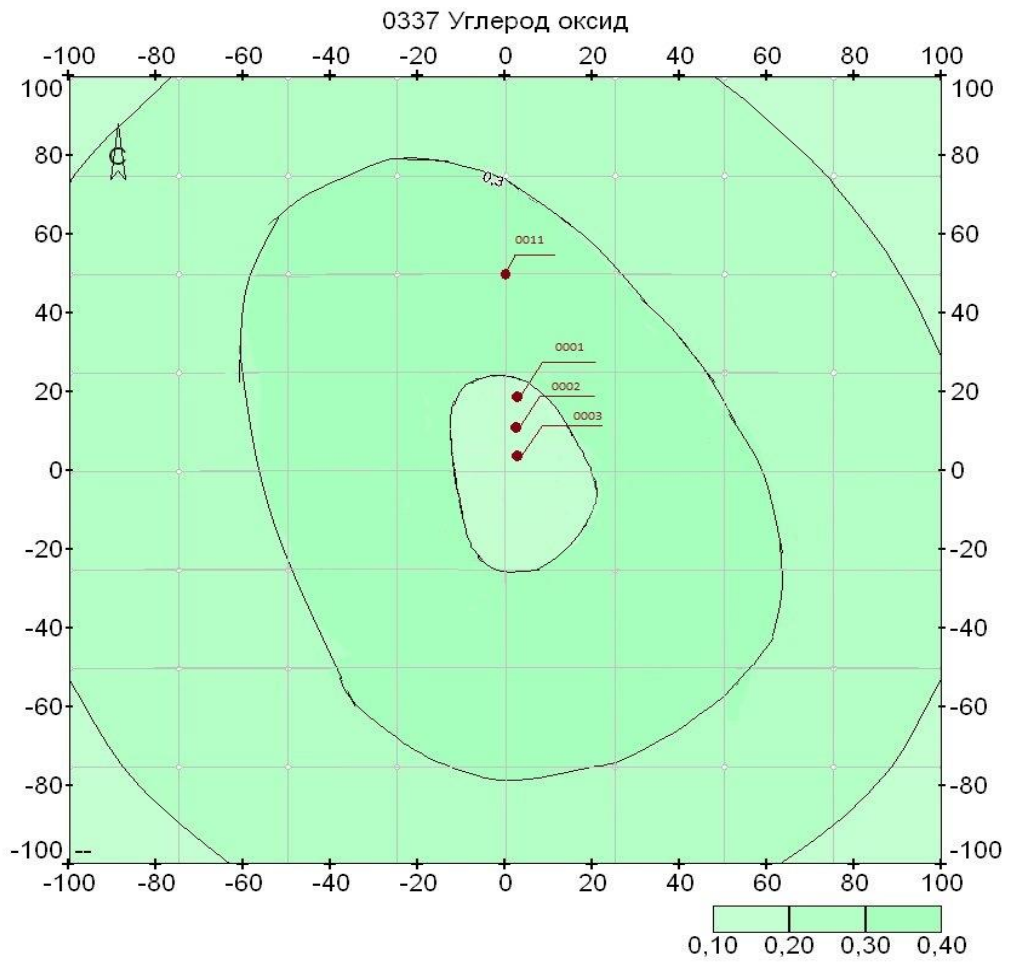


Рисунок 6.2 – Карта рассеивания оксида углерода (0337)

7 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

По данным расчетов, на предприятие не выявлено превышений, вследствие чего были подобраны профилактические мероприятия.

Контроль за соблюдением параметров ПДВ осуществляется непосредственно на источнике выброса. В соответствии с типовой инструкцией в число обязательной контролируемых веществ включаются: оксиды азота, оксид углерода, сернистый ангидрид, и вещества 1-го класса опасности. Периодичность замеров диктуется мощностью источника, стабильностью уровня его выброса и режимом работы. Контроль величин выбросов и качества атмосферного воздуха осуществляется сторонней организацией. Ответственность за организацию и своевременную отчетность возлагается на руководителя предприятия.

Проверка соблюдения нормативов ПДВ осуществляется периодически, определением мощностей выбросов вредных веществ источниками предприятия. На основании выполненных измерений параметров пылегазовых потоков определяются:

- объемы газовых потоков ($\text{м}^3/\text{с}$) и скорость на выходе ($\text{м}/\text{с}$), количество отходящих вредных веществ ($\text{т}/\text{год}$);

- количество вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу: максимальное ($\text{г}/\text{с}$) и среднее значение ($\text{т}/\text{год}$).

С достаточной степенью точности концентрацию вредных ингредиентов можно определить с помощью переносных газоанализаторов экспресс методом. Через индикаторную трубку просасывается с помощью газоопределителя ГХ или газоанализатора УГ2 определенное количество загрязненного воздуха (газов) и по длине окрашенного столбика определяют концентрацию вещества в процентах (С). Для перерасчета содержания газа, выраженного в процентах на $\text{мг}/\text{м}^3$, можно пользоваться формулой 7.1

$$C_1 = \frac{C_x \cdot M \cdot P_{\text{изм}} \cdot 10}{10^2 \cdot 0,0224 \cdot P_H \cdot t}, \text{ мг} / \text{ м}^3, \quad (7.1)$$

где C_x – концентрация вредных веществ в %;

M – молекулярная масса газов, г/моль;

$P_{\text{изм}}$ – измеренное барометрическое давление, мм рт.ст;

t – поправка на температуру;

Для определения концентрации взвешенных веществ может быть использован весовой метод, который основан на изменении веса специального фильтра до и после просасывания через него определенного количества загрязненного воздуха.

$$C = \frac{(P_2 - P_1) \cdot 1000}{C_1}, \text{ мг/м}^3 \quad (7.2)$$

где P_1 – вес фильтра до отбора пробы в мг;

P_2 – вес фильтра после отбора пробы в мг;

C_1 – количество воздуха, пропущенного на 20-ти минутный период, результаты регистрируются.

Режим выбросов на предприятии является нормативным, если фактическое содержание концентраций вредных веществ и валовые выбросы не превышают величин предельно допустимых выбросов (ПДВ).

В период неблагоприятных метеорологических условий предприятие обязуется осуществить специализированные мероприятия по дополнительному снижению выбросов в атмосферу вредных веществ и усилить контроль.

Согласно письму Казахского республиканского управления по гидрометеорологии и контролю природной среды, город Кызылорда и Кызылординская область относятся к регионам, где неблагоприятные метеорологические условия не прогнозируются.

При работе на газе технологические мероприятия по подавлению оксидов азота внедряются легче и дают наилучший результат. Исследованиями установлено, что на мощных газомазутных котлах выбросы NO_x больше при работе на газе, чем на мазуте, на малых котлах - наоборот. Некоторые специалисты придерживаются мнения, что котлы можно классифицировать в зависимости от теплового напряжения поверхности зоны активного горения. Технологические методы подавления NO_x основаны на снижении температуры и содержания кислорода в зоне активного горения, а также создании в топочной камере зон с восстановительной средой, где продукты неполного горения, вступая во взаимодействие с образующимся оксидом азота, приводят к восстановлению NO_x до молекулярного азота.

