

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»  
Кафедра: Безопасность труда и инженерная экология

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

К.т.н., доцент, зав.кафедрой БТИЭ

Абикенова А.А.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

На тему: Исследование воздействия теплоэлектроцентрали на окружающую среду

Специальность: 5В073100 – Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

Выполнил: Куатов Бауыржан Нурланович (гр. БЖД-14-2)

Научный руководитель: Демеуова Анель Айдаровна – к.т.н., ст. преподаватель кафедры БТИЭ

Консультанты:

по экономической части:

Сатымова М.Е. – ст.преподаватель кафедры Менеджмента и предпринимательства

Саты « 25 » \_\_\_\_\_ 05 \_\_\_\_\_ 2018г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Демеуова А.А. – к.т.н., доцент кафедры БТИЭ

Демеу « 20 » \_\_\_\_\_ 05 \_\_\_\_\_ 2018г.  
(подпись)

Нормоконтролер:

Санатова Т.С. – к.т.н., доцент кафедры БТИЭ

Санат « 05 » \_\_\_\_\_ 06 \_\_\_\_\_ 2018г.  
(подпись)

Рецензент:

Сейдалиев Т.О. – главный специалист ПТУ ТОО «АТКЭ»

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018г.  
(подпись)

Алматы, 2018 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Институт Теплоэнергетики и теплотехники

Кафедра Безопасность труда и инженерная экология

Специальность 5В073100 – Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломного проекта

Студенту Куатову Бауыржану Нурлановичу

(Ф.И.О.)

Тема проекта Исследование воздействия теплоэлектроцентрали на окружающую среду

Утверждена приказом по университету № 155 от «23» 10 2017 г.

Срок сдачи законченного проекта «      »        201   г.

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

1. Описание района размещения предприятия
2. Климатических условия описываемого района
3. Характеристика источников загрязнения природных сред
4. Параметры и характеристика технологического оборудования

Перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломном проекте, или краткое содержание дипломного проекта: \_\_\_\_\_

1. Анализ результатов расчета предельно-допустимых выбросов
2. Исследование результатов лабораторных проб и производственного экологического контроля
3. Определение выбросов газообразных загрязняющих веществ расчетными методами
4. Анализ существующих способов снижения эмиссий диоксида серы и выбор наиболее эффективного и экономически целесообразного метода
5. Рассмотрение рекомендуемых мероприятий по безопасности жизнедеятельности на предприятии



Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Принципиальная схема Котла БКЗ420-140-7с с естественной циркуляцией
2. Схема подщелачивания осветленной воды на эмульгаторы с целью снижения эмиссий диоксидов серы
3. График зависимости коэффициента  $K_1$  от среднеквартальной оборачиваемости резервуаров
4. График весовых концентраций насыщенных паров для различных
5. Зависимость давление насыщенных паров газового пространства резервуара

Основная рекомендуемая литература:

1. Белов СВ., Барбинов Ф.А., Козьяков А.Ф., Павлихин Г.П., Сивков А.С., Терехин А.С. Охрана окружающей среды. М.: Высшая школа, 1983.
2. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных
2. А.С. Носков, М.А. Савинкина, Л.Я. Анищенко « воздействие ТЭС на окружающую среду и способы снижения наносимого ущерба».
3. Техническая документация БКЗ 420-140-7с.
4. Алияров Б.К. Освоение сжигания экибастузского угля на тепловых электростанциях. Алматы: Гылым, 1996.
5. А.В. Гиль, А.С. Заворин, С.В. Красильников, С.В. Обухов, А.В. Старченко Исследование аэродинамики и горения в топке котла БКЗ-420-140 применительно к вариантам замещения проектного топлива// Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 1.
6. А.С. Аскарлова, В.Е. Мессерле, А.Б. Устименко, С.А. Болегенова, В.Ю. Максимов, А.Б. Ергалиева Уменьшение выбросов вредных веществ при сжигании пылеугольного топлива в камере сгорания котла БКЗ-160 Алматинской ТЭЦ с применением технологии «Overfire Air»././Теплофизика и аэромеханика, 2016, том 23, № 1.
7. Внуков А. К. Защита атмосферы от энергообъектов. Справочник. - М.: Энергоиздат, 1992.

Консультации по проекту с указанием относящихся к ним разделов проекта

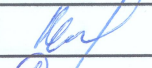
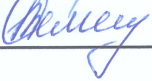
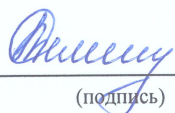
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Сатымова М.Е.	14.05-25.05.18	
Безопасность жизнедеятельности	Демеуова А.А.	12.02 - 10.05.18	

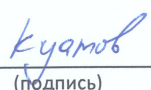
График  
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень	Сроки представления руководителю	Примечание
1. Краткая характеристика района размещения предприятия	20.02.2018г.	
2. Краткая характеристика климатических условий описываемого района	25.02.2018г	
3. Краткая характеристика источников загрязнения природных сред	28.02.2018г	
4. Организация работ по проводимому производственному экологическому контролю	14.03.2018г	
5. Экологические показатели работы ТЭЦ	20.03.2018г	
6. Характеристика технологического оборудования	29.03.2018г	
7. Определение выбросов газообразных загрязняющих веществ расчетными методами	05.04.2018г	
8. Основные направления по снижению воздействия теплоэлектроцентрали на окружающую среду	23.04.2018г	
9. Безопасность производственных процессов	10.05.2018г	
10. Экономическая часть	22.05.2018г	

Дата выдачи задания «\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

Заведующий кафедрой БТИЭ  к.т.н., доцент, Абикенова А.А.  
(подпись)

Научный руководитель проекта  к.т.н., ст. пр. Демеуова А.А.  
(подпись)

Задание принял к исполнению студент  Куатов Б.Н.  
(подпись)

### **Аңдатпа**

Бұл дипломдық жобада рұқсат етілген шығарындыларды есептеудің нәтижелері талданған және аралас жылу электр станциясындағы газ тәріздес лаптағыштардың шығарындылары есептелген. Бұл жұмыста күкірт диоксидінің шығарындыларын азайту үшін эмульгаторларға натрий гидроксидімен қосып, шығарындыларды тазарту жолы зерттелген.

«Өмір қауіпсіздігі» бөлімінің, жанармай қоймаларының жұмыс істеу кезіндегі кездейсоқ төгілетін зиянды заттар шығарындыларын бағалауы жүргізілді.

Экономикалық бөлікте күкірт оксидтерінің шығарындыларын азайту үшін қажетті жабдықты сатып алу, орнату және пайдалану құны анықталды.

### **Аннотация**

В данном дипломном проекте проведен анализ результатов расчетов предельно допустимых выбросов, рассчитаны значения выбросов газообразных загрязняющих веществ теплоэлектроцентрали. В работе рассмотрен способ очистки выбросов путем подщелачивания при помощи едкого натра в эмульгаторы для снижения эмиссий диоксида серы.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» проведена оценка возможных выбросов вредных веществ при эксплуатации мазутохранилищ, при возможном аварийном разливе.

В экономической части определена стоимость затрат на покупку, установку и эксплуатацию оборудования, необходимого для снижения выбросов оксидов серы.

### **Abstract**

In this graduation thesis the results of maximum allowable emission calculations were analyzed, the values of gaseous pollutants emissions, discharged from the heat and power plant, were calculated. The paper examines a method for emission purifying by alkalizing with sodium hydroxide into emulsifiers to reduce emissions of sulfur dioxide.

In "Life Safety" section an assessment of possible emissions of hazardous substances during the operation of mazout storage facilities in case of a possible accidental spill was studied.

In the economic part the cost of inputs, equipment installation and operation needed for sulfur oxides emissions reducing.





## Содержание

Введение	7
1 Краткая характеристика станции и района размещения предприятия	8
2 Краткая характеристика климатических условий описываемого района	10
3 Краткая характеристика источников загрязнения природных сред	11
3.1 Источники загрязнения подземных и поверхностных вод	11
3.2 Источники загрязнения атмосферы и почв	13
4 Организация работ по проводимому производственному экологическому контролю	14
4.1 Используемые методы и порядок отбора проб	14
4.2 Анализ результатов лабораторных исследований и производственный экологический контроль за состоянием вод, почв, атмосферного воздуха	16
5 Экологические показатели работы ТЭЦ	23
6 Характеристика технологического оборудования	35
7 Определение выбросов газообразных загрязняющих веществ расчетными методами	52
7.1 Расчет выбросов оксидов азота	52
7.2 Расчет выбросов оксидов серы	54
7.3 Расчет выбросов твердых частиц	56
7.4 Расчет объема сухих дымовых газов	57
7.5 Расчет высоты источника выброса (трубы)	58
8 Основные направления по снижению воздействия теплоэлектростанции на окружающую среду	61
9 Безопасность производственных процессов	68
9.1 Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для резервуаров с нефтью, нефтепродуктами	68
9.2 Расчетные методики определения выбросов	68
9.3 Расчет выбросов вредных веществ в случае аварийного разлива	73
10 Экономическая часть	75
10.1 Определение капитальных затрат	75
10.2 Расчет амортизационных отчислений	76
10.3 Расчет фонда заработной платы	76
10.4 Расчет стоимости электроэнергии, тепла и воды	77
10.5 Расчет расходов на содержание и эксплуатацию оборудования	78
10.6 Расчет расходов	78
10.7 Расчет себестоимости	79
Заключение	80
Список литературы	81

## Введение

Проект дипломной работы разработан для теплоэлектростанции, мощностью 510МВт, при помощи методических указаний. Актуальность работы заключается в анализе текущего состояния количества выбросов в окружающую среду и в применении нового оборудования на станции с целью уменьшения негативного воздействия. Предлагаемое внедрение оборудования по уменьшению эмиссий диоксида серы на мокрой ступени золоулавливающих установок котлоагрегатов и рекомендации по наладочным работам являются необходимым для данного объекта средством решения проблемы загрязнения природной среды.

Практическая ценность работы очевидна с учетом существующих на данный момент реалий – постоянном увеличении объемов выбросов в связи с повышением тепловой и электрической нагрузки на станции из-за роста количества потребителей данных видов энергии.

Поэтому существует необходимость разработки мероприятий по уменьшению количества выбросов по всем загрязняющим атмосферу веществам, особенно имеющим большие значения, оксидам азота, серы и углерода.

Таким образом, целью дипломной работы является анализ экологического состояния атмосферы, загрязняемой теплоэлектростанцией и выбор наиболее эффективного и экономически целесообразного способа очистки уходящих газов с задачей снижения показателей негативного воздействия на окружающую среду.

Рассматриваемый в проекте объект - теплоэлектростанция (ТЭЦ) - разновидность тепловой электростанции, которая не только производит тепловую энергию, но и является источником электроэнергии в централизованных системах теплоснабжения (в виде горячей воды и пара, в том числе и для обеспечения отопления и горячего водоснабжения жилых и промышленных объектов). Данная станция использует в качестве топлива для преобразования энергии – Экибастузский уголь.



## **1 Краткая характеристика станции и района размещения предприятия**

ТЭЦ является одним из основных тепловых источников зоны централизованного теплоснабжения г. Алматы, а так же выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

Основной вид тепловой нагрузки покрываемой ТЭЦ - отопление, горячее водоснабжение и вентиляция. Система горячего водоснабжения - открытая. Температурный график отпуска тепла в отопительном режиме принят в соответствии с проектом 150°C, летом — 70°C. Фактически температура в отопительном режиме не превышает 135°C. Комплекс ТЭЦ состоит из следующих функциональных участков:

- главного корпуса с энергетическими котлами, паровыми турбинами и теплофикационным оборудованием;
- химводоочистки подпитки теплосети и котлов;
- топливного хозяйства;
- циркуляционной системы с градирнями и насосной станцией;
- системы гидрозолошлакоудаления;
- трансформирования и выдачи электрической мощности.

В качестве топлива используется уголь казахстанских месторождений. Растопочное топливо - топочный мазут. Топливо поступает по железной дороге.

Дымовые газы выбрасываются в атмосферу через две дымовые трубы высотой 129 м диаметром 6,0 м и 6,6 м. Очистка уходящих дымовых газов на всех котлах осуществляется в золоуловителях эмульгаторного типа.

Система технического водоснабжения - оборотная с вентиляторными градирнями. Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется в виде горячей воды.

Фактическая тепловая нагрузка ТЭЦ не превышает 45 % от проектной.

Разгрузка поступающего угля производится в двух роторных четырехпорных вагоноопрокидывателях. Измельчение угля на решетках приемных бункеров осуществляется дробильно-фрезерными машинами. Топливо из приемных бункеров на ленточные конвейеры подается качающимися питателями. Двухблочный дробильный корпус тракта топливоподачи оборудован двумя молотковыми дробилками.

Для возможности разгрузки угля в зимнее время на станции имеется размораживающее устройство конвективного типа.

Открытый склад топлива оборудован системой ленточных конвейеров выдачи твердого топлива на склад и со склада. Тракты топливоподачи оборудованы установками аспирации. Уборка пыли по трактам - механизированная и производится смывом осветленной воды.

Для предотвращения пыления штабель угля содержится в укатанном состоянии. Замена угля в штабеле производится не реже одного раза в год, что соответствует требованиям норм хранения угля на складах.

Мазутохранилище, состоящее из 3-х мазутных баков, емкостью каждый по 1000 м<sup>3</sup> служит для хранения мазута, подготовки его к сжиганию (подогрев перемешивание). Один из мазутных баков служит расходным резервуаром.

В технологическом процессе комплекса ТЭЦ имеются как организованные источники выбросов (вентиляционные системы производственных помещений, дымовые трубы, вентиляционные патрубки масло-мазутохранилища и склада ГСМ), так и неорганизованные (места разгрузки и транспортировки угля, открытый склад твердого топлива, очистные сооружения мазутного хозяйства и др.).

ТЭЦ, расположена в городе Алматы, в предгорной равнине Заилийского Алатау, с юга на север на 1,5км.

На площадке 1 размещаются объекты основного и вспомогательного назначения, предназначенные для выработки тепловой и электрической энергии.

На второй площадке расположены секции золоотвала ТЭЦ.

Рассматриваемый район находится в предгорной равнине Заилийского Алатау. Рельеф холмистый с развитой овражной сетью, глубина которой составляет 10 ÷ 15, 20 ÷ 30м.

На расстоянии 2,5км от южной границы ТЭЦ размещается жилой микрорайон, на расстоянии 1км – промышленное предприятие, с востока расположены пахотные земли. На западе и севере размещаются строительные организации.

Вдоль западной стороны площадки под откосом протекает ручей Кукузек, в пойме которого размещаются дачные участки. На левом берегу ручья на площадке 2 расположены секции золоотвала №1 ТЭЦ.

На северо-западе от золоотвала ТЭЦ находится Кукузецкое водохранилище, на юго-западе проходит магистральный газопровод с Бухарского месторождения.

Площадь территории ТЭЦ составляет 42,41 га, общая площадь золоотвалов - 361.0 га.

Вдоль западной границы площадки за железнодорожной станцией размещаются ряд промышленных предприятий: база «Энергоспецремонт», «Производственно-ремонтное предприятие».

Вдоль южной границы площадки проходит магистральный газопровод Бухарского газодобывающего района Ташкент-Бишкек-Алматы.

Вдоль подъездного железнодорожного пути, за автохозяйством находится асфальтовый завод.

Все предприятия, находящиеся в зоне влияния ТЭЦ, также оказывают влияние на формирование загрязнения природных сред и участвуют в формировании фоновых загрязнений.

ТЭЦ является одним из основных тепловых источников зоны централизованного теплоснабжения г. Алматы, а так же выдает

электроэнергию в объединенную энергосистему. Основными потребителями тепла в зоне действия ТЭЦ являются промышленные предприятия и коммунально-бытовой сектор Западного, Выставочного и Центрального тепловых районов г. Алматы.

В настоящее время на станции установлено восемь энергетических котлов и шесть турбоагрегатов.

## **2 Краткая характеристика климатических условий описываемого района**

По климатическим условиям описываемый район является частью географического профиля, подчиненного закону вертикальной зональности, а именно, его северной (нижней) оконечности при переходе подгорной долины в пустынно-степной массив региона.

Средняя годовая температура воздуха здесь колеблется в пределах  $+7.3 \div 6.6$  °С с максимумом в июле ( $+20.3 \div 22.4$  °С) и минимум в январе ( $-5.6 \div -12.7$  °С). Абсолютный максимум температуры в описываемом районе достигает  $+40 \div 42$  °С, абсолютный минимум  $-43$  °С.

Основными метеорологическими факторами, которые влияют на формирование объемы загрязнения, являются температурная стратификация атмосферного слоя и ветер.

Режим ветра в данном районе, как и по всей территории Казахстана, в холодное время года образуется, в основном, под влиянием западного отрога сибирского антициклона (хозяйствуют ветры северных румбов). В теплое время года, в результате прихода воздушных масс из крайних северных широт континента в центральные районы преобладают юго-западные ветры. Штилевая погода преобладает в зимние месяцы.

В течении года основное направление ветра в районе наблюдается преимущественно по оси "север-юг" в сочетании с малой повторяемостью ветров юго-западных и западных румбов.

Средние годовые скорости ветра в описываемом районе незначительны (в пределах  $1 \div 4$  м/с), причем небольшие скорости ветра ( $0 \div 1$  м/с) наблюдаются чаще в холодное время года, чем теплое. Так, в зимнее время вероятность скоростей ветра градацией  $0 \div 1$  м/с составляет  $60 \div 70$  % от общего числа случаев, весной и летом эти скорости вероятны в  $45 \div 47$  % случаев, а осенью их вероятность вновь повышается и достигает  $24 \div 62$  %. Вероятность скорости ветра  $2 \div 3$  м/с значительно (в два раза) меньше, чем предыдущей, и по сезонам года картина меняется: зимой такая скорость ветра составляет всего  $20 \div 26$ %, в то время как в остальные сезоны эта вероятность в 1,5 раза выше и составляет  $30 \div 34$  % от общего числа случаев. Вероятность скорости ветра  $4 \div 5$  м/с значительно меньше, чем предыдущих скоростей: за год она не превышает 10%, повышаясь весной - в начале лета до  $12 \div 15$  %. Показатели

скорости ветра и температур при проведении мониторинга корреспондируют с этими данными.