На основании экспериментальных данных и имеющегося практического опыта могут быть рекомендованы к внедрению следующие основные технологические методы снижения NO_x в газомазутных котлах:

- внедрение режимов с малыми значениями α -коэффициента избытка воздуха, а при ступенчатом сжигании - пониженными α на грани появления химической неполноты сгорания;
- рециркуляция дымовых газов через горелки в смеси с воздухом;
- двухступенчатое сжигание топлива, что может быть реализовано в конструкции горелок или в топке в целом;
- трехступенчатое сжигание топлива (наиболее целесообразно применять для новых котлов);
- применение специальных горелок;
- впрыск воды (снижает NO_x на 20-25%, но приводит к уменьшению КПД котла приблизительно на 0,8%);
- двухсветные экраны (для новых котлов);

- специальные методы сжигания (например, кипящий слой);
- снижение температуры горячего воздуха.

Все эти методы достаточно хорошо известны и практически все опробованы. Задача заключается в том, чтобы реализовать их на котлах с минимальными затратами средств, с минимальным снижением экономичности, не ухудшая показателей надежности как на основном, так и на резервном топливах.

В данном случае, при проектировании деятельности КТЭЦ для более глубокого снижения концентрации оксидов азота и снижения локальных тепловых нагрузок в воздушный тракт перед мазутными горелками, было предусмотрено внедрение технологии двухступенчатого сжигания топлива и технология рециркуляции дымовых газов.

Под ступенчатым (или стадийным) сжиганием подразумевается такая организация процесса горения, когда через горелки с топливом подается воздух в количестве, меньшем стехиометрического, а остальное необходимое по балансу количество воздуха вводится в топочную камеру далее по длине факела. Таким образом, на первом этапе горения осуществляется сжигание топлива при недостатке окислителя, а на втором - дожигание продуктов газификации при пониженных температурах. Благодаря этому в начале факела из-за пониженной концентрации кислорода уменьшается образование топливных оксидов азота, а снижение температурного уровня на второй стадии уменьшает образование термических NO_x . При оптимальной организации двухступенчатого возможно снизить выход оксидов азота на 30-50%.

Рециркуляция дымовых газов из конвективной шахты в тракт воздуха осуществляется, как правило, с помощью дополнительного дымососа рециркуляции газов. Для улучшения перемешивания газов рециркуляции с воздухом, который поступает в топочную камеру, устанавливаются смесители. Доля рециркулирующих газов обычно не превышает 20 %. Благодаря рециркуляции дымовых газов снижаются концентрация кислорода в зоне горения топлива и температура горения.

Рециркуляция дымовых газов, наряду с уменьшением температуры горения, приводит к некоторому снижению концентрации кислорода, уменьшению скорости горения и растягиванию зоны горения. Дымовые газы рециркуляции играют роль балласта, не участвуя в горении, отбирают часть тепла у факела. При рециркуляции дымовых газов в топку, яркость факела уменьшается, это, в свою очередь, приводит к уменьшению доли лучистого теплообмена, топочные экраны отбирают у факела меньше тепла. Поскольку количество выделенного тепла при рециркуляции остается неизменным, дымовые газы выходят из топки с более высокой температурой. Это приводит к увеличению доли конвективного теплообмена, больше тепла воспринимают конвективные части пароперегревателей, экономайзер, воздухоподогреватель. Поэтому на котлах, имеющих вторичные пароперегреватели, с помощью изменения доли рециркуляции дымовых газов регулируют температуру

вторично перегретою пара. Чем больше доля рециркуляции, тем выше температура пара на выходе из промежуточного пароперегревателя.

Изменение расхода рециркуляционных газов осуществляется путем приоткрытия - призакрытия направляющих аппаратов на работающих дымососах рециркуляции газов (ДРГ),— специально установленных дымососах для перекачки дымовых газов. При этом изменяется производительность этих дымососов. Поскольку на нагрев относительно холодных газов рециркуляции дополнительно затрачивается тепло, коэффициент полезного действия котельного агрегата при рециркуляции снижается, причем, чем больше доля рециркуляции, тем ниже КПД котла.

Поскольку рециркуляция дымовых газов оказывает влияние на температуру перегрева пара, она получила широкое применение именно для этих целей еще когда не было известно о влиянии рециркуляции на образование окислов азота. Таким образом, можно использовать рециркуляцию, установленную для регулирования температуры пара, имеющуюся на ряде котлов, для целей снижения образования окислов азота в топочной камере. [13]

8 Экономическая часть

8.1 Правила экономической оценки ущерба от загрязнения окружающей среды

Правила экономической оценки ущерба от загрязнения окружающей среды определяют порядок экономической оценки ущерба, нанесенного окружающей среде. Экономическая оценка ущерба, нанесенного окружающей среде, устанавливается должностными лицами в области охраны окружающей среды при выявлении нарушений экологического законодательства в ходе осуществления государственного экологического контроля. Должностные лица уполномоченного органа в области охраны окружающей среды в месячный срок, с момента установления факта нанесения ущерба окружающей среде, проводят сбор и анализ необходимых материалов и определяют экономическую оценку ущерба от загрязнения окружающей среды. Экономическая оценка ущерба осуществляется прямым или косвенным методами, в зависимости от того, возможна ли полная ликвидация нанесенного ущерба путем мероприятий по восстановлению окружающей среды.

Прямой метод экономической оценки ущерба состоит в определении фактических затрат, необходимых для восстановления окружающей среды, восполнения деградировавших природных ресурсов и оздоровления живых организмов посредством наиболее эффективных инженерных, организационно-технических и технологических мероприятий. Должностными лицами уполномоченного органа в области охраны окружающей среды в первую очередь рассматривается возможность

осуществления мероприятий по восстановлению окружающей среды лицом, нанесшим ущерб окружающей среде. Соответствующие обязательства по проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды излагаются в гарантийном письме лица, нанесшего ущерб окружающей среде, с указанием конкретных мероприятий и сроков их проведения. При экономической оценке ущерба прямым методом должностные лица уполномоченного органа в области охраны окружающей среды могут привлекать независимых экспертов. В качестве экспертов могут выступать экологические аудиторы, специалисты проектных, инженерных и научных организаций.

Косвенный метод экономической оценки ущерба применяется для случаев загрязнения атмосферного воздуха, водных ресурсов, а также размещения отходов производства и потребления, в том числе радиоактивных, сверхустановленных нормативов, и сверхнормативного изъятия природных ресурсов. Косвенный метод экономической оценки ущерба применяется в случаях, когда не может быть применен прямой метод экономической оценки ущерба. Экономическая оценка ущерба косвенным методом определяется в зависимости от видов воздействия на окружающую среду путем суммирования ущерба по каждому ингредиенту. Косвенный метод экономической оценки ущерба основывается на разнице между фактическим воздействием на окружающую среду и установленным нормативом по всем видам загрязняющих веществ, а также исходя из размера месячного расчетного показателя, уровня экологической опасности и экологического риска. Превышение нормативов над установленными определяется путем инструментального замера, либо расчетным путем в соответствии с утвержденной в установленном законодательством порядке методикой определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Уровень экологической опасности, вызванной нарушением экологического законодательства, а также экологического риска определяется должностными лицами уполномоченного органа в области охраны окружающей среды на основании критериев, приведенных в таблице 8.1 и таблице 8.2. [14]

8.2 Расчеты определения экономической оценки ущерба от загрязнения атмосферного воздуха

Экономическая оценка ущерба от загрязнения атмосферного воздуха выбросами от стационарных источников сверхустановленных нормативов по *i*-ому ингредиенту определяется по формуле 8.1. Расчет произведен по оксиду серы.

$$U_i = (C_{\text{факт}i} - C_{\text{норм}i}) \cdot 3600 / 1000000 \cdot A_i \cdot T \cdot 2,2 \cdot \text{МРП} \cdot 10 \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (8.1)$$

где U_i – экономическая оценка ущерба от загрязнения атмосферного воздуха от стационарных источников *i*-ым ингредиентом, тенге;

$C_{\text{факт}i}$ – фактический выброс i -ого загрязняющего вещества, выявленный в ходе государственного либо производственного экологического контроля, г/сек;

$C_{\text{норм}i}$ – норматив выброса i -ого загрязняющего вещества, г/сек;

A_i – коэффициент относительной опасности. $A_i = 1/\text{ПДК}_{\text{сс}}$;

$\text{ПДК}_{\text{сс}}$ – предельно-допустимая среднесуточная концентрация загрязняющего вещества в атмосферном воздухе;

T – время работы оборудования за период нанесения ущерба, принимаемое за время, прошедшее с последней проверки, проведенной в ходе государственного либо производственного экологического контроля, (в часах);

МРП – месячный расчетный показатель, установленный законодательными актами на соответствующий финансовый год;

10 - повышающий коэффициент;

K_1 - коэффициент экологической опасности, указан в таблице 8.1

K_2 - коэффициент экологического риска, указан в таблице 8.2.

$$U_i = (0,085 \cdot 3 - 0,085) \cdot 3600 / 1000000 \cdot 1 / 0,085 \cdot 2 \cdot 61 \cdot 8 \cdot 2,2 \cdot 1852 \cdot 10 \cdot 1 \cdot 1 = 16261,46 \text{ тг.}$$

Т а б л и ц а 8.1 – Критерии определения уровня экологической опасности, вызванной нарушением экологического законодательства

Критерии	Коэффициент экологической опасности
Размещение отходов на территории предприятий, предназначенных для складирования (усовершенствованные свалки, полигоны, склады, навозохранилища и другие территории, разрешенные для складирования и захоронения, а также объекты, отвечающие экологическим требованиям); организованные сбросы в водоемы и накопители; организованные источники выбросов	1
Размещение отходов на необустроенных территориях предприятий; сбросы сточных вод в примитивные накопители, неорганизованные источники технологически обоснованных выбросов	1,5
Технологически необоснованные выбросы и сбросы на территории предприятий; размещение отходов на территории сельскохозяйственных угодий и не покрытых лесом земель	2,0
Выбросы, сбросы, размещение отходов на территории покрытых лесом земель государственного лесного фонда, селитебных и особо охраняемых природных территориях, в водоохраных зонах и акваториях водоемов 1 и 2 пояса зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения.	3,0

Таблица 8.2 – Критерии определения уровня экологического риска, вызванного нарушением экологического законодательства

Критерии	Коэффициент экологического риска
Нарушение является первым нарушением данного вида за последние три года со стороны юридических и физических лиц, причинивших ущерб	1
За последние три года имело место от одного до трех нарушений данного вида со стороны юридических и физических лиц, причинивших ущерб	1,1
За последние три года имело место от четырех до десяти случаев нарушений данного вида со стороны юридических и физических лиц, причинивших ущерб	1,5
За последние три года имело место более десяти нарушений данного вида со стороны юридических и физических лиц, причинивших ущерб	2

8.3 Понятие платы за эмиссии в окружающую среду

Существует неразрывная взаимосвязь и взаимозависимость условий обеспечения теплоэнергопотребления и загрязнения окружающей среды. Взаимодействие этих двух факторов жизнедеятельности человека и развитие производственных сил привлекает постепенное внимание к проблеме взаимодействия теплоэнергетики и окружающей среды. В первую очередь при анализе взаимодействия теплоэнергетики и окружающей среды должны быть рассмотрены элементарные процессы происходящие при сжигании топлива (в особенности органического), так как при его сжигании образуется большое количество вредных соединений (оксиды азота, серы, сажа, соединения свинца, водяной пар).

Различные компоненты продуктов сгорания топлива, выбрасываемые в атмосферу, гидросферу, литосферу и во время пребывания ведущие себя по-разному (изменяется t , свойства) называются примесными выбросами.

При выходе в атмосферу, выбросы содержат продукты реакций в твёрдой, жидкой и газообразной фазах. Изменение состава выбросов. После их выпадения могут проявляться в виде: осаждения тяжёлых фракций, распада на компоненты по массе и размерам, химических реакций с компонентами воздуха, взаимодействием с воздушными течениями, с облаками, с атмосферными осадками, фотохимические реакции. В результате, состав выбросов может существенно измениться, могут появиться новые компоненты, поведение и свойства которых (в частности, токсичность,

активность, способность к новым реакциям) могут значительно отличаться от данных.

Неуклонный рост поступлений токсичных веществ в окружающую среду, прежде всего отражается на здоровье населения Земли, ухудшает качество продукции сельского хозяйства, снижает урожайность, оказывает влияние на климатические условия отдельных регионов мира, состояние озонового слоя Земли, приводит к гибели флоры и фауны.

В таких случаях, за осуществление на территории Республики Казахстан деятельности в порядке специального природопользования, определяемого законодательными актами Республики Казахстан взимается плата за эмиссии в окружающую среду. Специальное природопользование осуществляется на основании разрешения, выдаваемого уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Загрязнение окружающей среды без оформленного в установленном порядке разрешения рассматривается как загрязнение сверх установленных лимитов, за исключением выбросов загрязняющих веществ от передвижных источников.

Плательщиком являются физические и юридические лица, осуществляющие деятельность на территории Республики Казахстан в порядке специального природопользования. Объектом обложения является фактический объем выбросов в пределах и (или) сверх установленных лимитов, сбросов (включая аварийные) загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления.

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ составляют:

- 1) от стационарных источников – от 10 МРП до 299 МРП за тонну;
- 2) от сжигания попутного и(или) природного газа в факелах – от 0,04 до 2,23 МРП за тонну;
- 3) от передвижных источников – от 0,24 до 0,33 МРП за тонну;
- 4) за сбросы – от 0,1 до 13 402 МРП за тонну;
- 5) за размещение отходов производств и потребления – от 0,002 до 7 МРП за тонну.

За загрязнение окружающей среды сверх установленных лимитов ставки платы, утвержденные местными представительными органами по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, увеличиваются в десять раз.

Суммы платы исчисляются налогоплательщиками самостоятельно, исходя из фактических объемов загрязнения окружающей среды и установленных ставок.

Для организаций с малыми объемами платежей (до 100 месячных расчетных показателей в суммарном годовом объеме) - допускается доведение платы территориальными уполномоченными органами в области охраны окружающей среды в форме выкупа лимита на загрязнение окружающей среды. Выкуп лимита производится с полной предварительной оплатой за отчетный год при оформлении разрешения в срок не позднее 20 марта

отчетного налогового периода. При этом расчет сумм текущих платежей подается в срок не позднее 20 марта отчетного периода.