### **3 Краткая характеристика источников загрязнения природных сред**

#### **3.1 Источники загрязнения подземных и поверхностных вод**

На ТЭЦ существуют следующие отдельные системы водоснабжения: технические, хозяйственно-питьевое и противопожарное. Системы водоотведения следующие: хозяйственно-бытовая канализация и производственно-ливневая.

Хозяйственно-бытовые стоки отводятся в городской канализационный коллектор. Все стоки используются для гидротранспорта золошлаков в системе ГЗУ (в смешанном виде с оборотной водой).

Основными отходами ТЭЦ, работающей на угле, являются золошлаки, образующиеся в результате сжигания угля.

Комплекс сооружений, обеспечивающий смыв, транспортировку и складирование золошлаковых отходов, объединен в систему гидрозолоудаления.

В настоящее время на ТЭЦ действует обратная система гидрозолоудаления с совместным удалением золы и шлака.

Наиболее реальным источником загрязнения поверхностных и подземных вод на территории комплекса ТЭЦ является зона действия золоотвала. Сооружения комплекса, на которых используются нефтепродукты (мазутохранилище, сливноналивные эстакады и т.д.) являются менее опасными, т.к. на них предусмотрен ряд природоохранных мероприятий.

Площадка золоотвала расположена западнее промышленной площадки ТЭЦ.

Золоотвал № 1 - наливного (овражного) типа общей площадью 161 га, в настоящее время эксплуатируется секция №1, секция № 2 законсервирована.

Строительство золоотвала выполнено в три этапа. С первой очередью строительства ТЭЦ был построен двухсекционный золоотвал № 1 емкостью 4,0 млн.м<sup>3</sup>, общей площадью 55 га, расположенный на расстоянии 1,0 км от ТЭЦ. Золоотвал был образован путем перекрытия лога Кокузек верховой и низовой дамбами, секции золоотвала были образованы устройством разделительной дамбы. С 1983г. золоотвал эксплуатируется как односекционный (без разделительной дамбы).

Со второй очередью строительства выполнено наращивание дамб секции № 1 золоотвала №1 до отметки 747,0 м, чем было обеспечено увеличение емкости на 4.02 млн. м<sup>3</sup> и построена новая секция № 2 общей площадью 77 га на рядом расположенном овраге емкостью 9,0 млн.м<sup>3</sup>. На



третьем этапе строительства было завершено второе наращивание секции № 1 общей площадью 78,5 га до отметки 752,0 м. Ложе и откосы золоотвала были покрыты противофильтрационным экраном толщиной 1 метр из уплотненного суглинка.

Перехват профильтровавшейся воды через тело дамб секции №1 осуществляется дренажной системой с возвратом ее в золоотвал насосами.

Существующая система золошлакоудаления на ТЭЦ-оборотная, гидравлическая. Удаление золы и шлака осуществляется гидравлическим методом с возвратом осветленной воды на ТЭЦ.

В системе гидрозолоудаления действуют три багерных насосных. С помощью багерных насосов золошлаковая пульпа по магистральным золошлакопроводам подается в разводящие золопроводы, расположенные на золоотвале. Складирование золошлаковых отходов производится на золошлакоотвале.

В состав сооружений существующей системы внешнего гидрозолоудаления (ГЗУ) входят:

- гидравлический золоотвал;
- золопроводы;
- трубопроводы осветленной воды;
- насосные станции.

Эксплуатируемый золоотвал №2, предусматривает комбинированную систему золошлакоудаления, включающая в себя гидрозолоудаление по существующей системе в одну из секций старого золоотвала № 1 и вывоз из другой секции «обезвоженных» золошлаков автотранспортом для сухого складирования на золоотвале № 2.

Площадь золоотвала № 2 в границах отвода земли составляет 200 га общей емкостью 22,2 млн. м<sup>3</sup>.

Грунты основания: почвенно-растительный слой мощностью до 0,7 м, далее до 16 м суглинка просадочные плотностью 1,66 г/см<sup>3</sup>. Емкость золоотвала образована за счет углубления ложа золоотвала на глубину ниже естественного рельефа на 1—6 м и возведение штабеля золошлаков в виде усеченной пирамиды, возвышающейся над поверхностью земли на 9—15 м. Площадь, занимаемая непосредственно штабелем золошлаков, составляет 171,3 га. Суммарный объем складирования ЗШО на укрытии составляет 19,5 млн. м<sup>3</sup>, что обеспечит работу станции в течение 20 лет. Суммарная емкость золоотвала рассчитана на срок эксплуатации 23 года. В связи с длительным сроком заполнения золоотвала и в соответствии с этапами его эксплуатации (система комбинированного складирования предусматривает 7 этапов), увязанными с годовыми выходами отходов, территория золоотвала разбивается на 5 площадок складирования ЗШО. В состав золоотвала № 2 кроме площадок складирования входят: ливнеотстойник для сбора и испарения атмосферных осадков, стекающих с откосов штабеля, площадью

3,2 га, дамбы обвалования, автодорога, лесополоса, нагорная канава и канал для переброски стоков, а так же противофильтрационный экран, материалом для которого служит суглинок.

Оценка токсичности твердых промышленных отходов обычно производится по степени вымываемости вредных компонентов, особенно тяжелых металлов. По данным ОВОС, оксиды тяжелых металлов относятся к категории практически нерастворимых в воде продуктов. Однако в сложных системах, какими являются промышленные отходы, растворимость веществ может многократно увеличиваться.

Проникновение в грунтовые воды загрязняющих веществ из золоотвала может происходить в результате инфильтрации атмосферных осадков через толщу уложенных шламов и фильтрацией вод отстойного пруда, которые, претерпевая некоторые изменения химического состава, попадают в естественные грунты основания сооружения. Однако результаты проведенных исследований позволяют сказать, что интенсивного перемешивания фильтрационных вод с грунтовыми не происходит.

С введением в эксплуатацию менее фильтруемой секции №1 золоотвала и выполнением комплекса мероприятий по возврату дренажных вод золоотвала в цикл станции, уменьшилось попадание фильтрующей жидкой фазы пульпы в подземные воды по сравнению с эксплуатацией секции №2.

### **3.2 Источники загрязнения атмосферы и почв**

Предприятие имеет общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет 69 единицы, в том числе 13 неорганизованных, загрязняющих атмосферу ингредиенты основными из которых являются оксид углерода, оксид и диоксид азота, диоксид серы, взвешенные вещества (суммация твердых частиц).

Основными организованными источниками являются дымовые трубы для отвода дымовых газов от котлов.

Вспомогательные производства служат для обеспечения работоспособности котельных, подачи тепла потребителям, проведения ремонтных работ.

Немалую опасность для почв территорий, прилегающих к золоотвалу, представляют золошлаковые отложения, дефилирующие в результате ветровой эрозии поверхности золоотвала за его пределы. Этот процесс может усугубляться нарушением графика складирования пульпы ГЗУ в золоотвалы, когда допускается образование обширных сухих пляжей.

Район ТЭЦ в почвенном отношении относится к подзоне светло-каштановых почв. Почвообразующими породами у этих почв являются лессы и лессовидные суглинки. На этих почвах в естественных условиях

произрастает типчаково-полынная и полынноизеневая растительность с участием ковыля, эбелека, мятлика луковичного.

В настоящее время территория, находящаяся в зоне влияния золоотвала ТЭЦ, интенсивно используется и подвергается многостороннему антропогенному воздействию. Природных неизменных ландшафтов практически не осталось. Можно выделить следующие типы антропогенных воздействий:

– Нарушения, связанные со строительством промышленных сооружений, зданий, открытые разработки грунта для наращивания дамб золоотвала, водохранилищ, планировка поверхности. В результате полностью уничтожается почвенный и растительный покров. На таких территориях меняется режим грунтовых вод, природная геохимическая миграция элементов и т.д.

– Изменения почвенного и растительного покрова, связанные с сельскохозяйственным использованием земель. Практически вся территория в пределах высоких поверхностей, там, где позволяют условия рельефа, распахана и используется под орошаемое, отчасти богарное земледелие. Здесь не происходит коренного изменения или нарушения почвенного покрова, но меняются морфологические и некоторые физико-химические свойства почв, поскольку с исчезновением естественной растительности, изменением водного режима почв, прямым механическим воздействием на почву механизмов, изменяется баланс прихода-расхода органического вещества, биологическая миграция элементов. Кроме того, в некоторых случаях отмечено вторичное засоление почв.

– Загрязнение почв и растительности продуктами выбросов промышленности и транспортных средств.

– Загрязнение почв нефтепродуктами.

Анализ характера потенциального загрязнения почв в районе размещения золоотвала ТЭЦ показывает, что буферная способность почв еще достаточно высока и позволяет почвенно-поглощающему комплексу препятствовать опасному увеличению содержания загрязняющих веществ.

## **4 Организация работ по проводимому производственному экологическому контролю**

### **4.1 Используемые методы и порядок отбора проб**

Основой мониторинга подземных вод на участке ТЭЦ является созданная наблюдательная сеть скважин и точек наблюдений по поверхностным водотокам. Контроль за качеством подземных и поверхностных вод в настоящее время ведется по 18 скважинам, 5 гидрологическим створам на р. Кокузек и Кокузекском водохранилище, 1 точке отбора золопulpы.

Основной нормативно-методический документ, которым руководствовались при проведении работ по мониторингу окружающей среды - Методические указания РНД 03.3.0.4.01—96.

Все работы выполнялись в соответствии с разработанными стандартными методическими рекомендациями. Откачка, т.е. замена столба воды в скважинах перед отбором проб, осуществлялась бытовым электрическим насосом до полного осветления воды. Опробование проводилось в строгом соответствии с требованиями ГОСТа 24481-80 «Вода питьевая, отбор проб».

Характеристика оценки загрязнения подземных и поверхностных вод производилась по двум группам показателей: общим и специальным. Общие показатели являются обобщенными показателями качества воды - минерализация, значение рН, жесткость и др. К специальным показателям относятся специфические, конкретные для данного источника загрязнения вещества.

В данном случае определялись нефтепродукты и марганец. В качестве оценочных критериев приняты нормативы СанПин № 209 от 16.03.2015.

Степень зараженности местности вокруг промышленных объектов (в данном случае - промплощадки ТЭЦ—2) контролируют отбором образцов почво-грунтов. Четыре раза в год: отбирают образцы по четырем румбам (через 90°). Направление начального румба выбирают совпадающим с направлением преобладающего ветра в годовой розе ветров.

Для изучения динамики уровня загрязнения почво-грунтов, согласно методических рекомендации, необходимо опробовать каждый раз одни и те же участки. Отбор проб производится с глубины 0-20 см по правилу «Конверта»: четыре из углов прямоугольника и одна из центра.

Отбор проб почво-грунтов осуществлялся согласно ГОСТ 12071—84 «грунты, отбор, упаковка, транспортировка и хранение образцов». Оформление, обработка, консервация и хранение проб выполнялись в соответствии с ГОСТом 17.1.5.04.81.

Был выполнен полный химический анализ водных вытяжек, а также определялось наличие в почвах марганца.

В качестве оценочных критериев приняты нормативы ГН №452 от 25.06.2015.

Мониторинг почв проводится согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля.

К условиям выполнения работ относится:

1. Отбор проб по источникам выбросов предприятия по:

- организованным источникам выбросов;
- неорганизованным источникам, находящимся на промплощадке;
- на границе СЗЗ золоотвала.

2. Измерение фоновых концентраций в районе промплощадки и золоотвала ТЭЦ осуществляется по окислам азота, диоксиду серы, окиси



углерода и пыли неорганической; на границе СЗЗ золоотвала - по пыли неорганической (ниже 20% SiO<sub>2</sub>).

3. Измерение концентраций вредных выбросов в дымовых газах котлов по пыли неорганической, диоксиду азота, оксиду азота, диоксиду серы и окиси углерода.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами, в том числе с ГОСТом 17.2.4.02 - 81, «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест», «Сборником методик по определению концентраций загрязняющих веществ в промышленных выбросах», ГОСТом 17.2.3.01 - 86. «Отбор и подготовка проб воздуха» и др.

Замеры концентрации ЗВ в воздухе выполнены применительно к наиболее неблагоприятному периоду.

Каждая точка помечалась на схеме площадки предприятия и прилегающих к нему территорий (или площадного ИЗА) и ей присваивается постоянный номер на весь период измерений.

Весь процесс разового взятия проб в каждой точке и проведение при этом метеорологических наблюдений, а также химический анализ проб осуществляется согласно рекомендациям, изложенным в РД 52.04.186-89.

По замерным фоновым концентрациям вредных выбросов в дымовых газах котлов и климатологическим показателям на основании расчетов рассеивания по утвержденному алгоритму программы определяется вклад ТЭЦ в замерном фоне на границе СЗЗ комплекса.

#### **4.2. Анализ результатов лабораторных исследований и производственный экологический контроль за состоянием вод, почв, атмосферного воздуха**

Производственный экологический контроль состояния подземных и поверхностных вод проводится согласно утвержденной в установленном порядке Программы экологического мониторинга.

Мониторинг подземных вод на участке комплекса ТЭЦ проводился в августе 2017 г. как на границе санитарно-защитной зоны, так и в рабочей зоне:

- в зоне влияния промплощадки - по скважинам №№ 13,14,15;
- в зоне влияния золоотвала № 1 - по скважинам №№ 4,8,10,12,16,17,215,24,25;
- в районе золоотвала сухого складирования №2 - по скважинам №№ 20,18,19,21,22,23.

В скважинах мониторинговой сети перед отбором проб воды проводились замеры уровня и температуры.

Таблица 12 - Данные замеров температуры и уровней воды в скважинах наблюдательной сети на участке золоотвала ТЭЦ.

Точки мониторинговой сети	Уровень воды в скважинах от поверхности земли, м	Температура воды в скважинах, °С
Золоотвал № 1		
1	2	3
Скв.12	2,25	11,2
Скв.10	18,2	11,4
Скв.8	12,3	10,5
Скв.4	4,41	11,0
Скв.16	12,6	11,4
Скв.21	21,0	9,4
Скв.25	14,4	10,0
Скв.24	18,4	11,5
Скв.15	17,6	10,4
Скв.13	22,5	10,2
Скв.14	4,5	12,2
Скв.17	14,7	10,6
Золоотвал № 2		
Скв.20	9,1	10,5
Скв.19	10,0	10,8
Скв.18	15,4	10,4
Скв.23	14,7	10,6
Скв.22	16,4	10,2
Скв.21	22,5	11,4

Отобранные пробы воды были проанализированы на содержание в них марганца и нефтепродуктов, а также был выполнен полный химический анализ проб.

Анализ результатов лабораторных исследований показывает:

- На территории прилегающей к золоотвалам и промплощадке грунтовые воды по составу в основном сульфатные пирокarbonатные кальциево-магниевые, пресные (минерализация в среднем 0.2-0.7 г/дм).

- В фоновых наблюдательных скважинах № 12 и 13, находящихся хотя и в санитарно-защитной зоне, но на входе потока подземных вод, превышения концентраций загрязняющих веществ не отмечено, содержание основных загрязняющих компонентов — марганца и фтора - составляет максимально: в скважине № 12 — 0,09 мг/дм<sup>3</sup> и 1,33 мг/дм<sup>3</sup> соответственно; в скважине № 13 — 0,09 мг/дм<sup>3</sup> и 1,05 мг/дм<sup>3</sup> соответственно.

- В скважинах, расположенных в рабочей зоне (внутри санитарно-защитной зоны), наблюдается наличие таких загрязняющих веществ, как фтор, бром, сульфаты, марганец. Максимальные значения фтора отмечаются

в скважинах № 4 и 8, расположенных около золоотвала № 1, которые составляют 1,75— 1,72 мг/дм<sup>3</sup> соответственно (при ПДК 1,5 мг/дм<sup>3</sup>).

- В рабочей зоне нового золоотвала №2 летом 2017 г. в грунтовых водах превышенное концентраций отмечено только по марганцу в скважинах №№ 18 и 21. Однако эти концентрации не превышают значений загрязняющих веществ в этих скважинах, зафиксированных до начала эксплуатации золоотвала при первоначальном опробовании мониторинговых скважин.

- На границе санитарно-защитной зоны, где расположены скважины № 17, 23, 20, 15, геохимическая обстановка следующая: Содержание фтора составляет в скважине № 17 — 1,3 мг/ дм<sup>3</sup>, в скважине № 23 — 1,11 мг/ дм<sup>3</sup>, в скважине № 15 — 1,22 мг/ дм<sup>3</sup>, в скважине № 20 — 1,18 мг/ дм<sup>3</sup>, т.е. превышения ПДК по фтору в скважинах на границе СЗЗ не отмечено.

Необходимо отметить, что наличия другого загрязняющего вещества - нефтепродуктов в концентрациях, превышающих ПДК (0,1 мг/дм<sup>3</sup>) не зафиксировано ни в одной скважине.

Таблица 13 - Сравнительная таблица результатов хим. анализов проб воды со значениями ПДК по точкам наблюдательной сети ТЭЦ (мг/дмг).

Точки мониторинговой сети	Mn 0,1	F 1,5
1	2	3
Скв.215	0,06	1,07
Скв.13	0,09	1,05
Скв.14	0,08	1,06
Скв.10	0,06	1,18
Скв.25	0,05	1,28
Скв.12	0,09	1,33
Скв.24	0,08	1,27
Скв.21	0,18	1,20
Скв.22	0,09	1,22
Скв.23	0,06	1,11
Скв.17	0,1	1,3
Скв.18	0,12	1,21
Скв.19	0,08	1,23
Скв.20	0,09	1,18
Скв.16	0,09	1,29
Скв.4	0,12	1,75
Скв.8	0,09	1,72
Скв.15	0,08	1,22
Створ 1	0,07	1,08
Створ 2	0,06	1,19
Створ 3	0,08	1,11

Створ 4	0,05	1,15
Створ 5	0,04	1,31
Створ 6 - золопульпа	2,3	5,6

Влияние золоотвалов на поверхностные воды изучалось по 2 гидрологическим створам №№ 2;3, расположенным на р. Кокузек внутри санитарно-защитной зоны, на запад от промплощадки и по створу № 1- фоновому.

Два гидрологических створа (№ 5 и № 4) расположены между золоотвалом № 1 и новым золоотвалом № 2 около Кокузекского водохранилища. В точке № 6 отбиралась проба золопульпы из отстойного пруда.

Проведенное летом 2017 г. опробование поверхностных вод показало, что в р. Кокузек вода в створе № 1 по - прежнему имеет гидрокарбонатный состав с минерализацией 0,1-0,3 мг/дм, изменяясь на гидрокарбонатно-сульфатный в створе № 3 с минерализацией 0,2-0,4 мг/дм. Загрязнение поверхностных вод фтором и марганцем не зафиксировано ни в одной точке наблюдения.

Химический анализ пробы золопульпы показал наличие таких загрязняющих компонентов, как марганец (2,3 мг/ дм<sup>3</sup>), фтор (5,6 мг/ дм<sup>3</sup>).

Экологический контроль над состоянием почво-грунтов проводится по 5 точкам мониторинговой сети на участке золоотвала и по 5 точкам на участке промплощадки, расположенным как на границе санитарно-защитных зон, так и внутри их. Еще дополнительно были отобраны пробы с северо-востока и северо-запада золоотвала.

Данные геохимического опробования грунтов в районе золоотвала показывают, что загрязнения их вредными компонентами не происходит. В исследованных грунтах содержание практически всех определяемых химических элементов весьма низко, не превышает предельно допустимых концентраций, не оказывает негативного влияния на генезис почвенного покрова.

Таблица 14 - Сравнительная таблица результатов химических анализов проб почво-грунтов по точкам мониторинговой сети на участке золоотвала санитарно-защитная зона ТЭЦ

Номера точек отбора	Отдельные компоненты				
	РЬ ПДК-32,0	Cd (не норм.)	F ПДК- 10,0	NO <sub>3</sub> ПДК-130	Нефтепродукты *ПДУ-1000-2000
Точка 1	4,2	0,04	6,2	13,5	12,3
Точка 2	3,6	0,03	5,7	11,0	14,0
Точка 3	3,4	0,04	6,9	11,8	13,3



Точка 4	4,8	0,05	6,2	15,2	13,8
Точка 5	7,2	0,12	6,1	11,6	15,0

Таблица 15 - Сравнительная таблица результатов химических анализов проб почво-грунтов по точкам мониторинговой сети на участке промплощадки санитарно-защитная зона ТЭЦ

Номера точек отбора	Отдельные компоненты					
	Мп ПДК-1500	Ве (не норм)	Hg ПДК-2,1	Вг (не норм)	F ПДК-10,0	Нефтепродукты *ПДУ-1000-2000
Точка 1	44,4	1,745	<0,040	<5,0	6,4	П,5
Точка 2	33,9	1,753	<0,040	<5,0	6,2	12,0
Точка 3	24,6	1,734	<0,040	<5,0	7,0	12,4
Точка 4	30,3	1,734	<0,040	<5,0	7,1	10,1
Точка 5	31,3	1,745	<0,040	<5,0	7,9	15,7

Экологический контроль над состоянием почво - грунтов проводится по 5 точкам мониторинговой сети, расположенным в пределах рабочей зоны промплощадки.

По данным геохимического опробования грунтов в районе промплощадки ТЭЦ можно сделать вывод, что в результате работы станции загрязнения их вредными компонентами не происходит. В исследованных грунтах содержание практически всех определяемых химических элементов весьма низко, не превышает предельно допустимых концентраций, не оказывает негативного влияния на генезис почвенного покрова.

Система производственного мониторинга за состоянием атмосферного воздуха ориентирована на организацию наблюдений, сбора данных, проведения анализа, оценки воздействия предприятия на состояние окружающей среды с целью принятия своевременных мер по предотвращению, сокращению и ликвидации загрязняющего воздействия данного предприятия на окружающую среду.

Для решения указанной задачи в зоне действия предприятия ТЭЦ в августе были проведены инструментальные замеры концентраций загрязняющих веществ (оксида углерода, окислов азота, диоксида серы, взвешенных веществ) в выбросах котлоагрегатов предприятия. А так же в апреле были проведены замеры атмосферного воздуха на границе с СЗЗ предприятия.

В представленном отчете приведены данные инструментальных замеров концентраций загрязняющих веществ, выполненных в период проведения мониторинга.

Инструментальные замеры проведены в соответствии с требованиями РД 52.04.186-89, с учетом требований ГОСТ 12.3.018-79 и ГОСТ 17.2.407-90.

Места отбора проб воздуха выбирались на границе СЗЗ ТЭЦ.

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей эксплуатации.

Содержание операционного мониторинга в соответствии со ст. 132 Экологического кодекса РК определено природопользователем.

В период проведения инструментальных замеров на предприятии работали следующие котлоагрегаты:

2 котла ст. №№ 1, и 3 на угле без подсветки мазутом. Отбор проб осуществлялся на определение избытков воздуха, уносов, недожогов, температуры уходящих газов, определению сухого объема дымовых газов при нормальных условиях и обычного объема дымовых газов при фактических условиях.

Мониторинг эмиссий в окружающую природную среду состоит из наблюдения за эмиссиями у источника выброса для слежения за производственными потерями, качеством и количеством эмиссий и их изменением. Отбор проб осуществлялся на определение концентрации в ГВС следующих загрязняющих веществ: оксида углерода, диоксида серы, окислов азота и пыли неорганической.

Точки отбора газов на анализ за работающими котлами выбраны в соответствии с «Типовой методикой испытаний золоулавливающих установок» Москва, Союзтехэнерго, 1986 год.

Особенностью метеофакторов в период исследования атмосферного воздуха на территориях, прилегающих к ТЭЦ являлось:

- с севера - безветренно, преобладание юго-западного направления ветра со скоростью преимущественно 1,0 м/с (точка 1);
- с юга - безветренно (точка 3);
- с востока - преимущественно безветренно, преобладание юго-западного направления ветра со скоростью преимущественно 1,0 м/с (точка 2);
- с запада - преимущественно безветренно, преобладание юго-западное направления ветра со скоростью преимущественно 1,0 м/с (точка 4);

Штилевая погода в течение всех дней проведения замеров наблюдалась как правило, утром или вечером. Атмосферное давление воздуха в наблюдательных точках было практически постоянным за весь период исследований - 679 4-681 мм.рт.ст.

- между золоотвалами № 1 и 2 (т. 5) - преобладание северо-западного направления ветра со скоростью преимущественно 1,0-1,3 м/с (точка 5);

- западная граница СЗЗ (т.6 ) (500 м от дороги вдоль золоотвала №2) - преобладание северо-западного направления ветра со скоростью преимущественно 1,2 м/с;

- запад на границе СЗЗ ТЭЦ около 500 м от дороги вдоль золоотвала - преобладание северо-западного направления ветра со скоростью преимущественно 1,0 м/с; (точка7);

- на границе СЗЗ ТЭЦ около 500 м от дороги вдоль золоотвала - преобладание северо-западного направления ветра со скоростью преимущественно 1,0 м/с; (точка 8).

Результаты замеров концентрации загрязняющих(вредных) веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ ТЭЦ.

Анализ проведенных замеров показывает: фоновые концентрации составляют:

а) Промплощадка:

– с северной стороны промплощадки (т. 1) по: CO - 1,29, SO<sub>2</sub> - 0,014, NO - 0,011, NO<sub>2</sub> - 0,017, пыль - 0,110;

– с восточной стороны промплощадки (т.2) по: CO - 1,32; SO<sub>2</sub> -0,014; NO - 0,012, NO<sub>2</sub> - 0,018; пыль-0,111;

– с юго-восточной стороны промплощадки (т.3) по: CO - 1,33, SO<sub>2</sub> — 0,015, NO — 0,013, NO<sub>2</sub> - 0,02; пыль - 0,117;

– с юго - запада (т. 4) по: CO - 1,34; SO<sub>2</sub> -0,015, NO - 0,013, NO<sub>2</sub> - 0,022; пыль - 0,119.

б) Золоотвал:

– между золоотвалами № I и 2 (т. 5) - по: пыль неорганическая (ниже 20%) SiO<sub>2</sub>- 0,11;

– западная граница СЗЗ (т.6) (500 м от дороги вдоль золоотвала №2) - по: пыль неорганическая (ниже 20%) SiO<sub>2</sub> - 0,114;

– запад на границе СЗЗ ТЭЦ около 500 м от дороги вдоль золоотвала (т. 7) - по: пыль неорганическая (ниже 20%) SiO<sub>2</sub> - 0,112.

– на границе СЗЗ ТЭЦ около 500 м от дороги вдоль золоотвала (т.3) по: пыль неорганическая (ниже 20%) SiO<sub>2</sub> -0,124

В приложении 2 приведены значения концентраций в день проведения замеров при фиксированных скоростях и направлениях ветра. В таблице 4 приведен фоновые концентрации в точках проведения замеров по 3-му этапу мониторинга при фиксированных скоростях и направлениях ветра.

Таблица 16 - Значения концентраций в день проведения замеров при фиксированных скоростях и направлениях ветра по 3-му этапу мониторинга.

Точка замера	Скорость ветра, м/сек	Направл ение ветра	Загрязнение атмосферы				
			NO мг/ м <sup>3</sup>	NO2 мг/ м <sup>3</sup>	CO мг/ м <sup>3</sup>	SO2 мг/ м <sup>3</sup>	Пыль мг/ м <sup>3</sup>
Т.1	1,0	Ю-З	0,011	0,017	1,29	0,014	0,110
Т.2	1,0	Ю-З	0,012	0,018	1,32	0,014	0,111
Т.3	1,0	Ю-З	0,013	0,020	1,33	0,015	0,117
Т.4	1,0	Ю-З	0,013	0,022	1,34	0,015	0,119

В период проведения замеров концентраций регламент складирования и хранения золошлаковых отходов осуществлялся в соответствии с ПТЭ, т.е. эксплуатируемый золоотвал был покрыт зеркалом воды и оголенных зольных пляжей не было. Пыления золоотвала зафиксировано не было, т.е. вклад золоотвала ТЭЦ в фоновое загрязнение атмосферы на границе СЗЗ был равен нулю. Загрязнение атмосферы пылью неорганической создавалось от сдувания пыли с проселочных дорог.

## 5 Экологические показатели работы ТЭЦ

После выхода в 2007 году Экологического кодекса РК и Технического регламента "Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах тепловых электрических станций", утвержденного Постановлением Правительства РК от 14 декабря 2007 года N 1232, система нормирования выбросов стала ориентирована не только на санитарно-гигиенические нормативы качества атмосферного воздуха населенных мест (11ДК), и на технологический норматив выброса, установленный для конкретного котельного оборудования с привязкой к качеству топлива.

Таблица 1- Показатели удельных выбросов в разных городах РК

	Удельные выбросы, кг/тут (среднегодовые)			
	ТЭЦ в г. Алматы	ТЭЦ в г. Астане	ТЭЦ-3 в г. Караганде	ТЭЦ-3 в г. Павлодаре
1	2	3	4	5
Диоксид азота	5,33	9,10	5,63	5,33
Эффективность золоудаления, %	99,2-99,4	96,1-96,7	97,1-97,6	97,1-97,7

Из таблицы видно, что достигнутые на ТЭЦ показатели удельных выбросов не уступают показателям аналогичных ТЭЦ в Казахстане, а по некоторым из них, в частности по золе и диоксиду серы, превосходят их.

Государственный стандарт РФ ГОСТ Р 50831-95 устанавливает требования по нормативам выбросов к котельным установкам, введенным до 2000 года, и вновь вводимым и реконструируемым котельным установкам после 2000 года. Поскольку, установленные ТЭЦ котлоагрегаты, произведены в РФ (БКЗ), то возможно выполнить сравнение достигнутых на ТЭЦ удельных выбросов ЗВ с требованиями вышеназванного ГОСТ а и с Европейским стандартом выбросов для котлов аналогичной мощности (>300 МВт).



Таблица 2 - Сравнение удельных выбросов ТЭЦ с требованиями РФ ГОСТ Р 50831-95 и зарубежным уровнем

Загрязняющие вещества	Массовая концентрация, мг/нм <sup>3</sup> при О <sub>2</sub> — 6%		При номинальной нагрузке
	ТЭЦ в г. Алматы с 2013 г	ГОСТ Р 50831-95	Директива ЕС 2001/80ЕС от 23.10.2001
1	2	3	4
Зола	400-700	350	100
Диоксид серы	1500	2000	1000-1500
Окислы азота	680	650* (540)	600

При сравнении следует иметь ввиду:

а) нормативы удельных выбросов РФ по ГОСТ Р50831-95 установлены, исходя из «ременною уровня технологий сжигания топлива и газоочистки дымовых газов.

Для котлов, находящихся в эксплуатации удельный выброс окислов азота устанавливается в соответствии с ГОСТ 28269-89 - 650 мг/нм<sup>3</sup>.

б) требования по выбросам золы, установленные в ЕС, не могут быть ориентиром для ТЭЦ Казахстана, поскольку в Европе не сжигается такой высокозольный уголь как Экибастузский зольностью до 45%.

На территории Республики Казахстан технические удельные нормативы эмиссий в атмосферу при сжигании различных видов топлива в котлах ТЭС, согласно техническому регламенту, введены в действие в следующие сроки:

Для действующих котельных установок, не подлежащих реконструкции, должны выполняться нормативы:

- до 1 января 2013 года - установленные для них проектами предельно допустимых выбросов;

- с 1 января 2013 года - технические удельные нормативы эмиссий в атмосферу твердых частиц, оксидов серы и азота, указанные в таблицах 1-3 приложения 3 к техническому регламенту.

Выполнение этих требований показано в *таблице 3*. В этой таблице приведены фактические уровни эмиссий на котлах ТЭЦ до и после 2013 г и нормативные уровни эмиссий, которые должны быть достигнуты с 01.01.2013 года.

Таблица 3 - Фактические уровни эмиссий на существующих котлах ТЭЦ и нормативные уровни эмиссий, которые должны быть достигнуты с 01.01.2013 года.

Загрязняющие вещества	Существующие котлоагрегаты 7х БКЗ-420-140			
	до 31.12.2012 г.		с 01.01.2013 г.	
	факт	норматив	факт	норматив
1	2	3	4	5
Приведенное содержание золы, %хпр.кг/МДж	1,1 -1,9	0,6- 2,5	2,5 и более	2,5 и более
1 Приведенное содержание серы, %хпр.кг/МДж	0,012	0.045 и менее	0,012	0,045 и менее
Зола	400-800	700-900	550	400-700
Диоксид серы	1350-1620	2000	1500	2000
Диоксид азота	680-750	850	680	680

Анализ таблицы 3 показывает, что уровень эмиссий на существующих котлах:

– по диоксиду серы на всех котлах меньше норматива, установленного в техническом регламенте как на период до 01.01.2012 г. так и с 01.01.2013 г.

– по пыли неорганической на котлоагрегатах оснащенных эмульгаторами нового поколения со степенью очистки до 99,2-99,4%, ниже установленных нормативов с 01.01.2013 г.

– по окислам азота после реконструкции горелок на существующих котлах на горелки с низким выходом NOx соответствует установленным нормативам с 01.01.2013 г.

Таким образом, на период ввода в действие Технического регламента, т.е. с 01.01.2013 г, станция соблюдает установленные нормативы.

Характеристика залповых выбросов:

Многофункциональность технологических процессов на ТЭЦ в случае нарушения режима может привести к залповым и аварийным выбросам.

Залповые выбросы пылеугольных котлов являются специфической частью технологического процесса производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ. Они связаны с выбросами ЗВ в атмосферу в переходных режимах работы котлов - при пусках-остановах, также при очистке поверхностей нагрева.

Пуск котлов в работу осуществляется после текущих и капитальных ремонтов, которые производятся в соответствии с графиком ремонтных работ. Пуск котлов возможен также после простоя котла или консервации. Одновременно в растопке может находиться только один котёл.

Количество растопок котлов ТЭЦ из холодного состояния в 2014 году составило 158, продолжительность растопки 3,5 часа.

Во время пуска котла в дымовых газах увеличивается концентрация оксида углерода до 2 000 мг/нм за счёт увеличения химического недожога.

Максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не нормируются в связи с их кратковременностью и в расчетах рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере не учитываются. Общее суммарное за год значение залповых выбросов нормируется в соответствии с законодательством, при установлении общего годового уровня эмиссий с учетом штатного(нормального) режима работы оборудования (т/год).

При использовании растопочного топлива - мазута годовой выброс соответствующих веществ учитывается при определении годовых выбросов ЗВ.

Перечень источников залповых выбросов и количество залповых выбросов (таблица 4).