Для организаций с большими объемами платежей - текущие суммы платы за фактический объем загрязнения окружающей среды вносятся плательщиками не позднее 20 числа месяца, следующего за отчетным кварталом. Расчет сумм текущих платежей представляется плательщиками платы ежеквартально, не позднее 20 числа месяца, следующего за отчетным кварталом.

Уплата сумм платы налогоплательщиками, применяющими специальные налоговые режимы для крестьянских (фермерских) хозяйств и юридических лиц - производителей сельскохозяйственной продукции, производится в следующем порядке:

1) суммы текущих платежей, исчисленные за период с 1 января до 1 октября текущего налогового периода, уплачиваются в срок не позднее 20 октября текущего налогового периода;

2) суммы, исчисленные за период с 1 октября по 31 декабря, уплачиваются в срок не позднее 20 марта налогового периода, следующего за отчетным.

Расчет представляется по суммам платы не позднее 20 марта года, следующего за отчетным налоговым периодом

При получении разрешительного документа после срока после 20 марта, выкуп лимита производится в срок не позднее 20 числа месяца, следующего за месяцем получения разрешительного документа, выдаваемого уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Внесение платы в бюджет производится по месту нахождения источника (объекта) загрязнения окружающей среды, указанному в разрешительном документе, за исключением передвижных источников загрязнения, по которым плата вносится в бюджет по месту их государственной регистрации уполномоченным органом.

Налоговый период установлен в следующем порядке. Для действующих плательщиков - календарный год, для плательщика вновь созданного после начала календарного года, первым налоговым периодом - период времени со дня ее создания до конца календарного года, для плательщиков, подлежащих реорганизации или ликвидации до конца календарного года - период времени от начала года до дня завершения ликвидации, реорганизации.

Расчеты сумм текущих платежей по суммам платы до представления в налоговый орган заверяются в территориальном уполномоченном органе по охране окружающей среды. [15]

8.4 Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду

Настоящая методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду предназначена для определения платы за эмиссии в окружающую среду. Плата взимается за фактический объем эмиссий в окружающую среду в

пределах и (или) сверх установленных нормативов эмиссий в окружающую среду:

- 1) выбросов загрязняющих веществ;
- 2) сбросов загрязняющих веществ;
- 3) размещенных отходов производства и потребления.

Расчет платы за выбросы i -го загрязняющего вещества от стационарных источников в пределах нормативов эмиссий осуществляется по следующей формуле:

$$C_{i\text{выб}} = N_{i\text{выб}} \cdot M_{i\text{выб}}, \quad (8.2)$$

где $C_{i\text{выб}}$ – плата за выбросы i -го загрязняющего вещества от стационарных источников (МРП);

$N_{i\text{выб}}$ – ставка платы за выбросы i -го загрязняющего вещества, установленная в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан (МРП/тонн);

$M_{i\text{выб}}$ – суммарная масса всех разновидностей i -ого загрязняющего вещества, выброшенного в окружающую среду за отчетный период (тонн).

Расчет платы за сбросы i -го загрязняющего вещества в пределах нормативов эмиссий осуществляется по следующей формуле:

$$C_{i\text{сбр}} = N_{i\text{сбр}} \cdot M_{i\text{сбр}}, \quad (8.3)$$

где $C_{i\text{сбр}}$ – плата за сбросы i -го загрязняющего вещества (МРП);

$N_{i\text{сбр}}$ – ставка платы за сбросы i -го загрязняющего вещества, установленная в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан (МРП/тонн);

$M_{i\text{сбр}}$ – масса i -ого загрязняющего вещества, сброшенного в окружающую среду за отчетный период (тонн).

Расчет платы за размещенный объем i -го вида отходов производства и потребления в пределах нормативов эмиссий осуществляется по следующей формуле:

$$C_{i\text{отх}} = N_{i\text{отх}} \cdot M_{i\text{отх}}, \quad (8.4)$$

где $C_{i\text{отх}}$ – плата за размещение i -го вида отходов производства и потребления (МРП);

$N_{i\text{отх}}$ – ставка платы за размещение одной тонны i -го вида отходов производства и потребления, установленная в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан (МРП/тонн);

$M_{i\text{отх}}$ – масса i -ого вида отходов, размещенного природопользователем в процессе производственной деятельности за отчетный период (тонн, Гбк – для радиоактивных отходов).

Масса загрязняющих веществ, выброшенных (сброшенных) в окружающую среду, использованного топлива и отходов, размещенных в окружающей среде, рассчитывается природопользователями самостоятельно по результатам производственного экологического контроля, и подлежит проверке в процессе осуществления государственного либо производственного экологического контроля. За загрязнение окружающей среды сверхустановленных нормативов плата за эмиссии в окружающую среду рассчитывается в соответствии с Кодексом Республики Казахстан "О налогах и других обязательных платежах в бюджет". [15]

8.5 Расчет платежей за эмиссии в атмосферу от стационарных источников

Т а б л и ц а 8.3 – Результаты расчета платежей от стационарных источников

код	Наименование вещества	М, т/год	Ставка МРП	Платеж, тг
123	Железа оксид	0,010089	15	277,8
301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	592,26343	10	8968655,2
304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	3,16038	10	770728,4
328	Углерод черный (Сажа)	34,68	12	769,394
333	Сероводород	0,000072	62	8,267
337	Углерод оксид	887,927	0,16	250110,53
410	Метан	2,620776	0,01	48,105
Итого:				11767407,467

Т а б л и ц а 8.4 – Результаты расчета платежей за размещение производственных отходов

№	Перечень отходов	М, тонна	Ставка, МРП	Платеж, тг
1	ТБО	151,3	0,043	11898,98
2	строительный мусор	47	0,085	7392,63

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5
3	металлолом	143	0,085	22511,06
4	люминесцентные лампы	0,0011	1,35	2,546
5	промасленная ветошь	0,22	0,17	67,21
6	древесные отходы	0,15	0,085	23,594
7	отработанное масло	4,5	0,17	1416,78
8	замазученный грунт	4	0,085	629,16
9	шины автомобильные	0,27	0,085	42,468
10	аккумуляторы	0,09	0,17	28,312
11	бетонолом	24	0,085	3774,96
Итого:				47770,155

Всего: $11767407,467 + 47770,155 = 11815177,622$ тенге.

В данном случае, при проектировании деятельности КТЭЦ для более глубокого снижения концентрации оксидов азота и снижения локальных тепловых нагрузок в воздушный тракт перед мазутными горелками, было предусмотрено внедрение технологии двухступенчатого сжигания топлива и технология рециркуляции дымовых газов. Технология двухступенчатого сжигания топлива и технология рециркуляции дымовых газов на сегодняшний день является мало затратным методом. Коэффициент очистки таких технологий составляет 50 %. С учетом выбросов вредных веществ в атмосферу, целесообразнее приобретение установки, стоимость которой составляет около 500 тыс.тг. С учетом транспортировки, строительно-монтажных работ, внедрения этой установки затраты составят 1 млн. тг. Срок использования установки составляет 10 лет. За 10 лет без установки технологии двухступенчатого сжигания топлива и технологии рециркуляции дымовых газов плата за выбросы вредных веществ составит около 120 млн. тг. При эксплуатации данной технологии прогнозируемое снижение выбросов

составит 50 % и выплаты составят 60 млн. тг. За 10 лет затраты на ремонтные работы составят примерно 1 млн. тг. Исходя из этого, целесообразней будет внедрить эти технологии.

9. Безопасность жизнедеятельности

9.1 Расчет производственного освещения

Оператором ежедневно выполняется множество задач. С помощью оборудования инженером осуществляется непрерывное управление, контроль и поддержание заданных технических характеристик системы. При выполнении целевых задач оператором осуществляется постоянный анализ и контроль технического состояния системы, обеспечивается поддержание безопасных режимов ее эксплуатации.

Рассмотрим оптимальные условия труда работника. Условия труда на рабочем месте с компьютером складываются под воздействием большого числа факторов, в основном это санитарно – гигиенические, психофизиологические, эстетические, социально – психологические. Санитарно – гигиенические факторы характеризуют производственную среду рабочей зоны. Эти факторы включает в себя: освещение и шум.

Проводится дистанционный контроль и управление работы передатчиков из экранированного помещения. Для повышения работоспособности оператора необходимо создать на рабочем месте оптимальные условия труда.

Это возможно только при наличии научно – обоснованных требований и рекомендаций методик, норм и правил, обобщенных в нормативные материалы.

Одно из немаловажных условий труда – это освещение. Плохое освещение понижает продуктивность работы человека, вызывает быструю усталость, повышает вероятность ошибочных действий, ухудшает зрение и нервную систему.

Параметры помещения:

$$h_{ок} = 1.7 \text{ м}$$

$$h_{н.ок} = 0.8 \text{ м}$$

Разряд зрительной работы IV б, $e_n = 1,5$

L x B x H, м: 4 x 3 x 2,5

$$\rho_{пот} = 50\%, \rho_{пола} = 10\%, \rho_{ст} = 30\%.$$

9.1.1 Расчет естественного освещения

Расчет естественного освещения заключается в определении площади световых проемов.

Общую площадь окна определяем по формуле 9.1 для бокового освещения:

$$S_0 = \frac{S_n \cdot e_n \cdot \eta_0 \cdot K_3 \cdot K_{зд}}{100 \cdot \tau_0 \cdot r_1}, \quad (9.1)$$

где S_n – площадь пола помещения, m^2 : $S_n = L \cdot B = 4 \cdot 3 = 12 m^2$

e_n - значение КЕО = $e_n = 1.5$

m_N – коэффициент светового климата для ориентации световых проёмов З, В: $m_N = 0.8$.

e_n – нормированное значение КЕО:

$$e_N = e_n \cdot m_N \quad (9.2)$$

$$e_N = 1.5 \cdot 0.8 = 1.2$$

Выбираем коэффициент η_0 :

η_0 – световая характеристика окон (отношение длины помещения к глубине $l = B - 1 = 3 - 1 = 2$; высота рабочей поверхности $h_p = h_{ок} + h_{н.ок} - h_{пов} = 1.7 + 0.8 - 0.7 = 1.8m$)

$$\frac{B}{h_p} = \frac{3}{1.8} = 1.67 \approx 1.7 \text{ значит } \eta_0 = 10$$

Выбираем коэффициент r_1 :

r_1 – коэффициент, учитывающий повышение КЕО при боковом освещении благодаря свету, отраженному от поверхностей помещения и подстилающего слоя, прилегающего к зданию.

Отношение глубины помещения к высоте от уровня условной рабочей поверхности и верха окна $l/h_p = 1.5/1.8 = 0.83$; Отношение расстояния расчетной точки от наружной стены к глубине помещения $l/B = 1.5/4 = 0.375$; освещение двустороннее; коэффициент отражения потолка, стен и пола

$$\frac{P_{пот} + P_{ст} + P_{пол}}{3} = \frac{50 + 10 + 30}{3} = 30\% = 0.3; \quad (9.3)$$

где K_3 – коэффициент запаса $K_3 = 1.5$;

Отношение длины помещения к глубине $L/(B/2) = 4/(1.5/2) = 2.667 \approx 2.7$;

$K_{зд}$ – коэффициент, учитывающий затенение окон противостоящими зданиями:

$$\frac{P}{H_{зд}} = \frac{12}{8} = 1.5;$$

$$K_{зд} = 1,2$$

τ_0 – общий коэффициент светопропускания

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4, \quad (9.4)$$

τ_1 – коэффициент светопропускания материала для стеклопакета=0,8;

τ_2 – коэффициент, учитывающий потери света в переплетах светопроёма: переплеты спаренные деревянные = 0,7;

τ_3 – коэффициент, учитывающий потери света в несущих конструкциях, при боковом освещении = 1.

τ_4 – коэффициент, учитывающий потери света в солнцезащитных устройствах: регулируемые жалюзи и шторы=1,1.

Тогда $\tau_0 = 0,8 \cdot 0,7 \cdot 1,1 = 0,56$. Подставим все значения в расчетную формулу:

$$S_0 = \frac{12 \cdot 1,2 \cdot 10 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{100 \cdot 0,56 \cdot 1,1} \approx 4,21 \text{ м}^2.$$

Площадь светового проема на одной стороне будет $4,21 \text{ м}^2$.

Так как высота оконного проема 1,7 м, то следовательно, длина его составит $4,21 : 1,7 = 2,47 \text{ м}$.

Таким образом, площадь светового проема составит $4,21 \text{ м}^2$.

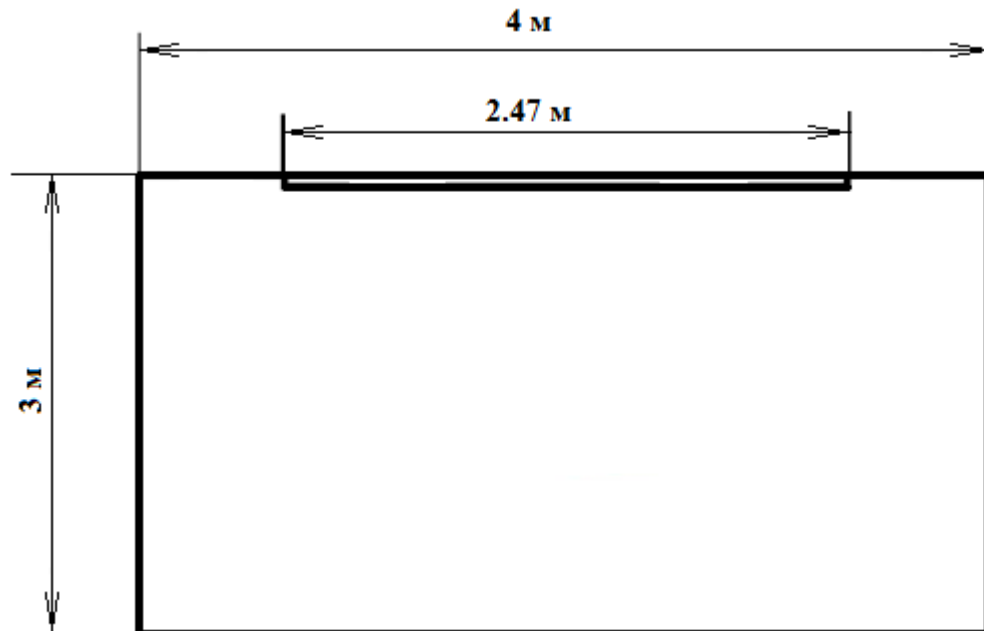


Рисунок 9.1 – Размеры помещения мониторинга

По произведенным расчетам, площадь светового проема составляет $4,21\text{ м}^2$. Т.к. по факту площадь светового проема составляет 4 м^2 , то произведем расчет искусственного освещения.