Таблица 4 - Оценка залповых выбросов ТЭЦ

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование веществ	Выбросы веществ, г/с		Количество рас- топок в год	Про должи тель- ность, час	Годовая величина залповых выбросов , т/год
		по регламенту (максимум по котлу)	залповый выброс			
Перспектива 2015 г.						
Котельный цех Котлы ст. №№1-7 Источники 0001, 0002	Углерод а оксид	11,8	492,1	175	34	1085,1
Перспектива 2016-2024 гг.						
Котельный цех Котлы ст.№№1-7 Источники 0001 0002	Углерода оксид	11,8	492,1	200	3,5	1240,1

Очистка поверхностей от золошлаковых отложений проводится с применением пара в момент остановки котла.

Аварийные выбросы, связанные с нарушением режима горения, отключением золоуловителей, пылением угольного склада и золоотвала (при оголении пляжей), не нормируются, учёт их осуществляется по факту.

Выбросы угольной золы, связанные с отключением золоуловителей, не допускаются, так как по правилам технической эксплуатации на предприятиях энергетики в случае выхода из строя золоулавливающей установки котлоагрегат должен быть остановлен.

От действующих производств в атмосферу выбрасывается 33 загрязняющих вещества. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, с указанием ПДК, класса опасности и валовых выбросов за 2014 год приведен в таблице 6, на 2017г. в таблице 7.

Перечень веществ, обладающих эффектом суммации, приведен в таблице 8.

Параметры источников выбросов, их количественная и качественная характеристика на исходный период и период нормирования

Параметры источников выбросов и их количественная характеристика в проекте выполнены на 2015-2024 г.г.

Проанализирована количественная оценка выбросов максимально-разовых (г/сек) и годовых (т/год) на каждый из пяти лет нормирования и разработанных мероприятий по снижению выбросов вредных веществ на базе исходных данных, представленных ТЭЦ:

- максимальной нагрузки котлоагрегатов ТЭЦ - для существующих котлов - по номинальной их производительности;

- ожидаемого расхода топлива на период 2015-2024 гг.

Расчёт выбросов вредных веществ (г/с) от котлов ТЭЦ (источники 0001, 0002) на существующее положение выполнен в соответствии с [2]. При оценке максимально-разовых выбросов на существующее положение приняты:

- фактическая характеристика топлива за 2014 г.;
- параметры котельного оборудования;
- характеристики установок для очистки дымовых газов;
- результаты инструментальных замеров концентраций оксидов азота, оксида углерода, диоксида серы и золы в дымовых газах котлоагрегатов.

Расчёты выбросов выполнены:

- окислов азота и окиси углерода - по достигнутым концентрациям их в дымовых газах по результатам инструментальных замеров;

- диоксида серы и золы угольной - максимально-разовых выбросов по результатам инструментальных замеров, валовых выбросов - расчётным путём по формулам отраслевой инструкции, на базе представленных ТЭЦ исходных данных по эффективности золо- и сероулавливания, качеству топлива.

Расчёты максимально-разовых выбросов вредных веществ от котлоагрегатов на существующее положение приняты по отчётным данным ТЭЦ за 2014 год по форме 2-ТП (воздух),3-ТЕХ и данным инвентаризации.

Таблица 6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу за 2014 г

	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/ м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/ м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/ м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс ЗВ, условных тонн
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,161193	0,84495	21,1237	21,12375
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,008113	0,041913	128,5445	41,913
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,023	0,004	0	0,4
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	310,2872783	6650,39973	6123843>	166259,993
0303	Аммиак (32)	0,2	0,04		4	0,04365	0,0049	0	0,1225
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	50,41083	1080,8422	18014,0367	18014,0367
0316	Гидрохлорид	0,2	0,1		2	0,0000042	0,0001476	0	0,001476
0322	Серная кислота	0,3	0,1		2	0,0690875	0,213316	2,6772	2,13316
0330	Сера диоксид		0,125		3	909,88	18508,9071	148071,257	148071,257
0333	Сероводород	0,008			2	0,0044413	0,00483743	0	0,60467825
0337	Углерод оксид	5			4	47,29983	823,90045	156,6312	274,633483
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,0026771	0,013958	3,7985	2,7916
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,0028	0,0198	0	0,66
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		4,5534	0,0731	0	0,001462
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		1,3857	0,02544	0	0,000848
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1,5			4	0,159273	0,002652	0	0,001768
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,137206	0,002391	0	0,02391
0616	Ксилол	0,2			3	0,01752	0,0002842	0	0,001421
0621	Толуол	0,6			3	0,115736	0,0021823	0	0,00363717
0627	Этилбензол (687)	0,02			3	0,0035104	0,000061.9	0	0,003095
0703	Бенз, а пирен		0,000001		1	0,00021	0,003559	1089576,13	3559
2005	Гидразин гидрат (245*)			0,001		0,0031	0,0006	0	0,6
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,0672	2,102464	42,0493	42,04938
2754	Углеводороды предельные	1			4	0,9249	1,006426	1,0058	1,006426

	<u>C12-19</u>								
2902	Взвешенные вещества	0,5	0,15		3	0,3811	1,0031694	6,6878	6,687796
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций		0,002		2		0,192	377,531	96
2908	Пыль неорганическая: <u>70-20% SiO<sub>2</sub></u>	0,3			3	324,552966	5769,4541	57694,541	57694,541
2909	Пыль неорганическая: <u>ниже 20% SiO<sub>2</sub></u>	0,5	0,15		3	2	20,16	134,4	134,4
2930	Пыль абразивная			0,04		0,0961	0,1806287	4,5157	4,5157175
2936	Пыль древесная			0,1		0,504	0322	3,22	3,22
	ВСЕГО:					1653,094826	32859,72836	7438081,7	

Таблица 7 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2017гг.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р., мг/ м <sup>3</sup>	ПДК с.с., мг/ м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/ м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение 1 КОВ (М/ПДК)**а	Выброс ЗВ, условных тонн
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,208	2,7221	68,0525	68,0525
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,00964	0,1822	868,3861	182,2
0150	Натрий гидроксил			0,01		0,023	0,004	0	0,4
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	452,4902	7857,589307	7606732,338	196439,733
0303	Аммиак (32)	0,2	0,04		4	0,0438	0,013	0	0,325
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	73,5312	1276,83943	21280,6572	21280,6572
0316	Гидрохлорид	0,2	0,1		2	0,0001	0,000004	0	0,00004
0322	Серная кислота	0,3	0,1		2	0,06271	0,21306	2,6733	2,1306
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,0583	0,002	0	0,04
0330	Сера диоксид		0,125		3	1275,7829	23238,815	185910,52	185910,52
0333	Сероводород	0,008			2	0,0054782	0,019652	3,2167	2,4565
0337	Углерод оксид	5	3		4	102,8798	1754,9393	309,3334	584,979767
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,00306	0,1308	69,6513	26,16
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,0034	0,1448	7,74	4,82666667

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		4,5534	0,0731	0	0,001462
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		1,3857	0,0255	0	0,00085
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1,5			4	0,1593	0,0027	0	0,0018
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,1372	0,0024	0	0,024
0616	Ксилол	0,2			3	0,0643	2,5303	12,6515	12,6515
0621	Толуол	0,6			3	0,1157	0,0022	0	0,00366667
0627	Этилбензол (687)	0,02			3	0,00348	0,00006	0	0,003
0703	Бензапирен		0,000001		1	0,0002414	0,004180055	1432218,877	4180,055
1325	Формальдегид (619)	0,035	0,003		2	0,014	0,0005	0	0,16666667
2005	Гидразин гидрат (245*)			0,001		0,0031	0,0006	0	0,6
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,067202	2,10253	42,0506	42,0506
				1		0,0373	1,88	1,88	1,88
2754	Углеводороды предельные C12-19	1			4	1,45955	4,0975	3,5585	4,0975
2902	Взвешенные вещества	0,5	0,15		3	0,381079	1,00327	6,688	6,68846667
2904	Мазутная зола тепловых электростанций		0,002		2		0,2482	527,11	124,1
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	0,3	0,1		3	983,85	8816,42	88164,242	88164,242
2909	Пыль неорганическая: ниже 20% SiO2	0,5	0,15		3	2	20,16	134,4	134,4
2930	Пыль абразивная			0,04		0,0961	0,1805	4,5125	4,5125
2936	Пыль древесная			0,1		0,504	0,322	3,22	3,22
	ВСЕГО:					2899,9348	42980,6744	9336371,8	



Таблица 8 - Перечень загрязняющих веществ, обладающих эффектом суммации

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
02	0301	Азота (IV) диоксид
	0304	Азот (II) оксид
	0330	Сера диоксид
	2904	Мазутная зола теплоэлектростанций
03	0303	Аммиак (32)
	0333	Сероводород
28	0322	Серная кислота
	0330	Сера диоксид
30	0330	Сера диоксид
	0333	Сероводород
31	0301	Азота (IV) диоксид
	0330	Сера диоксид
35	0330	Сера диоксид
	0342	Фтористые газообразные соединения
41	0337	Углерод оксид
	2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO <sub>2</sub>
71	0342	Фтористые газообразные соединения
	0344	Фториды неорганические плохо растворимые
Пыли	2902	Взвешенные вещества
	2904	Мазутная зола теплоэлектростанций
	2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO <sub>2</sub>
	2909	Пыль неорганическая: ниже 20% SiO <sub>2</sub>
	2930	Пыль абразивная
	2936	Пыль древесная

Максимально-разовые выбросы ЗВ от котлоагрегатов определены для основного снов топлива — Экибастузского угля. Выбросы загрязняющих веществ при сжигании резервного топлива — мазута учтены в годовых выбросах, т.к. расход мазута незначителен и не превышает 5% от годового расхода топлива (1 %).

Использованы данные о характеристиках топлива и структуре топливного баланса за период 2015-2024 гг. Степень золоулавливания эмульгаторов, установленных на котлоагрегатах принята минимально возможной 99,2%.

Расход угля для котлов на 2015 год принят на уровне действующего проекта нормативов ПДВ в объеме 2 310 000 т/год.

Расход угля на 2016 год принят 2 520 000 т/год с учетом ввода в эксплуатации во втором полугодий объектов Универсиады.

Расход угля на 2017-2024 гг. будет равен 2 730 105 т/год с учетом эксплуатации объектов Универсиады.

Тепловые нагрузки ТЭЦ в горячей воде на период 2017г. С учетом объектов Универсиады приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Тепловые нагрузки ТЭЦ в горячей воде с 2017 г.

	1 Наименование	Величина
1.	1 Тепловая нагрузка ТЭЦ в горячей воде с учетом потерь в тепловых сетях, всего, в том числе, Гкал/ч	1038,6
	1- горячее водоснабжение	271,8
	1 Тепловые нагрузки в горячей воде по тепломагистралям:	
2.	ТМ ТЭЦ -ЗТК, 1 хДу1000+2хДу800	420
	— горячее водоснабжение	200
3.	Т.М ТЭЦ -ТЭЦ-1, 2 хДу 1000	403,6
	— горячее водоснабжение	44,9
	в том числе:	
	Саялы	26,6
	Айнабулак	120
	Иноустриальная зона	50
	НСС ТЭЦ-1	207
4.	ТМ е Алатауский район, 2 хДу800	215
	— горячее водоснабжение	26,9

Основные показатели работы ТЭЦ расхода топлива для котлов на перспективу приведены в таблице 10.

Из таблиц 9,10 следует, что с 2017 года в связи с вводом в эксплуатацию объектов Универсиады увеличение выработки теплоэнергии по сравнению с 2014 годом составит на 1196435 Гкал, электроэнергии - на 456846 МВт.ч., что повлечет увеличение расхода угля на 530866 т/год.

Таблица 10 Основные показатели работы ТЭЦ, расход топлива на перспективу

№			Факт 2014г.	План 2016г.	План 2017- 2024гг.	Прирост.
	Наименование	Ео.УИМ				
1	Г Расход топлива	тонн н.т.	2 199 239	2 520 000	2730105	530 866
	теплота сгорания	ккал/кг	4 210	4 210	4 210	
2	Выработка электрической энергии	МВт.ч.	2 603 154	2830 000	3060 000	456 846
3	Выработка тепловой энергии	Гкал	3 215 565	384 000	4412 000	1 196 435
4	Увеличение расхода топлива на выработку эл. энергии	тонн н.т.				142 272
5	Увеличение расхода топлива на выработку тепловой энергии	тонн н.т.				388 594
6	Удельный расход условного топлива I на отпуск эл.энергии	г/кВт.ч	302,4	231,4	160,4	-142,0
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	205.3	172,7	140,0	-65,3

Также из таблицы 10 видно, что, несмотря на увеличение расхода топлива с 2017 года, удельный расход топлива на единицу продукции снижается в сравнении с 2014 годом.

Расчеты загрязнения атмосферы произведены для всех ингредиентов, содержащихся в газозооушной смеси, отходящей от источников выделения загрязняющих веществ с учетом неравномерности и одновременности работы оборудования, а также максимального режима работы предприятия.

Расчёты количества выбросов вредных веществ от котлоагрегатов (г/с, т/год) по годам нормируемого периода выполнены с использованием программного комплекса «ЭРА. Методики расчетов валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в списке литературы.

Для расчета выбросов дымовых труб ТЭЦ по результатам инструментальных замеров с использованием программного комплекса «ЭРА» требуется в исходных данных указывать не приведенные к нормальным условиям концентрации ( $a_0 = 1,4$ ), а измеренные (неприведенные) концентрации. В исходных данных заказчика были указаны концентрации, приведенные к нормальным условиям. В связи с этим перед вводом в программу эти концентрации пересчитывались к измеренным с использованием коэффициента избытка воздуха в месте отбора пробы. В

программе измеренные концентрации опять приводились в нормальным условиям.

В расчет приземных концентраций взято наихудшее сочетание режимов работы ТЭЦ на 2016-2024 гг. (одновременная работа источников с наибольшими выбросами, с учетом нового 8 котла).

Расчёты выполнены при неблагоприятных метеоусловиях и опасной скорости ветра. Рельеф территории зоны влияния выбросов ТЭЦ ровный, перепад высот не превышает 50 м на 1 км, поэтому в расчётах рассеивания коэффициент рельефа принимается равным 1.

Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе приняты по данным ДТП “Центр гидрометеорологического мониторинга” г. Алматы.

Безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания загрязняющих веществ в атмосфере, принят:

для газообразных веществ  $F = 1$ ;

для пыли:

$F = 2$  - при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки не менее 90%;

$F = 2,5$  - от 75 до 95%;

$F = 3$  - менее 75% и при отсутствии очистки.

Оценка загрязнения воздушного бассейна золой твёрдого топлива выполнена как условно инертными взвешенными веществами с учётом фонового загрязнения. Поскольку во всех случаях зола выступает как инертное твёрдое вещество, суммируя соответствующее воздействие с прочими инертными взвешенными веществами различного происхождения, для которых ПДК=0,5 мг/м<sup>3</sup> (фоновое загрязнение), при этом, ПДК золы принимается равным 0,5 мг/м<sup>3</sup>.

Размер расчётной площадки принят 20x15 км с шагом сетки 500 м.

Координаты источников загрязнения ТЭЦ приняты в локальной системе координат с центром координат в месте размещения дымовой трубы №1.

В расчётах рассеивания заданы расчётные точки жилой застройки и санитарно-защитной зоны ТЭЦ: №1 - посёлок Чапаеве; №2 - посёлок Рахат; №3 - посёлок Коккайнар; №4 - посёлок Алгабас; №5 - посёлок Коксай; №6 - г. Алматы (пр. Райымбека — ул. Яссауи); №7-14 - санитарно-защитная зона ТЭЦ.

В соответствии с п. 5.21 РНД 211.2.01.01-97 для ускорения и упрощения расчетов на каждом предприятии рассматриваются только те выбросы, для которых выполняется соотношение:

$M/ПДК > \Phi$ , где

$\Phi = 0,01H$  при  $H$  более 10 м или

$\Phi = 0,1$  при  $H$  до 10 м

Из 33 загрязняющих веществ расчет рассеивания целесообразен для 25.

Результаты расчёта рассеивания загрязняющих веществ в выбросах ТЭЦ на перспективу (без учета фона) показали, что в ближайших населённых

пунктах концентрации выше 0,05 ПДК имеют место только по пяти загрязняющих веществам: диоксиду и оксиду азота, диоксиду серы, пыли неорганической (2908) и пыли неорганической ниже 20% двуокиси кремния (2909), а также по группам суммарного воздействия: (NO<sub>2</sub>+SO<sub>2</sub>) и пыли. Максимальные приземные концентрации этих веществ без учета фона в расчётных точках жилой зоны представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Расчетные максимальные приземные концентрации выбросов ЗВ в жилой зоне от дымовых труб ТЭЦ

№	Наименование ЗВ	Расчетные точки жилой застройки					
		п. Чапаево	п. Рахат	п. Кок-Кайнар	п. Алгабас	п. Коксай	г. Алматы
		р.т. 1	р.т. 2	р.т. 3	р.т. 4	р.т. 5	р.т. 6
1	Азота диоксид (0301)	0,483	0,440	0,548	0,576	0,529	0,374
2	Азота оксид (0304)	0,039	0,036	0,045	0,047	0,043	0,031
3	Серы диоксид (0330)	0,192	0,175	0,217	0,229	0,210	0,148
4	Углерода оксид	0,005	0,004	0,006	0,006	0,005	0,004
5	Пыль неорганическая 70-20% двуокиси кремния (2908)	0,686	0,600	0,843	0,935	0,788	0,483
8	Группа суммации 0301 Азот диоксид 0330 Сера диоксид	0,675	0,615	0,765	0,805	0,739	0322

Как видно из таблицы 11 максимальные концентрации, создаваемые выбросами в расчётных точках застройки без учета фона не превышают ПДК.

По остальным загрязняющим веществам максимальные приземные концентрации в жилой зоне — ниже 0,05 ПДК.