9.1.2 Расчет искусственного освещения

Разряд зрительной работы IV(б), поэтому нормируемая освещенность – 200 лк.

Применяя метод коэффициента использования определена расчетная высота подвеса:

$$h_{\text{расч}} = H - (h_{\text{пов}} + h_{\text{свесса}}), \quad (9.5)$$

$$h_{\text{расч}} = 2,5 - (0,7 + 0,1) = 1,7 \text{ м}$$

Определим индекс помещения (i):

$$i = \frac{A \cdot B}{h_{\text{расч}} \cdot (A + B)} = \frac{4 \cdot 3}{1,7 \cdot (4 + 3)} = 1,008$$

Определим коэффициент использования светового потока (η):

$\eta = 57\%$;

Выбираем лампы OSRAM LUMILUX DE LUXE, тип DULUX L 40 W с $\Phi = 1700\text{ мм}$.

Поток светильника умножаем на 2 поскольку вмещает 2 лампы.

Количество ламп при необходимой освещенности $E = 200$ лк:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot Z \cdot K_3}{n \cdot F \cdot \eta}, \quad (9.6)$$

где Z – коэффициент неравномерности освещения, равный $1,1 \div 1,2$;

K_3 – коэффициент запаса, принимаемый равным 1.5 для заданного типа помещения.

$$N = \frac{200 \cdot 12 \cdot 1,15 \cdot 1,5}{2 \cdot 1700 \cdot 0,57} \approx 2 \text{ (шт)};$$

Расстояние между светильниками, учитывая $\lambda = 0,6 \div 2,0$:

$$L_A = \lambda \cdot h_p = 1,18 \cdot 1,7 = 2 \text{ м},$$

$$l_a = (0,4 \div 0,5) \cdot L_A = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ м},$$

$$l_b = (0,4 \div 0,5) \cdot L_B = 0,5 \cdot 3 = 1,5 \text{ м}.$$

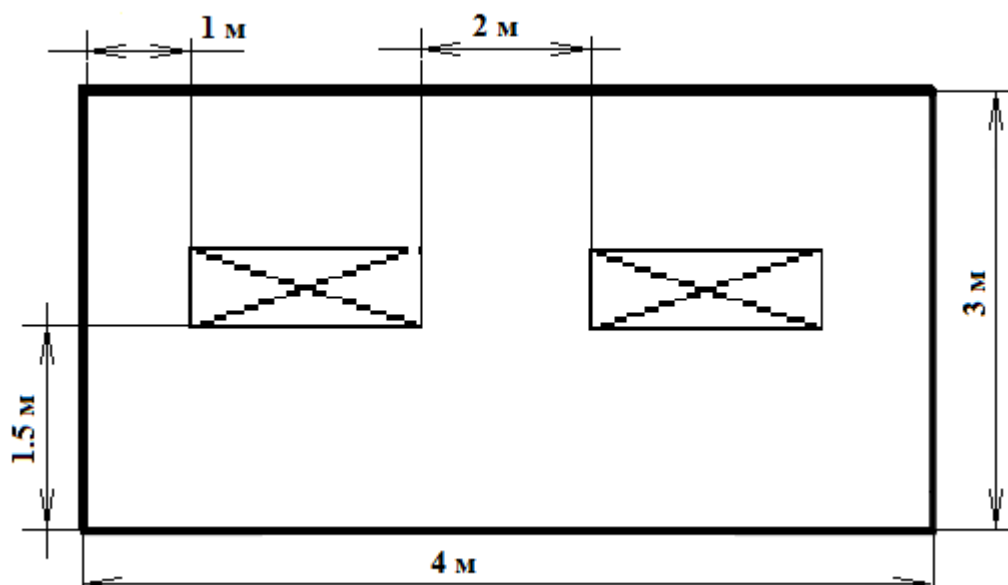


Рисунок 9.2 – Схема расположения светильников

Для обеспечения необходимой освещенности помещения с параметрами 4x3x2,5 необходимо установить количество светильников типа ПВЛМ – 2x40, 2 штук.

9.2 Акустический расчет и меры защиты от воздействия шума

При использовании компрессорных установок, в окружающую среду и на рабочее место выделяется большое количество шума. Длительное воздействия шумов отрицательно сказываются на самочувствии человека. Шум звукового диапазона замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, это приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ. Шум угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, снижает остроту зрения, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечно-сосудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонической болезни.

Органы слуха по-разному воспринимают звуки разной частоты. Введено понятие громкость звука, оценивающее меру слухового ощущения. На самочувствие человека наиболее неблагоприятно сказываются звуки высоких частот.

В проекте рассчитан уровень шума на рабочем месте оператора на компрессорной установке.

Вид оборудования: компрессор газовый;

Количество источников: 4;

Расстояния от ИШ до РТ: $r_1=12$ м; $r_2=15$ м; $r_3=r_4=9,5$ м;

Объем помещения, V : 720 м³;

Отношение $V/S_{\text{огр}}$: 0,8;

l_{max} : 1,2;

Параметры кабины наблюдения – $16 \times 8 \times 4$ м;

Площадь глухой стены, $S_1 = 64 \text{ м}^2$;

Площадь двери, $S_2 = 4 \text{ м}^2$;

Площадь глухой стены $S_3 = 128 \text{ м}^2$;

Площадь окна $S_4 = 3 \text{ м}^2$.

Выполнение расчетов.

Т а б л и ц а 9.1 – Ориентировочные уровни звукового давления L_p теплоэнергетического оборудования

Источник и шума на ТЭЦ	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
компрессор	103	105	94	95	93	90	88	85

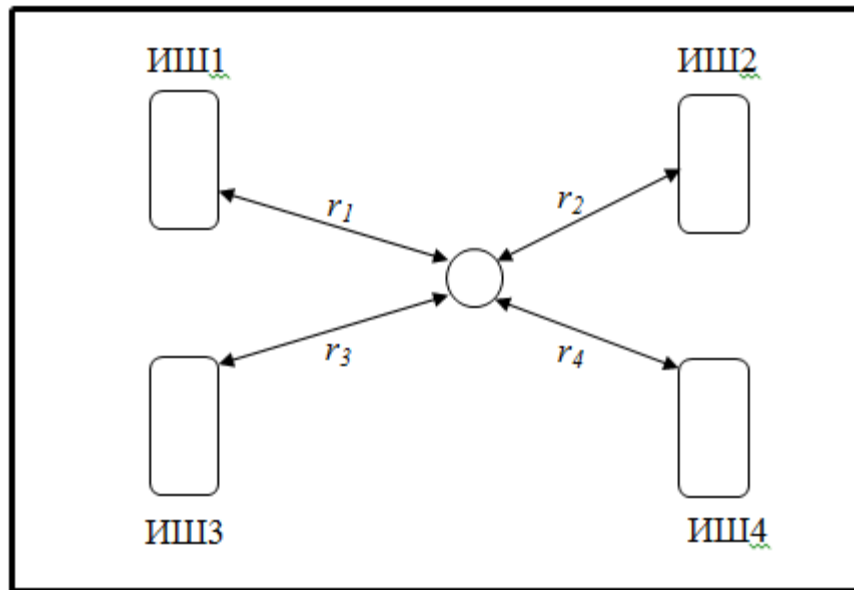


Рисунок 9.3 – Схема расположения источников шума и расчетной точки в помещении

Октавные уровни звукового давления в расчетной точке помещения, в котором несколько источников шума определяем по формуле:

$$L_{\text{общ}} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \chi_i \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Lambda_i \right), \text{ где } \Delta_i = 10^{0,1L_{pi}}, \quad (9.7)$$