## 6 Характеристика технологического оборудования

Однотрубный, вертикально-водотрубный котельный агрегат БКЗ-420-140-7с с естественной циркуляцией воздуха предназначен для сжигания углей Карагандинского месторождения.

В качестве резервного топлива может быть использован природный газ Экибастузского месторождения.

Завод-изготовитель: Барнаульский котельный завод. Котел 7-й модификации надежно спроектирован с учетом сейсмичности места установки.

Расчетные характеристики сжигаемого котлом промышленного продукта мокрого обогащения Карагандинских углей:

$A^p=38,7\%$ ;  $w^p=10\%$ ;  $C^p=42,1\%$ ;  $H^p=267$ ;  $S^p=0,9\%$ ;

$O^p=4,9\%$ ;  $N^p=0,7\%$ ;  $O^p=3880$ Ккал/Кг,  $U^p=30\%$ .

В настоящее время на котлах сжигаются угли Экибастузского и Карагандинского месторождений.

Основные характеристики:

а) Экибастузского угля:

- Теплота сгорания -  $Q^p_H = 4125 - 4560$  ккал/кг;

- Влажность -  $W_p = 4,9 - 7,5 \%$ ;

- Зольность -  $A_p =$  до  $40,6\%$  ;

б) Карагандинского угля:

- Теплота сгорания -  $Q^p_H = 4100 - 4400$  ккал/кг ;

- Влажность -  $W_p = 2,8 - 5,2 \%$ ;

- Зольность -  $A_p =$  до  $43 \%$ ;

- Общий выход летучих -  $V_p \sim 30 \%$ .

Краткая характеристика котла[12]:

- паропроизводительность -  $420$ Т/ч;

- видимое теплонапряжение в топке -  $103,5 \times 10^3$  Ккал/м<sup>3</sup>ч;

- давление в барабане котла -  $159$  Кгс/см<sup>2</sup>;

- давление перегретого пара -  $140$  Кгс/см<sup>2</sup>;

- расход концентрата на впрыск -  $12,7$  Т/ч;

- температура перегретого пара -  $560^\circ\text{C}$ ;

- температура питательной воды -  $210^\circ\text{C}$ ;

- температура уходящих газов-  $128^\circ\text{C}$ ;

- температура ядра факела-  $1922^\circ\text{C}$ ;

- температура на выходе из топки-  $1079^\circ\text{C}$ ;

- температура воздуха за II ст. ТВП -  $343^\circ\text{C}$ ;

- температура холодного воздуха -  $30^\circ\text{C}$ ;

- температура воздуха за I ст. ТВП -  $210^\circ\text{C}$ ;

- температура питательной воды за I ст. ВЭ -  $234^\circ\text{C}$ ;

- температура питательной воды за II ст. ВЭ -  $310^\circ\text{C}$ ;

- температура пара за I ст. ГТП -  $378^\circ\text{C}$ ;

- температура пара за ПП-1-  $396^\circ\text{C}$ ;

- поверхность стен топочной камеры и ширм -  $1961$  м<sup>2</sup>;

- поверхность нагрева пароперегревателя (ПП) -  $3168$  м<sup>2</sup>;

- то же водяного экономайзера (ВЭ) -  $4150$  м<sup>2</sup>;

- то же воздухоподогревателя (ПВП) -  $26838$  м<sup>2</sup>;

- ширина котла по осям колонн -  $19,5$ м;

- глубина котла по осям колонн-  $20$ м;

- высота котла -  $42$ м;

- полный вес металла котла -  $2580$  т;

- вес металла под давлением -  $868$  т.

Таблица 17 - Тепловой баланс котла и расход топлива

	Промпродукт		Газ	
	100%	70%	100%	70%
$q_2(\%)$	5,01	4,48	3,76	3,37
$q_3$	0	0	0,5	0,5
$q_4$	5	5	0	0
$q_5$	0,4	0,57	0,4	0,57
$q_6$	0,07	0,07	0	0
$q_7$	89,52	89,88	95,34	95,56
$B, \text{ т/час}$	74,1	51,6	31	21,2

Избыток воздуха:

- Топка - 1,2;
- За ВЭН ст. - 1,23;
- За ВЭГ ст. - 1,25;
- ВЗП1 ст. - 1,28.

Котлоагрегат БКЗ - 420 -140 -7С является газоплотным с применением мембранных трубных панелей и с рядом узлов повышенной надежности и ремонтпригодности.

Унификация конструкции узлов котла дает большие преимущества при заводском изготовлении. Одинаковые узлы повышают технологичность, ускоряют и удешевляют их изготовление.

Компоновка котла построена по «П»- образной схеме.

Топочная камера служит первым восходящим газоходом, в верхней части которого расположены ширмовые пароперегреватели (ШПП). Поворотная камера является горизонтальным газоходом, в котором размещены конвективные части ПП. Конвективная шахта - нисходящий газоход, который делится по газам на два потока - основной и обводной (слева, справа). В основном расположены водяной экономайзер (ВЭ) и трубчатый воздухоподогреватель (ТВП), в обводном газоходе - по два куба ТВП с каждой стороны (ПТВП, предвключенный трубчатый воздухоподогреватель). Обводной газоход с предвключенным ТВП был впервые выполнен по рекомендации Казтехэнерго в 1992 году на к.а. ст. №1. К 2000 году ПТВП выполнен на к.а. ст. №2,3,4,5,6. Предназначение ПТВП — снижение абразивного износа ВЭ и кубов ВЗП за счет снижения скорости газов.

Компоновка котла БКЗ-420-140-7С предусматривает фронтальное расположение горелок. Водяной экономайзер и воздухоподогреватель скомпонованы «в рассечку». Кубы ТВП и блоки ВЭ - I ст. установлены друг на друге и сварены между собой. Для удобства обслуживания входные куба ТВП подвешены к каркасу конвективной шахты (КШ).



Топочная камера открытого типа выполнена из цельносваренных панелей экранной системы. Сечение топки - прямоугольное с размерами в свету 7700x14460 мм. Большой размер соответствует ширине фронтального и заднего экранов. Объем топки - 2660 м<sup>3</sup>. Топка образована экранной системой из труб d 60x6 мм с вваркой между ними полосы 6x20 мм. Шаг экранных труб 80мм, материал - ст. 20.

Видимое теплонапряжение топочного объема 103,5x10<sup>3</sup> Ккал/м<sup>3</sup>

Фронтальной и задней экраны в нижней части образуют скаты холодной воронки. Потолок топочной камеры закрыт панелями фронтального экрана. Задний экран, примерно, с отметки 21,5 м образует аэродинамический выступ вглубь топки до 2,4 м. затем у входного окна топки трубы заднего окна разветвляется таким образом, что с отметки 23,5 м каждая из пяти труб идет прямо до встречи с коллектором заднего экрана, остальные трубы по наклонной тянутся до отметки 30 м, экранируя под и потолок горизонтального газохода. Первая разводка (каждая из пяти труб) образует однорядный фестон с шагом 400 мм, а разводка оставшихся 4 труб в конце горизонтального газохода образует двухрядный фестон S1/S2 = 200/120мм.

Все экранирующие цельносварные поверхности нагрева подвешены с помощью охлаждаемых пружинных подвесок к потолочному перекрытию каркаса. Тяги из труб 76x20 мм ст.20 включены в контур циркуляции.

Расширение топочных экранов происходит вниз и, кроме того, от задней стены к фронту и боковым стенам. Вертикальная ось задней стенки топки является нулевой линией для отсчета температурных удлинений экранной системы в горизонтальной плоскости.

Горизонтальные нагрузки от боковых стен топочной камеры при случайных «хлопках», взрывах в топке воспринимаются основным крепким каркасом котла через пояса жесткости, специальные шарнирные крепления и упоры, которые не препятствуют тепловым расширениям экранов.

Площадь стен топки без горелок - 1314м<sup>2</sup>.

Топочная камера с двумя боковыми экранами горизонтального газохода, его цолом и потолком составляет испарительную часть схемы циркуляции котла. Опускные трубы выполненные в виде стояков из труб 219x18мм. ст.20 и труб 133x13мм ст.20.

На фронте топки в два яруса расположена шесть двухтопочных вихревых горелок. Отметки по осям горелок - 11,35/15,35м. На уровне верхнего яруса на задней стенке расположены шесть сопел заднего дутья. Площадь горелок - 10м<sup>2</sup>.

Барабан котла служит для определения пара из пароводяной смеси, его очистки и приема питательной воды. Барабан представляет из себя горизонтально спроектированный цилиндр со сферическими днищами. Продольная ось барабана параллельно передней части котла.

Характеристика барабана:

Длина цилиндрической части - 16600мм

Диаметр - 1600 мм

Толщина стенки - 112мм

Средний уровень воды находится ниже геометрически расположенной оси барабан - 200мм.

Для предотвращения перепитки котла в б/б установлена труба аварийного слива, позволяющая сбрасывать излишнее количество воды из б/б до среднего уровня. На промывку пара перераспределяется вся имеющаяся питательная вода, которая на выходе из ВЭ значительно не догрета до кипения. Слив питательной воды с промывочного листа двусторонний.

Пароводяная смесь поступающая из экранов, предварительно включенных в начальную ступень испарения (фронтные, задние и боковые экраны, кроме средних боковых панелей), поступают в внутрибарабанные циклоны -64 шт., где происходит отделение пара из пароводяной смеси. Вода, прошедшая сепарацию в циклонах, сливается в водяной барабан. Пар напрямую из циклонов поступает под паропромывочный дырчатый лист и, поднимаясь в паровой объем через слой необходимой питательной воды, очищается от капелек влаги. Досушка пара происходит в паровом объеме барабана путем дальнейшей сепарации. Осушенный пар напрямую проходит через дроссельный лист, обеспечивающий равномерную по всей длине барабана непрерывную работу парового объема- равномерное распределение пара по пароотводящим трубам.

В барабане имеется перфорированная труба раздачи фосфатов для обработки котловой воды. Ввод фосфатов предусмотрен по трубопроводу Ду20 мм. со стороны ввода пара для охлаждения барабана. Также внутри барабана имеются детали крепления внутрибарабанных устройств.

Для сокращения времени и улучшения температурного режима барабана при пусках и остановках предусмотрено устройство парового разогрева и ускоренного расхолаживания, которое состоит из трех распределительных коллекторов :одного верхнего и двух нижних, расположенных вдоль барабана.

Истечение пара из верхнего коллектора, расположенного между промывочным листом и дроссельным потолком в паровом объеме, под углом 45° к продольной оси барабана. А потоки пара на торцах б/б направлены вдоль этой оси. При этом часть погока пара направлена на торцевую перегородку, а часть - на направляющие листы, приваренные к коллектору.

Устройство парового разогрева -два коллектора в водяном объеме - служит для подачи насыщенного пара в б/б из барабанов соседних работающих котлов (40-160Кгс/см. ). Потоки истекающего пара из данных коллекторов направлены вдоль оси барабана, а на торцах - под углом 45° к оси б/б.

Котел снабжен двумя блоками выносных циклонов ( по три в каждом блоке), расположенных по торцам б/б. Выносные циклоны служат сепарационными устройствами второй ступени испарения (средние панели боковых экранов) и выполнены из труб Б426х36 мм., ст.20.

Подвод пароводяной смеси к выносным циклонам осуществляется тангенциально по отношению к внутренней окружности циклона.

Вода отжатая к стенкам, стекает вниз, а пар проходит вверх через дырчатый дроссельный лист, выравнивающий подъемную скорость пара по всему поперечному сечению циклона. Затем пар по перепускным трубам  $\varnothing 133 \times 13$  мм.ст.20 направляется в паровой объем б/б.

Для предотвращения попадания пара в выпускную трубу внизу каждого циклона установлена кресговина, ликвидирующая закручивание воды и образование воронок над входом в выпускную трубу. Подвод котловой воды из б/б к циклонам осуществлен трубопроводами  $\varnothing 133 \times 13$  мм. ст.20.

Схема циркуляции котловой воды для обеспечения требуемого качества пара предусматривает двухступенчатое испарение: чистый и соленый отсеки.

Первая ступень испарения - чистый отсек - барабан, фронтальной, задней и боковые экраны без средних панелей.

Вторая ступень испарения - выносные циклоны и средние панели боковых экранов.

Вся схема циркуляции котловой воды состоит из 16 самостоятельных; секций- контуров, что повышает надежность циркуляции в котле. В схеме циркуляции предусмотрены линии, обеспечивающие нормальный солевой режим:

а) линии мгновенного снижения кратности соледержания воды по ступеням испарения. Они соединяют все водяные объемы выносных циклонов с нижними камерами средних фронтальных блоков:

б) линии, выравнивания соледержания (солевых перекосов) по солевому отсеку. Они соединяют один блок выносных циклонов (водяной объем) с нижней камерой панели контура другого блока циклонов и наоборот. Между линиями снижения кратности соледержания и выравнивания соледержания имеются постоянно действующая перемычка:

Кроме того в схему циркуляции предусмотрен ввод фосфата:

в) линия ввода фосфатов - фосфатирование, которое соединяет узел фосфатирования с б/б, котла. Есть и выводы (отводы) из циркуляционной системы:

г) линии непрерывной продувки. Они соединяют выносные циклоны с расширителями непрерывной продувки:

д) периодическая продувка из нижних точек экранов. Линия соединяет экраны котла с расширителем периодической продувки. Линии используются по указанию дежурного персонала хим. цеха.

Пароперегреватель котла по тепловосприятию радиационного - конвективного типа. Радиационная часть ПП: газоплотные, цельносварные панели из труб  $60 \times 6$  мм. с шагом 100 мм., экранирующие боковые стены горизонтального газохода - переднюю, заднюю стены и потолок верхней камеры опускного газохода, радиационно-конвективная часть: ширмы, размещенные вверху топочной камеры. Конвективная часть - два конвективных пакета, расположенных в горизонтальном газоходе (холодный пакет и ПП 3 и 4 ступени).

Конструктивно ПП выполнен из четырех ступеней и настенного пароперегревателя (цельносварные экранирующие панели пароперегревательного тракта). ПП имеет два симметричных потока пара. Пароперегревательный тракт работает в следующей последовательности. Пар из б/б котла по десяти трубам  $d = 159 \times 14$ , ст.20, поступает в нижние камеры боковых панелей горизонтального газохода. Панели собраны из 46 труб. После них пар по 10 трубам  $d = 159 \times 14$  мм., ст.20, поступает в пять входных камер панелей задней стенок газоплотной части опускного газохода, пройдя эти панели, пар поступает в 6 нижних камер и перебрасывается по ширине газохода. После первой переброски по ширине пар проходит обратным ходом 6 панелей и поступает в 6 нижних камер фронтальной стены опускного газохода и снова перебрасывается по ширине котла, проходит пять панелей и поступает в пять верхних камер панелей опускного газохода. Панели опускного газохода выполнены из труб  $60 \times 6$  мм ст.20 (144 шт.). После панелей опускного газохода пар по 10-ти трубам  $159 \times 14$  мм ст.20 поступает в пять входных камер 219x36мм ст.20 I ст. пароперегревателя, которая состоит из 143-х 2-х ниточных пакетов из труб  $d = 38 \times 4$  мм ст.20 (выходная петля из тр.  $d = 38 \times 4,5$  мм. ст.12X1МФ).

Пройдя 1 ступень ПП противотоком, пар поступает в 5 выходных камер  $273 \times 25$  мм ст.12X1МФ, из них по 10-и тр.  $D = 159 \times 19$  мм ст.12X1МФ пар попадает в два растопочные пароохладители  $d = 325 \times 30$  мм ст. 12X1 МФ. После пароохладителей пар по 8-ми трубам  $d = 159 \times 13$  мм СТ.12X1МФ поступает в восемь фронтальных ширм II ступени ПП, выполненных из тр.  $d = 42 \times 5$  мм ст. 12X1МФ (по 16-ти тр. в каждой панели). Эта ступень ШПП- 1 на котлах ст. №1.-7 по согласованию с заводом и на основании результатов теплотехнических испытаний головного образца котла БКЗ-420-140-7С на ТЭЦ была демонтирована. После растопочного пароохладителя пар по восьми трубам  $159 \times 13$  мм, ст.12x1МФ поступает в два вспыскивающих пароохладителя 1 ступени  $325 \times 30$  мм, ст.12x1МФ, где происходит переброс пара по ширине котла слева направо и наоборот.

После пароохладителей 1 ступени пар поступает в две камеры  $273 \times 25$  мм, ст.12x1МФ, из них в 18 выходных ширм, выполненных из труб  $42 \times 5$  мм ст.12x1МФ по 8 труб в каждой панели. Пар ШПП-П проходит прямооток и после него поступает в 2 камеры  $325 \times 30$  мм, ст.12x1МФ, из которых осуществляется еще один переброс по ширине котла. После этого пар по 10 трубам  $159 \times 13$  мм, ст.12x1МФ поступает в две входные камеры  $273 \times 25$  мм, ст.12x1МФ, 3 ступени ПП(рис.106), расположенной в средней, части горизонтального газохода, проходит 71 трехниточный пакет из труб  $38 \times 6$  мм., ст.12x1МФ и поступает в 2 выходные камеры  $273 \times 25$  мм, ст.12x1МФ. Затем пар по 10 трубам  $159 \times 13$  мм ст.12X1МФ поступает в 2 вспыскивающих пароохладителя 2 ступени  $325 \times 30$  мм, ст.12x1МФ, из которых осуществляется последний переброс пара по ширине котла (из средней правой части в крайнюю левую и из средней левой - в крайнюю правую часть). После пароохладителей 2 ступени пар по 10 трубам  $159 \times 13$  мм, ст.12x1МФ поступает

в 2 входные камеры 273x25мм, ст.12x1МФ 4 ступени пароперегревателя. Пар проходит прямоходом 72 трехниточных пакета из труб 38x5мм, ст.Х18Н12Т и поступает в 2 выходные камеры 273x25мм, ст.12x1МФ, откуда по 10 трубам 159x13мм, ст.12x1МФ направляется в паросборную камеру 325x30мм, ст.12x1МФ. Выход пара из котла односторонний. 3 и 4 ступени ПП - первые по ходу газов пакеты пароперегревателей, конвективной части. 3 ступень - ср. 71 пакет, а 4 - крайние 72 пакета.

Расстояние между пакетами конвективного пароперегревателя порядка 1000мм и в каждом коридоре предусмотрено по 2 лаза на боковых стенах горизонтального газохода, что существенно улучшает условия обслуживания пароперегревателя.

До реконструкции ШПП - 1 на котлах имели место следующие недостатки:

– Пароперегреватель имел повышенное тепловосприятие и температуру пара по ступеням. Температура пара на номинальной нагрузке в ширмах 1 ступени превышала в 1,67 раза расчетную, во 2 ступени в 1,44 раза. Это приводило к росту температуры металла ширм в обогреваемой зоне до 600°С, что выше допустимой. В переходных режимах, несмотря на работу всех впрыскивающих пароохладителей, температура металла ширм на 10-30°С и более превышала предельно-допустимый;

– Рост температуры металла ШПП-1 и ШПП-2 не позволял вести режим работы котла с расчетным избытком воздуха на выходе из топки, работать с тонкостью помола пыли менее 15% по остатку на сите R90, регулировать лопатки горелок на вторичном воздухе на угол более 40°С, все это приводило к росту потерь тепла от мех. недожога на 2-3% от расчетного (5%) и необходимости постоянной работы растопочного впрыска, работа которого недопустима при нормальной эксплуатации котла;

– Анализ повреждаемости котлов показал, что более 70% отказов 1 степени приходится на пароперегреватель, 20% - на первую ступень ширм.

После реконструкции ШПП-1 согласно рекомендаций данных в отчете РСПП «КЭН» после балансовых испытаний котла № 1 вышеперечисленные недостатки были устранены, повысилась надежность работы котлов.

В процессе эксплуатации котлов не допускается превышение температуры перегретого пара более чем на 5 или снижение более чем на 10°С от номинального значения при изменениях нагрузки.

Превышение - резко снижает (примерно в 3 раза, если превышение 10°С) срок службы ПП, снижение температуры перегретого пара ведет к сильному увлажнению пара в последних ступенях турбины, а также к снижению экономичности паросиловой установки.

Устройство регулирования температуры перегретого пара состоит из установок «собственного» конденсата (конденсаторы собственных нужд), конденсатопроводов, узла регулирования впрысков, фильтров (к/а № 1-3) и камер (к/а № 4-7) очистки конденсата, запорно-регулирующей арматуры, пароохладителей и продувочно-дренажных линий.

Для приготовления конденсата отбирается насыщенный пар из барабана и охлаждается в системе труб конденсаторов питательной водой, которая поступает после ВЭ- 1 ступени. Через конденсаторы проходит вся питательная вода. Подвод и отвод ее трубами 133x13 ст. 20. Конденсаторы работают в затопленном режиме. Поверхность блока конденсаторов 33,4м<sup>2</sup>. Блок конденсаторов проходит гидротестирование, как и пароохладители котла на давление 235 кгс/см<sup>2</sup>.

Температура питательной воды до и после: 234°С и 259°С.

Конденсат в пароохладители 1 ступени из узла регулирования впрысков через фильтры (камеры) очистки впрыскивается с помощью паровых эжекторов, установленных в пароохладителях. Вспрыск конденсата в пароохладители 2 ступени за счет падения давления между барабаном и камерами пароохладителей 2 ступени.

Суммарный впрыск конденсатов в пароохладители 1 и 2 ступени при нормальной нагрузке не должен превышать 12,5 т/час (2,37% Д ном), что соответствует снижению температуры перегретого пара в пароохладителях до 15°С.

Для защиты металла ширмовых поверхностей нагрева котла в период растопки применяется растопочный пароохладитель, в котором осуществляется впрыск питательной воды, Забор питательной воды из линии сниженного узла питания котла(СУПа).

Конструкция к/а и двухярусное расположение горелок дают возможность установить газовый способ динамического регулирования температуры перегретого пара изменением условий работы горелок: отключение горелок по высоте топки, перераспределение тепловых нагрузок по отдельным горелкам, закручивание факелов горелок.

Пароохладители рассчитаны на следующие параметры:

а) растопочный -  $P_{раб} = 156 \text{ кгс/ см}^2$ ,  $T_{раб} = 460^\circ\text{С}$ ;

б) 1 ступени -  $P_{раб} = 154 \text{ кгс/ см}^2$ ,  $T_{раб} = 500^\circ\text{С}$ ;

в) 2 ступени -  $P_{раб} = 156 \text{ кгс/ см}^2$ ,  $T_{раб} = 520^\circ\text{С}$ ;

Температура пара (расчетная) до впрыска  $T^1$  и после впрыска  $T^{11}$  имеет следующие значения:

а) 1 ступени –  $T^1_{раб} = 396^\circ\text{С}$ ,  $T^{11}_{раб} = 392^\circ\text{С}$ ;

б) 2 ступени -  $T^1_{раб} = 501^\circ\text{С}$ ,  $T^{11}_{раб} = 490^\circ\text{С}$ ;

Расход впрыскиваемого конденсата по ступеням пароохладителей:

Двпр 1—4,3 т/ч; Двпр 2 = 8,4 т/ч, температура впрыскиваемого конденсата  $T_{впр} = 345^\circ\text{С}$  (значения расчетные).

Система регулирования температуры перегретого пара на к/а № 1-3 снабжена фильтрами отстойниками, на к/а № 4-7 фильтры заменены камерами со сходными функциями. После произведенных сварочных работ фильтры (камеры), подвергаются термообработке и гидравлическому испытанию давлением 235кгс/см<sup>2</sup>.

Конвективная шахта - это основной опускной газопровод с расположенными в нем в «рассечку» водяным экономайзером, трубчатым

воздухоподогревателем и обводной газоход слева и справа к.а. с размещением в них кубов ВЗП, по два куба в каждом. Через обводные газоходы проходят до 16% газов. Забор газов производится за ВЭ 2 ст. и возвращается в горизонтальный газоход. Поверхности нагрева расположены с отг. 6,9м до 28,66м по осям верхних труб «горячего» пакета водяного экономайзера. Поворотная камера, экранированная газоплотными панелями пароперегревателя, занимает объем с отг. 13,37м до 28,66м по верху труб потолочных панелей опускного газохода.

ВЭ - 2 ступени занимает всю глубину КШ, после него конвективная шахта разделяется на 2 симметричных по глубине газохода по 2,1м. Глубина разделительной шахты 1,36м, по ней осуществляется переход воздуха из входных кубов ТВП в нижний куб 1 ступени из верхних кубов 1 ступени во 2 ступень ТВП. В разделительной шахте в ячейке ВЭ -1 ступени установлены элементы каркаса КШ. Ширина КШ до входных кубов 14,2м, а по входным кубам - 15,16м.

Входные кубы ТВП по ширине разбиты на 3 части, в каждой из которых расположены по 2 куба входной части ТВП с размерами (ширина x глубина x высота) 2,1 x 418 x 2,3м. Входные кубы 12шт. из труб 40 x 1,6мм ст.3 выполнены съемными и для лучшей ремонтпригодности подвешены снизу к раме (порталу) каркаса КШ сваркой.

Весь воздухоподогреватель, выполненный из труб 40 x 1,6мм имеет шахматное расположение труб и работает по двух поточной четырех ходовой схеме. Два потока холодного воздуха поступают с фронта и тыла газохода во входные кубы ТВП ( 1 ход). После входных кубов по разделительной шахте, которая служит перепускным воздухопроводом, воздух поступает в нижние кубы 1 ступени ТВП (2 ход). В верхних кубах 1 ступени ТВП осуществляется 3 ход и в кубах 2 ступени - последний, 4 ход подогреваемого воздуха.

Шаги труб воздухоподогревателя  $S_1 = 60\text{мм}$ ,  $S_2 = 42\text{мм}$ . Скорость газов в 1 ступени ТВП - 2м/с, 2 ступени - 12,3 м/с; скорость воздуха в 1 ступени ТВП — 5,1м/с, во 2 ступени - 6м/с (при номинальной нагрузке). 1 и 2 ступени ТВП собраны из одинаковых секций высотой 3,4м, шириной (по осям крайних труб) 2,34м и глубиной 1,806м. Расположение труб - шахматное, шаги труб одного ряда: по глубине 42м, по ширине 60мм. Трубы, как указывалось выше, 40x1,6мм ст.3. По середине куба имеется дополнительная трубная доска. Поверхности нагрева 1 ступени - 18288м<sup>2</sup>, 2 ступени - 8550м<sup>2</sup>. Высота секций входных кубов 2,3м.

Водяной экономайзер выполнен в виде пакетов змеевиков из труб 32x4мм ст.20. Первая по ходу воды ступень ВЭ состоит из 4 блоков — по 2 во фронтальной и задней частях опускного газохода. Каждый блок собран из 51 пакета, а каждый пакет представляет собой 4-х петлевой змеевик. Габариты блока 1 ступени ВЭ: ширина трубной системы 2.103м, длина - 8,04м, высота с опорной рамы - 2,545м, а трубной системы - 1,482м. Камеры ВЭ 1 ступени из труб 219x25мм ст.20, длина 2,503м по торцам донышек.



2 ступень ВЭ состоит также из 4-х блоков. Блок собран из 62 пакетов, 5 петлевых змеевиков и рамы опорной и строповочной. Габариты блока: ширина 2,87м (трубной системы 2,312м), длина трубной системы (без камер) 7,15м и высота блока 1,71м (трубной системы - 1,077м).

Расположение труб ВЭ - шахматное с шагами  $S_1 = 75\text{мм}$ ,  $S_2 = 46\text{мм}$ , по 1 ступени и  $S_1 = 75\text{мм}$ ,  $S_2 = 55\text{мм}$  по 2 ступени. Скорость газов ср. 8,1м/с во 2 ступени и 6,8м/с в 1 ступени ВЭ. Поверхность нагрева 1 ступени ВЭ - 2360м<sup>2</sup>, 2 ступень — 1790м<sup>2</sup>.

Движение подогреваемой среды в поверхностях нагрева, установленных в опускном газоходе. противоточное.

Для подогрева воздуха, подаваемого на ТВП - 1, до 60°С при пусках (особенно в холодное время) в схеме КЦ предусмотрен отбор горячего воздуха после ТВП — 2 котлов на общий коллектор с последующей подачей горячего воздуха с него на всас ДВ растапливаемых котлов.

Конструктивной особенностью конвективной шахты является возможность ремонта змеевиков экономайзера в газоходе. КШ выполнена таким образом, что расстояние между пакетами 1ст. ВЭ и кубами 2ст. ТВП, равное 2000 мм, больше, чем высота пакетов — 1500 мм. Достаточная высота и от кубов первой ступени ТВП до пакетов 1 ст. ВЭ порядка 1000 мм. Высота промежутка между кубами 2 ст. ТВП и блоками ВЭ 2ст. тоже достаточна, порядка 1500 мм. всё это даёт возможность ремонта труб ВЭ по месту, непосредственно в газоходе.

Трубы выходной петли 2ст. ВЭ переходят в панели, экранирующие боковые стены опускного газохода. Так как имеется температурная развертка между этими панелями и соседними пароперегревательными, имеет место их температурные расширения, то трубы экономайзерных панелей закреплены неподвижно относительно пароперегревательных панелей. Нагрузка от обшивки и изоляции этих панелей передаётся на соседние панели через обшивочные швеллеры. Водяной экономайзер 2ст. опирается на балки, подвешенные к задней и передней стенам конвективной шахты. Для уменьшения присосов ТВП 1ст., ВЭ 2ст. и ТВП 2ст. сварены между собой без промежуточных компенсаторов. ТВП 1ст. опирается на раму каркаса опускного газохода и при нагреве вся конвективная шахта расширяется вверх. Верхняя, экранированная часть КШ расширяется вниз. Для обеспечения возможности свободного расширения КШ между экранированной частью ВЭ 2ст. и ТВП 2ст. установлен специальный песочный компенсатор.

Установка механизированного шлакоудаления состоит из следующих основных узлов:

а) шлаковый бункер с гарнитурой и деталями крепления - 4 шт. (котёл ст. № 1-3шт.)

б) шнековый транспортёр с приводом — 4 шт.(котёл ст. № 1 - 3шт.)

Шлаковый бункер, обмурованный изнутри, крепится к экранам холодной воронки

топки и свободно опускается вниз при тепловом расширении топки. Плотность по шлаковому бункеру обеспечивается погружением его низа под уровень воды в гидрозатворе. Для контроля уровня воды в гидрозатворе имеется специальный штуцер из трубы 16x2 мм.

Шнековый транспортёр состоит из корпуса, заполняемого водой, опорной рамы и шнекового вала, вращающегося в текстолитовых подшипниках скольжения. На охлаждение и смазку текстолитовые подшипников скольжения подаётся вода.

Сниженный узел питания (СУП) котлоагрегата.

На котлах применена одноконтурная схема питания.

СУП состоит из следующих основных частей:

- а) питательный трубопровод Ду = 250 мм;
- б) байпас Ду = 100 мм;
- в) линии дренажей Ду = 20 мм.

На этих линиях соответственно установлена следующая арматура:

- а) две задвижки В-411-Э Ду = 100 мм., Рр = 230 кгс/см<sup>2</sup>, р = 230°С;
- б) основной регулирующий клапан Ду = 250 мм. - ВА3-916-250 Э1;
- в) обратный клапан В-420 Ду = 250 мм.(горизонтальный);
- г) задвижка В-405-Э Ду = 100 мм., Рр = 230 кгс/см<sup>2</sup>, р = 230°С;
- д) регулирующий клапан В-428 Ду = 100 мм.;
- е) дренажные запорные вентили Ду = 20 мм.

Байпас Ду = 100 предназначен для работы на пониженных нагрузках. Работа вышеперечисленных регулирующих клапанов шиберного типа допускается с перепадом давлений не более 30 кгс/см<sup>2</sup>.

В процессе эксплуатации на котлоагрегатах ст. № 1-7 РПК- 250 шиберного типа были заменены на РПК-225 дискового типа (разработки Белорусского участка ПО «Союзэнергоавтоматика»)с допустимым рабочим перепадом давления от 0 до 185 кгс/см<sup>2</sup>. Высокая надёжность работы РПК-225 при переходных режимах работы на котле и растопках позволили отказаться от ненадёжного байпаса Ду 65 в схеме СУПа.

Конструкция дискового регулятора РПК-225 предусматривает линию подачи воды на нагрузочный поршень, находящийся на бугеле регулятора, с вентилем, который при всех режимах эксплуатации регулятора должен быть открыт.

Для осуществления химического контроля за качеством котловой и питательной воды, насыщенного и перегретого пара, впрыскиваемого в парохладители конденсата, на котле имеются устройства для отбора проб. Отборы проб предусмотрены из следующих точек:

- а) котловая вода из барабана (водоопускные трубы) - 3 точки;
- б) котловая вода из блоков выносных циклонов (водоопускные трубы) - 2 точки;
- в)насыщенный пар (пароперепускные трубы) - 3 точки;
- г) перегретый пар из магистралей - 1 точка;

д) конденсат из блоков конденсатора (линии отвода «собственного конденсата») - 2 точки;

е) питательная вода на входе в ВЭ - 1 точка;

Пробоотборные линии (Ду 10) изготовлены из нержавеющей стали. Пробоотборная установка состоит из:

а) пробоотборника с зондом;

б) линия отбора, пробы с тремя арматурами по ходу;

в) двухточечных холодильников с линиями подвода и слива технической воды, служащих для охлаждения пробы;

г) корыто слива проб с крышкой.

Пробоотборная установка проходит гидравлическое испытание совместно с котлом на давление 250 кГс/см<sup>2</sup>. Корпус холодильника испытывается на давление 3 кГс/см<sup>2</sup>. Последний по ходу отбора вентиль после холодильника перед корытом является регулирующим. Это игольчатый дроссельный вентиль.

Отборы проб берутся с прямых участков трубопроводов с расстояниями до гибов, переходов, задвижек и др. не менее 10 диаметров и после - 5 диаметров трубопровода.

Для использования при заполнениях, опорожнениях и при работе на котле предусмотрены дренажи, линии сброса, воздушники и продувочные линии.

Сбросная линия предусмотрена из барабана котла (аварийный слив) с арматурой: два запорных вентиля В-403-3 на Ду = 65 для среды с параметрами Pp=230 кГс/см<sup>2</sup>, Tn=350°C .

Дренажи предусмотрены из следующих точек пароперегревателя:

а) пароохладителей растопочных - по одному из каждой камеры с последующим объединением и установкой сдвоенной арматуры;

б) пароохладителей 1 и 2 ступени - по одной линии с последующим объединением в одну линию за каждой ступенью и установкой сдвоенной запорной арматуры;

в) смесительных камер (325x30 мм.) - 4 точки, объединённых в две линии попарно с арматурой;

г) из 10 пароперепускных труб (159x14 мм., ст.20) перед входными (нижними) камерами боковых панелей горизонтального газохода, объединённых в одну линию с каждой стороны котла, и из 6 камер по три с каждой стороны, объединённых в общие линии;

д) выходных (нижних) камер панелей задней стены опускного газохода - 6 точек, объединённых в одну линию;

е) входных (нижних) камер фронтальных пакетов пароперегревателя опускного газохода - 6 точек, объединённых в одну линию;

ж) паросборной камеры - 1 точка, импульсных линий к рабочему и контрольному предохранительным клапанам — 2 точки, все 3 точки объединены в одну линию.