где L_{pi} – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый i -тым источником шума;

$m=4$ – количество источников шума, ближайших к расчетной ($r_i \leq 5 \cdot r_{\min}$);

$n=4$ – общее количество источников шума в помещении;

Φ – фактор направленности источника шума, безразмерный, определяемый опытным путем, для источников шума с равномерным излучением звука следует принимать равной 1;

S – площадь, m^2 , воображаемой поверхности, правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку. Для ИШ, у которых $2 \cdot l_{\max} < r$ (в данном случае это условие выполняется для всех ИШ): при расположении ИШ в пространстве $S=4\pi r^2$, на поверхности стен, перекрытия $S=2\pi r^2$, в двухгранном углу, образованном ограждающими конструкциями $S=\pi r^2$;

V – постоянная помещения, $V=V_{1000} \cdot \mu$, где V_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц. Для генераторного зала $V_{1000}=V/20=720/20=36 m^2$, μ – частотный множитель;

χ – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения r к l_{\max} , $l_{\max}=1,5$ – максимальный габарит источника шума.

Т.к. $r_1=12$ м; $r_2=15$ м; $r_3=r_4=9,5$ м

$\chi_1=1$, так как $r_1/l_{\max}=12/1,2=10$; $\chi_3=1$, так как $r_3/l_{\max}=9,5/1,2=7,9$

$\chi_2=1$, так как $r_2/l_{\max}=15/1,2=12,5$; $\chi_4=1$, так как $r_4/l_{\max}=9,5/1,2=7,9$.

Для частоты 63 Гц $V=36 \cdot 0,65=23,4 m^2$.

Т а б л и ц а 9.2 – Частотные множители

Объём помещения в m^3	Частотный множитель μ при среднегеометрических частотах октавных полос в Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$V=720$	0,65	0,62	0,64	0,75	1,0	1,5	2,4	4,2

Ψ – коэффициент, учитывающий геометрические параметры ИШ, берется в зависимости от $V/S_{\text{огр}}$, $V/S_{\text{огр}}=0,8 \rightarrow \psi=0,56$. Найдем суммарные уровни звуковых давлений $L_{\text{общ}}$ в расчетной точке от всех источников шума. Далее, используя известные значения $L_{\text{доп}}$, определяется требуемое снижение шума $\Delta L_{\text{тр}}=L_{\text{общ}}-L_{\text{доп}}$, значение которого должно быть отрицательным или равно нулю.

Т а б л и ц а 9.3 – Допустимые уровни звукового давления

Допустимый уровень звукового давления	Среднегеометрические частоты октавных полос в Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{\text{доп}}$	99	92	86	83	80	78	76	74

Произведем расчет L для среднегеометрической частоты октавных полос 63 Гц:

$$L = 10 \cdot \lg \left(\frac{10^{0,1 \cdot 103} \cdot 1 \cdot 1}{2 \cdot 3,14 \cdot 12 \cdot 12} + \frac{10^{0,1 \cdot 103} \cdot 1 \cdot 1}{2 \cdot 3,14 \cdot 15 \cdot 15} + 2 \cdot \left(\frac{10^{0,1 \cdot 103} \cdot 1 \cdot 1}{2 \cdot 3,14 \cdot 9,5 \cdot 9,5} \right) + \frac{4 \cdot 0,56 \cdot 4 \cdot 10^{0,1 \cdot 103}}{23,4} \right) = 98,89 \text{ дБ.}$$

$$\Delta L_{\text{тр}} = 98,89 - 99 = -0,11 \text{ дБ.}$$

Дальнейшие результаты расчетов сводим в таблицу 9.4.

Т а б л и ц а 9.4 – Результаты расчета октавных уровней звукового давления в расчетной точке и требуемого снижения шума

величина	ед. измер	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_p	дБ	103	105	94	95	93	90	88	85
$L_{\text{доп}}$	дБ	99	92	86	83	80	78	76	74
Δ		19952623150	31622776602	2511886432	3162277660	1995262315	1000000000	630957344	316227766
χ		1	1	1	1	1	1	1	1
Φ		1	1	1	1	1	1	1	1
r_1	м	12	12	12	12	12	12	12	12
$S_1=4\pi r^2$	м ²	904	904	904	904	904	904	904	904
r_2	м	15	15	15	15	15	15	15	15
$S_2=4\pi r^2$	м ²	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413
r_3	м	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
$S_3=4\pi r^2$	м ²	567	567	567	567	567	567	567	567
r_4	м	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
$S_3=4\pi r^2$	м ²	567	567	567	567	567	567	567	567
ψ		0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
V	м ³	720	720	720	720	720	720	720	720
μ		0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
B	м ²	23,4	22,32	23,04	27	36	54	86,4	151,2
$L_{\text{общ}}$	дБ	98,89	101,09	89,96	90,28	87,05	82,34	78,38	73,10
ΔL	дБ	-0,11	9,09	3,96	7,28	7,05	4,34	2,38	-0,90

Поскольку значения требуемого снижения шума являются положительными, для данной работы необходим ряд мероприятий по снижению шума. Расчет мероприятий по снижению шума. Необходимо спроектировать кабину наблюдения со следующими параметрами:

- Параметры кабины наблюдения – 16×8×4 м;

- Площадь глухой стены, $S_1 = 64 \text{ м}^2$;
- Площадь двери, $S_3 = 4 \text{ м}^2$;
- Площадь глухой стены $S_2 = 128 \text{ м}^2$;
- Площадь окна $S_4 = 3 \text{ м}^2$.