На каждой линии (всего 10 линий и 41 дренажная точка) установлены спаренные запорные вентили типа В-202 на Ду-20 с параметрами среды 140 кГс/см<sup>2</sup> и 570°С.

Все линии объединены в коллектор дренажей пароперегревателя, имеющий общий вентиль Ду-65. Дренажные линии монтируются с уклонами в сторону движения среды.

Дренажи по водяному тракту:

а) из нижних точек экранной системы котла 16 точек в 16 линий с объединением их в линию периодической продувки котла. На этих линиях установлены по два запорных вентиля В-602 на Ду20; на параметры 230 кГс/см<sup>2</sup> и 350°С;

б) из ВЭ 1 ст. - 4 точки в две линии. Вентили В-602 на Ду 20;

в) из конденсатной камеры узла регулирования впрысков - 2 точки до и после задвижки (по одному вентилю), объединённых в одну линию с одним общим вентиляем. Вентили В-602 на Ду20;

г) из фильтров (камер) впрысков - 6 точек (по одному вентилю В-202), объединённых в общую линию с одним общим вентиляем и заведенных в коллектор дренажей пароперегревателя. Дренажи водяного экономайзера и конденсатной камеры заведены в коллектор “нижних точек”.

Воздушники предусмотрены:

а) из барабана (пароперепускные трубы) - 10 точек в одну линию, на которой установлены два запорных вентиля типа В-601 ДуЮ. На котлах ст. № 5,6,7 воздушник барабана смонтирован из трубы 065 мм. со сбросом в расширитель аварийного слива через два вентиля Ду65;

б) из пароперегревателя - смесительные камеры и пароохладители, объединяющиеся общими воздушниками между собой, и пароперепускные трубы из задних панелей и фронтальных пакетов КШ, а также пароперепускные трубы из смесительных: камер в 3 ст, ПП, из 4 ступени в боковые паросборные камеры и из общей паросборной камеры - 62 точки в 18 линий, на которых установлены спаренные паровые запорные вентили типа В-501 на ДуЮ на параметры 140 кГс/см<sup>2</sup>, 570°С;

в) из блоков выносных циклонов - 6 точек в две линии со сдвоенными вентилями типа В-601;

г) из блоков конденсаторов - водоотводящие трубы и ВЭ 2 ст. - 4 точки в две линии, вентили типа В-601 Ду 10.

Все 25 линий объединяются в пучок и выводятся в свое корыто или в корыто пробоотборных линий «гребёнкой».

На котле имеется линия продувки пароперегревателя, которая выводится в атмосферу.

### 2.13. Горелочные устройства.

Котел оборудован шестью двухпоточными вихревыми пылеугольными горелками с регулированием (аксиально-лопаточными аппаратами) крутки вторичного воздуха по внешнему потоку. Горелки расположены на фронтальной стенке в два яруса, по три в каждом ярусе. Для обеспечения плотности

горелки приварены к экранным трубам и при тепловом расширении экранной системы перемещаются вместе с ней. Крайние горелки ярусов имеют поворот оси к центру топки на восемь градусов.

Вихревая пылеугольная горелка конструктивно выполнена с разделением на два канала как потока аэросмеси, так и потока вторичного воздуха. В каждом канале установлены неподвижные аксиально-лопаточные завихрители, а во внешнем канале вторичного воздуха регулируемый аксиально-лопаточный аппарат. Завихрители выполнены с безударным (параллельным) ходом среды с последующим поворотом направления движения этой среды. Неподвижные регистры установлены с углом поворота 45°, причем все лопаточные аппараты одной горелки обеспечивают закрутку или в правую, или в левую сторону.

Пылеугольные горелки оборудованы механическими мазутными форсунками.

Механическая форсунка с длинной штанги 4000 мм. устанавливается в центральной трубе горелки - 219х6 мм. Форсунки крайних горелок нижнего яруса — 2 шт. оборудованы импульсными клапанами с электромагнитным приводом. Импульсные клапаны входят в комплект аппаратуры автоматики защиты котла от погасания факела АЗК-4.

Характеристика пылегазовой горелки:

- а) сечение каналов вторичного воздуха - 0,8283 м<sup>2</sup>;
- б) сечение каналов первичного воздуха - 0,2868 м<sup>2</sup>;
- в) расход вторичного воздуха - 159,5 м<sup>3</sup>/сек.;
- г) расход первичного воздуха - 36,8 м<sup>3</sup>/сек.
- д) скорости первичного и вторичного воздуха - 21,3 м/сек. и 32,1 м/сек.;
- е) расход воздуха на мельнице - 52,5 м<sup>3</sup>/сек.

Таким образом, общий расход воздуха за ТВП 2 ст. составляет - 159,5 + 52,5 + 18 = 230 м<sup>3</sup>/сек. Производительность горелки по углю - 12,35Т/ч.

Из опыта эксплуатации и на основании результатов балансовых испытаний головного образца котла БКЗ-420-140-7с для предотвращения чрезмерного износа каналов и лопаток горелок на котлах ст. № 1-7 были увеличены сечения горелок по первичному воздуху с целью снижения в них скоростей до 16 м/сек против 21-26 м/сек.

Для защиты задней стены от касания факела и обеспечения нормального топочного процесса на котле предусмотрено заднее дутье с расходом воздуха после 2 ст. ТВП 18м<sup>3</sup>/сек. Заднее дутье производится через 6 воздушных горелок, расположенных на задней стенке топки на уровне верхнего яруса горелок фронтальной стены. Устройство состоит из собственно горелки и коробки её крепления. Горелки повернуты к центру топки под углом 45°. Сечение горелок прямоугольное. Сопло горелки может приводиться как в верхнее, так и в нижнее положение по 15° от горизонтальной оси посредством ручного привода с червячной передачей.

Паромазутопроводы котла.

В состав паромазутопроводов в пределах котла входят:

- а) напорный мазутопровод 108х4 мм.;
- б) обратный мазутопровод 89х3,5 мм.;
- в) паропровод собственных нужд — 2 шт. 157х7мм.;
- г) мазуто- и паропроводы подвода среды к механическим форсункам с арматурой и перемычками Ду20 мм.

На линиях подвода мазута и пара установлены соответственно:

- а) мазут - 1 запорный вентиль с ручным приводом и 1 — с электроприводом Ду20.
- б) пар - 2 вентиля с ручным приводом Ду20.

На перемычке между подводами пара и мазута установлен обратный клапан для предотвращения попадания мазута в паровую магистраль собственных нужд и дальше. На подводах мазута к форсункам № 4,6, входящих в систему защиты котла по АЗК-4, установлены импульсные клапаны с электромагнитным приводом.

На прямой и обратной магистрали мазута и на паропроводе к котлу установлены узлы регулирования, включающие в себя соответственно:

- а) напорный мазутопровод - вентиль запорный, вентиль запорный с электроприводом, регулирующий клапан, манометр;
- б) обратный мазутопровод - вентиль регулирующий, манометр, вентиль запорный с электроприводом, запорный вентиль;
- в) паропровод - запорный вентиль, регулирующий клапан, дроссельное устройство, обратный клапан.

Между напорным мазутопроводом и паропроводом имеется перемычка Ду20 с двумя запорными вентилями, между которыми выполнен отвод для ревизии с вентилем. Из обратной магистрали предусмотрен отвод в дренажный коллектор Ду20 с двумя вентилями. Перемычка между магистралями пара и мазута используется для продувки и пропарки мазутопроводов и врезается после обратного клапана на паропроводе и до узла регулирования на мазутопроводе.

Паромазутопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на давление 1,25 раб. и выполняется с уклоном 1:100 в сторону слива. Трубы подвода пара и мазута к форсункам выполнены зигзагообразно для компенсации перемещения форсунок на 180 мм. вниз.

Мазут, подаваемый в мазутопроводы, должен быть отфильтрован в фильтрах с ячейками не более 1 мм.

Гарнитура и обмуровка котла.

Котёл оснащен развитой гарнитурой:

- а) фронтальная стена - 4 лаза Ø520 мм. с фланцем ( КА ст. № 1 - 3 лаза), 22 лючка Ø 120 мм;
- б) задняя стена - 28 лючков Ø 120 мм;
- в)/ боковая стена ( одна другой идентична ) - 5 лазов Ø 520 мм. с креплением; 1 лаз охлаждаемый Ø 520 мм, 14 лючков Ø 120 мм;
- г) конвективная шахта - 20 лазов Ø 520 мм;
- д) потолок - 12 лючков Ø 120 мм.

Таким образом, гарнитура котла обеспечивает доступ ко всем элементам котла через лазы и наблюдение за состоянием факела и элементов котла во время работы.

Два лаза внизу топки служат для подачи в топку ремонтных люлек, лесов и других материалов. Лючки на боковых стенах топки можно использовать для устройства лесов в топке. Лючки на потолке котла предназначены для пропуска грузовых и страховочных канатов люлек и грузоподъёмных механизмов.

Наружные поверхности котла обмурованы. Теплоизоляцией покрыта топочная камера, конвективная шахта и горизонтальный газоход котла. Обмуровка котла перлитная каркасного типа. Теплоизоляцией покрыты все наружные пароперепускные трубы, барабан, питательный трубопровод и паропровод, камеры водяного экономайзера, блоки конденсаторов и выносные циклоны.

В верхней части котла оборудована тепловая камера “теплый ящик”, корпус которой обмурован и имеет два лаза с фронта, по одной двери и четыре лаза с боков (лазы Ø 520 мм). Камеры и трубы, находящиеся в тёплом ящике, не изолированы, что улучшает условия ремонта. Кроме того, верх тёплого ящика выполнен съёмным, что также улучшает и облегчает условия ремонта и монтажа элементов котла, находящихся в тепловой камере.

Изоляция котла выполнена напылением асбоперлитовой массы (возможна замена вулканитовыми плитами).

Каркас выполнен с учётом целей унификации котлоагрегата. Котлы с сухим и жидким шлакоудалением, отличаясь конструкцией топочной камеры, вписываются в один и тот же каркас.

Размеры ячейки котла по каркасу вдоль и поперек 20000x19500 мм.

Каркас топки 10000x19500 мм, а каркас конвективной шахты занимает ячейку 7500x19600 мм, что составляет разрыв ячейки котла по горизонтальному газоходу 2500x19500 мм. Верхняя отметка каркаса по хребтовой балке 40500 мм. Каркас котла состоит из ригелей, 14 колонн, вертикальных и горизонтальных ферм, потолочных перекрытий и представляет собой жесткую пространственную рамную конструкцию.

Жёсткость конструкции обеспечивается:

- а) продольным направлением за счёт наклонных связей;
- б) в поперечном направлении - жёсткостью рамы;
- в) в горизонтальной плоскости - жёсткостью потолочного покрытия и круговых «силовых» 2 площадок, установленных на четырех уровнях.

Все элементы котла подвешиваются к балкам потолочного перекрытия или опираются на портал каркаса конвективной шахты. Барабан котла подвешен к консольной части потолочных балок.

Экранирующие цельносварные поверхности подвешены к каркасу с помощью пружинных охлаждаемых подвесок. Прочность стен топочной камеры обеспечивается горизонтальными поясами жёсткости, установленными по периметру топки, специальными шарнирными



креплениями и упорами, не препятствующие тепловым расширением элементов котла.

## 7 Определение выбросов газообразных загрязняющих веществ расчетными методами

### 7.1 Расчет выбросов оксидов азота

Расчет выбросов оксидов азота для котельных установок с факельным методом сжигания топлива.

Для паровых котлов паропроизводительностью от 30 т/ч и водогрейных котлов тепловой производительностью от 35 МВт (30Гкал'ч) используется следующий расчетный метод.

Суммарное количество оксидов азота NO в пересчете на NO<sub>2</sub> в г/с (т), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котла при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, рассчитывается по соотношению[2]

$$M_{NO_2} = BK_{NO_2} \left[ 1 - \frac{q_4}{100} \right] \beta_1 [1 - \varepsilon_1 r] \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2 \left[ 1 - \eta_{NO_2} \frac{\eta_0}{\eta_1} \right] k_n \quad (1)$$

где В - расход условного топлива, тусл. топл./ч (т усл. топл.);

$V = 6000000 / (24 \times 3600) = 69,444$  г/с;

К - коэффициент характеризующий выход оксидов азота, определяется по п 2.1.1.1, кг/тусл. топл.;

q - потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

q=5 (расчетное значение (5%));

$\beta_1$  - коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива, определяется по п. 2.1.1.2;

$\beta_2$  - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок и равный:

- для вихревых горелок - 1,0

- для прямоточных горелок - 0,85;

$\beta_2 = 1,0$

$\beta_3$  - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления и равный:

- при твердом шлакоудалении - 1,0

- при жидком шлакоудалении - 1,6;

$\beta_3 = 1,6$

$\varepsilon_1$  - коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов на выход оксидов азота в зависимости от условий подачи ил в топку, определяется по п. 2.1.1.3;

Принимаю  $\varepsilon_1 = 0,005$  (при высокотемпературном сжигании твердого топлива и вводе газов рециркуляции во вторичный воздух)

$\varepsilon_2$  - коэффициент, характеризующий уменьшение выбросов оксидов азота (при двухступенчатом сжигании) при подаче части воздуха помимо основных горелок при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом;

$\gamma$  - степень рециркуляции дымовых газов, %;  
 $\eta$  - доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке;  
 $\eta_0, \eta_1$  - длительность работы азотоочистной установки и котла,  
 ч/год;

$k$  - коэффициент пересчета, при расчете валовых выбросов в граммах в секунду  $k=0,278$ ; при расчете выбросов в тоннах  $k_n=10^{-1}$ .

Коэффициент  $K_{NO_2}$  вычисляют по эмпирическим формулам: для котлов паропроизводительностью  $D$ , равной 200 т/ч и более при сжигании газа и мазута во всем диапазоне нагрузок[2]

$$K_{NO_2} = 12 \frac{D_{\phi}}{50 + D_n} \quad (2)$$

где  $D_{\phi}$  и  $D_n$  - номинальная и фактическая паропроизводительность котла соответственно, т/ч;

$$D = 8 \times 420 = 3360 \text{ т/ч}$$

$$K_{NO_2} = 12 \frac{3360}{50 + 3360} = 11,82$$

2.1.1.2 Значения  $\beta_1$ , при сжигании твердого топлива вычисляют по формулам[2]

$$\text{при } \alpha \leq 1,25 \quad \beta_1 = 0,178 + 0,47 N^r, \quad (3)$$

$$\text{при } \alpha > 1,25 \quad \beta_1 = (0,178 + 0,47 N^r) \alpha / 1,25 \quad (4)$$

где  $N^r$  - содержание азота в топливе, % на горючую массу;

$N^r$  - содержание азота в топливе ( $N^r = 1,4$ ) [15].

Избыток воздуха: в топке котла = 1,2 (в соответствии с характеристикой котла)

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \times 1,4 = 0,836$$

При сжигании жидкого и газообразного топлива значения коэффициента  $\beta_1$  принимаются по таблице 18.

Таблица 18 - Значения коэффициента  $\beta_1$

Коэффициент избытка воздуха в топочной камере $\alpha$	$\beta_1$
$> 1,05$	1,0
1,05 - 1,03	0,9
$< 1,03$	0,71

При одновременном сжигании двух видов топлива и расходе одного из них более 90% значение коэффициента  $\beta_1$  следует принимать по основному виду топлива. В остальных случаях коэффициент  $\beta_1$  определяют как средневзвешенное значение по топливу. Для двух видов топлива[2]

$$\beta_1 = \frac{\beta_1' B' + \beta_1'' B''}{B' + B''} \quad (5)$$

где  $\beta_1', \beta_1'', B_1', B_1''$  - соответственно коэффициент и расходы топлива каждой вида на котел.

Значения коэффициента  $\varepsilon_1$  при номинальной нагрузке и степени рециркуляции дымовых газов не менее 20% принимают равными:

- при сжигании газа и мазута и вводе газов рециркуляции в подтопки (при расположении горелок на вертикальных экранах) - 0,0025.

- через щели под горелками - 0,015,

- по наружному каналу горелок - 0,025,

- в воздушное дутье и рассечку двух воздушных потоков - 0,035;

- при высокотемпературном сжигании твердого топлива и вводе газов рециркуляции:

- в первичную аэрозоль - 0,010,

- во вторичный воздух - 0,005;

- при низкотемпературном сжигании твердого топлива  $\beta_1 = 0$ .

При нагрузке меньше номинальной коэффициент  $\beta_1$  умножают на коэффициент  $r$ , определяемый по соотношению [2]

$$r = 0.6 \frac{D\phi}{Dn} + 0.4 \quad (6)$$

Формула (6) справедлива при выполнении условия  $0,5 < D\phi/Dn < 1$

$$M_{NO_2} = 69,444 \times 11,82 \times \left[1 - \frac{5}{100}\right] 0,836 [1 - 0,005] 1,0 \times 1,6 [1 - 0,02 \times 1] \times 0,278 = 273,382 \text{ г/с}$$

$$M_{NO_2} = 2,5 \times 10^6 \times 11,82 \times \left[1 - \frac{5}{100}\right] 0,836 [1 - 0,005] 1,0 \times 1,6 [1 - 0,02 \times 1] \times 0,278 = \\ = 10,17 \times 10^3 \text{ т/год}$$

## 7.2 Расчет выбросов оксидов серы

Суммарное количество оксидов серы  $M_{SO_2}$ , выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами (г/с, т) вычисляют по формуле [2]

$$M_{SO_2} = 0.02 B S' (1 - \eta'_{SO_2}) (1 - \eta''_{SO_2}) (1 - \eta_{SO_2} \frac{nc}{nk}) \quad (7)$$

где  $B$  - расход натурального топлива за рассматриваемый период, г/с (т),

$S'$  - содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

$\eta'_{SO_2}$  - доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле.