Требуемая изоляция воздушного шума $R_{\text{тр}i}$ в дБ ограждающей конструкции в октавной полосе частот при проникновении из одного помещения в другое:

$$R_{\text{тр}i} = L_{\text{ш}} - 10 \lg V_{\text{и}} + 10 \cdot \lg S_i - L_{\text{доп}} + 10 \cdot \lg n, \quad (9.8)$$

где $V_{\text{и}}$ – постоянная защищаемого от шума помещения в м^3 , находится так же, как и в предыдущем расчете. Для среднегеометрической частоты октавных полос 63 Гц;

$L_{\text{ш}}$ – октавный уровень звукового давления в не защищаемом от шума помещении, $L_{\text{ш}} = L_{\text{общ}}$;

S_i – площадь ограждающей конструкции (или отдельного ее элемента), через которую проникает шум в помещение;

n – общее количество ограждающих конструкций (или отдельных их элементов, $n=4$).

$$V_{\text{и}} = 16 \times 8 \times 4 = 512 \text{ м}^3, \quad V_{\text{и}1000} = 512/10 = 51,2 \text{ м}^2, \quad V_{\text{и}} = 51,2 \cdot 0,65 = 33,28 \text{ м}^2.$$

Для частоты 63 Гц получаем:

$$R_{\text{тр}1} = 98,89 - 10 \cdot \lg 33,28 + 10 \cdot \lg 64 - 99 + 10 \cdot \lg 4 = 8,75 \text{ дБ};$$

$$R_{\text{тр}2} = 98,89 - 10 \cdot \lg 33,28 + 10 \cdot \lg 128 - 99 + 10 \cdot \lg 4 = 11,76 \text{ дБ};$$

$$R_{\text{тр}3} = 98,89 - 10 \cdot \lg 33,28 + 10 \cdot \lg 4 - 99 + 10 \cdot \lg 4 = -3,29 \text{ дБ};$$

$$R_{\text{тр}4} = 98,89 - 10 \cdot \lg 33,28 + 10 \cdot \lg 3 - 99 + 10 \cdot \lg 4 = -4,54 \text{ дБ}.$$

Также рассчитываются остальные значения воздушной изоляции для других среднегеометрических частот октавных полос и результаты своди в таблицу 9.5

Т а б л и ц а 9.5 – Результаты расчета значений воздушной изоляции

Величина		Ед.изм.	Среднегеометрическая частота, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	V_{1000}	кв.м	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2
2	μ		0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
3	$V=\mu \cdot V_{1000}$		33,28	31,744	32,768	38,4	51,2	76,8	122,88	215,04
4	$L_{общ}$	дБ	98,89	101,09	89,96	90,28	87,05	82,34	78,38	73,10
5	$L_{доп}$	дБ	99	92	86	83	80	78	76	74
6	$10lg\eta$		6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
7	$10lgB$		15,22	15,02	15,15	15,84	17,09	18,85	20,89	23,33
8	$10lgS_1$		18,06	18,06	18,06	18,06	18,06	18,06	18,06	18,06
9	$10lgS_2$		21,07	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07
10	$10lgS_3$		6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
11	$10lgS_4$		4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
12	$R_{тр1}$	дБ	8,75	18,16	12,89	15,52	14,04	9,57	5,56	-0,14
13	$R_{тр2}$	дБ	11,76	21,17	15,90	18,53	17,05	12,58	8,57	2,87
14	$R_{тр3}$	дБ	-3,29	6,12	0,84	3,48	2,00	-2,48	-6,48	-12,18
15	$R_{тр4}$	дБ	-4,54	4,87	-0,41	2,23	0,75	-3,73	-7,73	-13,43

По сделанным расчетам, выберем конструкции, обеспечивающие необходимую звукоизоляцию. Для уменьшения шума, производимого промышленным оборудованием, предусматриваются следующие мероприятия:

Для стен и перекрытий (S_1 и S_2) используем стальные панели с ребрами жесткости, размер ячеек между ребрами не более 1×1 м, толщиной 1 мм, средняя поверхностная плотность, которого 13 кг/м^2 . Дверь (S_3) спроектируем обыкновенную филленчатую с уплотняющими прокладками из резины. Окно – из обычного силикатного стекла толщиной 6 мм без уплотняющих прокладок. В результате стены, перекрытия, окно и дверь обеспечат полную звукоизоляцию кабины наблюдения. [16]

Заключение

Рассмотрев все виды и масштаб загрязнений от деятельности ТЭЦ, можно прийти к выводу, что для обеспечения экологических требований к работе ТЭЦ, прежде всего, необходимы:

- обязательный учет экологических показателей при выборе оборудования и разработке схем теплоснабжения;
- вовлечение газа в топливный баланс региона, особенно для производства тепла в котельных;
- вынесение крупных источников, в том числе и котельных, за пределы городской застройки, уменьшение в крупных городах величины энергетической нагрузки новых угольных ТЭЦ с традиционным составом оборудования и целенаправленное строительство отопительных котельных с системами очистки дымовых газов;
- внедрение новых технологий преобразования топлива и, в первую очередь, кондиционных отопительных котлов, газотурбинных и парогазовых установок с меньшим выделением веществ.

Обеспечение экономичности вариантов теплоснабжения возможно различными способами: от пересмотра и оптимизации схем и параметров до внедрения новых термодинамических циклов и технологий.

В данной работе были рассмотрены проблемы защиты окружающей среды от вредных выбросов ТЭЦ, основной деятельностью которой является выработка тепловой и электрической энергии для нужд города Кызылорда на базе органического топлива. Основными источниками выделения вредных веществ являются газотурбинные установки, котлоагрегаты, в результате деятельности которых в атмосферу поступают такие вещества как оксиды азота, оксиды серы, оксиды углерода, бенз(а)пирен, углеводороды. Путем аналитического и расчётного анализа были выявлены количественные и качественные характеристики выбрасываемых веществ. Проведена инвентаризация всех имеющихся на ТЭЦ источников выбросов. В ходе работы были построены карты рассеивания загрязняющих веществ. Наглядно были получены данные по каждому веществу. Проведенными в зоне влияния ТЭЦ исследованиями было установлено, что превышений на предприятии не наблюдается. Исходя из этого, были предложены профилактические мероприятия по уменьшению выбросов вредных веществ в воздушный бассейн города Кызылорда.

Перечень сокращений

1. КТЭЦ – Кызылординская теплоэлектростанция.
2. ОВОС – Оценка воздействия на окружающую среду.
3. ГЗУ – гидрозолоудаление.
4. ПСУ – приемно-сливное устройство.
5. ПДК – предельно допустимая концентрация.
6. ОБУВ – ориентировочные безопасные уровни воздействия.
7. ГТУ – газотурбинная установка.
8. НМХ – новое мазутное хозяйство.
9. ПДВ – предельно допустимые выбросы.
10. ДРГ – дымососы рециркуляции газов.

Список литературы

1. Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.04.2014 г.).
2. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-І; О радиационной безопасности населения (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.01.2014 г.).
3. Закон Республики Казахстан от 5 июля 1996 года № 19-І; О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.01.2014 г.).
4. РД 34.02.305-98 Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС.
5. РД 51-100-85 «Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа».
6. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996.
7. РНД 211.2.01.01-97 (ОНД-86). Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, Алматы, 1997
8. Экологический кодекс Республики Казахстан - Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии.
9. РНД 211.2.02.03-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) - Астана, 2004.
10. Экологический кодекс Республики Казахстан - Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.
11. Экологический кодекс Республики Казахстан - Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников.
12. Экологический кодекс Республики Казахстан - Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий.
13. Г.Н.Делягин, В.И.Лебедев, Б.А.Пермяков Теплогенерирующие установки.– М.: Стройиздат, 1986.
14. <http://online.zakon.kz>
15. <http://adilet.zan.kz>
16. Абикинова А.А. Методические указания к выпускной работе для студентов – бакалавров специальности теплоэнергетика. – Алматы: АУЭС, 2008.