$\eta''_{SO_2}$  - доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц;

$\eta_{SO_2}$  - доля оксидов серы, улавливаемых в сероулавливающей установке;

$\eta_{с}$ ,  $\eta_{к}$  - длительность работы сероулавливающей установки и котла соответственно, ч/год.

Таблица 19 - Ориентировочные значения  $\eta'_{SO_2}$  при факельном сжигании различных видов топлива

Топливо	$\eta'_{SO_2}$
Торф	0,15
Сланцы	0,5
Экибастузский уголь	0,02
Для топок с твердым шлакоудалением	0,5
Для топок с жидким шлакоудалением	0,2
Мазут	0,02

Доля оксидов серы ( $\eta''_{SO_2}$ ), улавливаемых в сухих золоуловителях (электрофильтрах, батарейных циклонах), принимается равной нулю. В мокрых золоуловителях МС и МВ эта доля зависит от общей щелочности орошающей воды и от приведенной сернистости топлива  $S^{np}$  [2].

$$S^{np} = \frac{S'}{Q_1} \quad (8)$$

$$S^{np} = \frac{00,158}{0,15} = 0,01053$$

При принятых на тепловых электростанциях удельных расходах воды на орошение золоуловителей 0,1-0,15 дм<sup>3</sup>/нм'  $\eta'_{SO_2}$  определяется по рисунку Д5 Приложения Д.

При совместном сжигании топлива различных видов выбросы оксидов серы рассчитываются отдельно для топлива каждого вида и результаты суммируются.

Примечание: при разработке нормативов предельно допустимых и временно согласованных выбросов (ПДГЗ, ВСВ) следует применять балансово-расчетный метод, позволяющий более точно учесть выбросы диоксида серы. Это связано с тем что сера распределена в топливе неравномерно. При определении максимальных выбросов в г/с используются максимальные значения  $S'$  за прошедший год. При определении валовых выбросов в т/год используются среднегодовые значения  $S'$ .

$$B = 6000000 / (24 \times 3600) = 69,444 \text{ г/с}$$

$$S' = 1,58\% [15]$$

$$M_{SO_2} = 0,02 \times 69,444 \times 1,58(1-0,02) (1-0,15) (1-0 \times 1) = 18,27 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \times 2,5 \times 10^6 \times 1,58(1-0,02) (1-0,15) (1-0 \times 1) = 65 \text{ т/год}$$

Концентрацию оксида углерода в дымовых газах расчетным путем определить невозможно. Расчет выбросов СО следует выполнять по данным инструментальных замеров.

Определение выбросов твердых частиц по данным инструментальных замеров.

Максимальный (г/сек) выброс твердых частиц  $M_{\text{ТВ}}$  поступающих в атмосферу с дымовыми газами, определяется по соотношению

$$M_{\text{ТВ}} = C_{\text{эксп}} V_r^p \quad (9)$$

где  $C_{\text{эксп}}$  - замеренная массовая концентрация твердых частиц в дымовых газах при работе котла на максимальной нагрузке, г/м<sup>3</sup>;

$V_r^p$  - реальный объем дымовых газов, замеренный в том же сечении газохода или рассчитанный по составу топлива при рабочих условиях и работе котла на максимальной нагрузке, м<sup>3</sup>/сек.

При совместном сжигании топлив разных видов расчет максимальных выбросов твердых частиц (г/с) проводится по данным инструментальных замеров, сделанных при работе котла на максимальной нагрузке и максимальной доле (по теплу) наиболее зольного вида топлива.

Валовые выбросы твердых частиц (т) за отчетный период следует определять расчетным методом.

### 7.3 Расчет выбросов твердых частиц

Суммарное количество твердых частиц (летучей золы и несгоревшего топлива)  $M_{\text{ТВ}}$ , поступающих в атмосферу с дымовыми газами котлов (г/с, т), вычисляются по одной из двух формул [2]:

$$M_{\text{ТВ}} = B \frac{A'}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} a_{\text{ун}} (1 - \eta_2) \quad (10)$$

или

$$M_{\text{ТВ}} = 0,01 B (a_{\text{ун}} A' + q_4 \frac{Q_1'}{32680}) (1 - \eta_3) \quad (11)$$

где  $B$  - расход натурального топлива, г/сек (т),

$A'$  - зольность топлива на рабочую массу;

$a_{\text{ун}}$  - доля золы, уносимой газами из котла (доля золы топлива в уносе);

$\eta_3$  - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях, с учетом залповых выбросов;

$\Gamma_{\text{ун}}$  - содержание горючих в уносе, %;

$q_4$  - потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

$Q_1'$  - низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

32680 - теплота сгорания углерода, кДж/с/кг.

Принимаю значения величин:

$\alpha_{ун.} = 0,8$  – доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами;

$A_p = 27,6\%$  – зольность топлива на рабочую массу;

$q_4 = 1,5\%$  – потери теплоты с уносом от механической неполноты сгорания топлива;

$Q_{н.р.} = 18171$  кДж/кг – низшая теплота сгорания рабочего топлива;

$\eta_3 = 0,8$  – степень улавливания твердых частиц в золоуловителях;

$B = 69444$  г/с – расход натурального топлива.

$$M_{ТВ} = 0,01 \times 69,444 \times (0,8 \times 0,276 + 0,015 \times 18171 / 32680) \times (1 - 0,8) = 31,8 \text{ г/с};$$

$$M_{ТВ} = 0,01 \times 2,5 \times 10^6 \times (0,8 \times 0,276 + 0,015 \times 18171 / 32680) \times (1 - 0,8) = 11,4 \text{ т/год};$$

4.2.2 Количество летучей золы ( $M_3$ ) и г/с (т), входящее в суммарное количество твердых частиц, уносимых в атмосферу, вычисляют по формуле

$$M_3 = 0,01 B a_{ун} A' (1 - \eta_3) \quad (12)$$

4.2.3. Количество твердых частиц ( $M_3$ ) в г/с (т), образующихся в топке в результате механического недожога топлива и выбрасываемых в атмосферу в виде коксовых остатков при сжигании твердого топлива, определяют по формуле:

$$M_k = M_{ТВ} - M_3 \quad (13)$$

**П р и м е ч а н и е** - При определении максимальных выбросов в г/с используются максимальные значения  $A'$  за прошедший год. При определении валовых выбросов в т используются среднегодовые значения  $A'$ .

$$\Sigma M = 273,382 + 18,27 + 31,8 = 323,45 \text{ г/с}$$

#### 7.4 Расчет объема сухих дымовых газов

Объем сухих дымовых газов при нормальных условиях рассчитывается по уравнению [2]

$$V_{cr} = V_r^0 + (\alpha - 1)V^0 - V_{H_2O}^0 \quad (14)$$

где  $V^0, V_r^0, V_{H_2O}^0$  - соответственно, объем воздуха, дымовых газов и водяных паров при стехиометрическом сжигании одного килограмма ( $1 \text{ нм}^3$ ) топлива,  $\text{нм}^3/\text{кг}$  ( $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ ).

Для твердого и жидкого топлива расчет выполняют по химическому составу сжигаемого топлива по формулам

$$V^0 = 0.0889(C^r + 0.375S_{op+x}^r) + 0.265H^r - 0.0333O^r \quad (15)$$

Принимаю значения используемых величин:

$$C^r = 80\% [15]$$

$$S_{op+x}^r = 1,58\% [15]$$

$$H^r = 4,9\% [15]$$

$$O^r = 7,3\% [17]$$

$$V^0 = 0,0889(80+0,375 \times 1,58) + 0,265 \times 4,9 - 0,0333 \times 7,3 = 8,22 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$V_{H_2O}^0 = 0.111H^r + 0.0124W^r + 0.0161V^0 \quad (16)$$

Влажность -  $W_p = 4,9 - 7,5 \%$

Принимаю среднее значение, равное 6,2%.

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \times 4,9 + 0,0124 \times 6,2 + 0,0161 \times 8,22 = 0,753 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$V_r^0 = V_{RO_2} + V_{N_1}^0 + V_{H_2O}^0 = 1.866 \frac{C^r + 0.375S_{op+x}^r}{100} + 0.79V^0 + 0.8 \frac{N^r}{100} + V_{H_2O}^0 \quad (17)$$

где  $C^r, S_{op+x}^r, H^r, O^r, N^r$  - в соответствии с порядком содержание углерода, серы (органической и колчеданной), водорода, кислорода и азота в рабочей массе топлива, %

$W^r$  - влажность рабочей массы топлива, %.

Избыток воздуха: в топке котла=1,2 (в соответствии с характеристикой котла)

Принимаю значения величин:

$$N^r = 1,4\% [15]$$

$$V_r^0 = 1,866 \frac{80 + 0,375 \times 1,58}{100} + 0,79 \times 8,22 + 0,8 \frac{1,4}{100} + 0,753 = 8,76 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$V_{ct} = 8,76 + (1,2 - 1) \times 8,22 - 0,753 = 9,651 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

## 7.5. Расчет высоты источника выброса (трубы)

Минимальная высота одиночного источника выброса (трубы)  $H$  (м), если установлены значения  $M$  (г/с),  $\omega_0$  (м/с),  $V_1$  (м<sup>3</sup>/с),  $D$  (м), в случае  $\Delta T \approx 0$  определяется по формуле [6]:

$$H = \left[ \frac{A \times M \times F \times D \times \eta}{8 \times V_1 \times (\text{ПДК} - C_\phi)} \right]^{\frac{3}{4}}, \quad (18)$$

где  $A$  – коэффициент температурной стратификации; для Республики Казахстан  $A=200$ ;

$M$  – масса вредного вещества, выбрасываемого в единицу времени, т/с;

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;

$\eta$  - коэффициент рельефа местности;

$\eta=1$  для ровной поверхности;

$V_1$  – расход газовой смеси, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta T = T_{TB} - T_{OC}$  , °C

$\Delta T = 128 - 23 = 105$  °C

D = 6 м

$$V_1 = \frac{\pi \times D^2}{4} \times W_0 = \frac{3,14 \times 6^2}{4} \times 9,651 = 272,73 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Рассчитаем H по формуле (18).

$$H = \left[ \frac{200 \times 273,38 \times 1 \times 6 \times 1}{8 \times 272,73 \times (0,3 - 0,15)} \right]^{\frac{3}{4}} = 178,14 \text{ м}$$

$$v'_m = 1,3 \frac{V_0 D}{H} = 1,3 \frac{9,651 \times 6}{178,14} = 0,422;$$

Проверим условие [6]

$$H_{золь} > \omega_0 \sqrt{\frac{10D}{\Delta T}} \quad (19)$$

$$178,14 > 15 \times \sqrt{\frac{10 \times 6}{105}}$$

$$178,14 > 11,338$$

$$H_{np} = \sqrt{\frac{A \times M \times F \times \eta}{(\text{ПДК} - C_{\phi}) \times \sqrt[3]{V_1 \Delta T}}}, \quad (20)$$

$$H_{np} = \sqrt{\frac{200 \times 273,38 \times 1 \times 1}{(0,3 - 0,15) \sqrt[3]{272,73 \times 105}}} = 176,81 \text{ м}$$

Т.к. условие не выполняется, то предварительные значения минимальной высоты трубы определяется по формуле [6]:

$$f = 1000 \times \frac{\omega_0^2 \times D}{H_{np}^2 \times \Delta T} \quad (21)$$

$$f = 1000 \times \frac{9,651^2 \times 6}{176,81^2 \times 105} = 0,170$$

$$v'_m = 1,3 \times \frac{\omega_0 \times D}{H_{np}} \quad (22)$$

$$v'_m = 1,3 \times \frac{9,651 \times 6}{176,81} = 0,42$$



$$\nu_m = 0,65 \times \sqrt[3]{\frac{V_1 \times \Delta T}{Hnp}} \quad (23)$$

$$\nu_m = 0,65 \times \sqrt[3]{\frac{272,73 \times 105}{176,81}} = 3,542$$

$$f_e = 800 \times (\nu'_m)^3 \quad (24)$$

$$f_e = 800 \times (0,42)^3 = 59,27$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \times \sqrt{f} + 0,34 \times \sqrt[3]{f}} \quad (25)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \times \sqrt{0,17} + 0,34 \times \sqrt[3]{0,17}} = 1,1132$$

$n = 1$ , т.е.  $f < 100$   $\nu_m \geq 2$ .

Т.к.  $m \neq 1$  то определим второе приближенное  $H_2 = H$  по формуле [6]

$$H_2 = Hnp \times \sqrt{m \times n} \quad (26)$$

$$H_2 = 176,81 \times \sqrt{1,1132 \times 1} = 186,54 \text{ м}$$

Находим  $m_2$  и  $n_2$

$$f = 1000 \times \frac{\omega_0^2 \times D}{H_2^2 \times \Delta T} \quad (27)$$

$$f = 1000 \times \frac{9,651^2 \times 6}{186,54^2 \times 105} = 0,152$$

$$\nu'_m = 1,3 \times \frac{\omega_0 \times D}{H_2} \quad (28)$$

$$\nu'_m = 1,3 \times \frac{9,651 \times 6}{186,54} = 0,4$$

$$\nu_m = 0,65 \times \sqrt[3]{\frac{V_1 \times \Delta T}{H_2}} \quad (29)$$

$$\nu_m = 0,65 \times \sqrt[3]{\frac{272,73 \times 105}{186,54}} = 3,477$$

$$f_e = 800 \times (\nu'_m)^3 \quad (30)$$

$$f_e = 800 \times (0,4)^3 = 51,2$$

$$m_2 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \times \sqrt{f} + 0,34 \times \sqrt[3]{f}} \quad (31)$$

$$m_2 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \times \sqrt{0,152} + 0,34 \times \sqrt[3]{0,152}} = 1,1233$$

$$H_3 = H_2 \times \sqrt{\frac{m_2 \cdot n_2}{m_1 \cdot n_1}} \quad (32)$$

$$H_3 = 186,54 \times \sqrt{\frac{1,1132 \times 1}{1,1233 \times 1}} = 186,61 \text{ м}$$

Это значение является окончательным.

## **8 Основные направления по снижению воздействия теплоэлектроцентрали на окружающую среду**

Планы мероприятий по охране окружающей среды и экологической безопасности включают в себя работы по[8]:

- рациональному использованию природных ресурсов;
- внедрению передовых технологий с целью снижения уровня загрязнения окружающей среды всеми видами отходов (газообразными, жидкими, твердыми);
- совершенствованию действующих технологических процессов;
- строительству новых или модернизации (реконструкции) существующих очистных сооружений (установок);
- переход с твердого топлива на газ;
- наладка режимов работы котельных агрегатов (параметров температуры и избытка воздуха в топке котла);
- возврат части уходящих газообразных вредных веществ в топку котла.

Снижение выбросов загрязняющих атмосферу веществ в большинстве случаев ведется двумя путями: подавление показателей вредных веществ в процессе сжигания топлива и улавливания из дымовых газов.

К решению проблемы минимизации выбросов в атмосферу для соединений серы существуют два основных подхода при сжигании органических топлив:

а) очистка от токсичных соединений серы продуктов сгорания топлива (сероочистка дымовых газов);

б) извлечение серы из топлива перед его сжиганием. В современном мире по этому вопросу уже накоплен определённый технологический опыт, а именно следующие методы:

а) уменьшение коэффициента избытка воздуха (так можно добиться снижения содержания окислов азота на 25-30%, уменьшив коэффициент избытка воздуха с 1,15 - 1,20 до 1,03);

б) разрушение окислов до нетоксичных составляющих.

Рекомендации по снижению выбросов оксидов серы выполнены с целью, обеспечение режима работы мокрой ступени золоулавливающих установок котлоагрегатов для снижения эмиссий диоксида серы.

Разработка мероприятий по снижению эмиссий диоксида серы продиктованы необходимостью соблюдения требований Экологического Кодекса РК, Техническим регламентом «Требования к эмиссиям в

окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах тепловых электрических станций» Постановление Правительства Республики Казахстан от 14 декабря 2007 года № 1232.

В данной работе разработаны мероприятия по достижению уровня эмиссий диоксида серы до величин, определенных Техническим регламентом конкретно для каждого типа котлоагрегата с привязкой к виду и качеству топлива.

Согласно действующим НТД эмиссии диоксида серы в дымовых газах котлоагрегатов могут определяться эмпирически. С 2013г. этот основной показатель, характеризующий выбросы диоксида серы, должен определяться только инструментальным методом.

При выполнении работы выявлено, что уже на сегодняшний день при содержании  $S^p$  в поступающем топливе в пределах  $0,5 \div 0,65$  % уровень эмиссий диоксида серы на всех котлах меньше норматива, установленного в Техническом регламенте как на период до 01.01.2012г., так и с 01.01.2013г., учитывая: содержание серы в топливе, поступающем на ТЭЦ может увеличиваться от 0,55 до 1,0 %; требование органов экологии по снижению выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ).

Проработка мероприятий по снижению уровня эмиссий диоксида серы является обязательной.

Характеристика процесса образования сернистого ангидрида в топках котлов и улавливания его в мокрых золоуловителях:

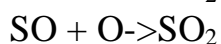
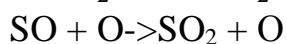
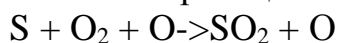
При сжигании твердых и жидких топлив происходят сложные физико-химические изменения как в органической, так и в неорганической частях топлива.

В твердом топливе сера находится в трех формах - органическая, колчеданная, сульфатная. Органическая сера входит в состав сложных высокомолекулярных органических соединений. Колчеданная сера содержится в виде двусернистого железа  $Fe_2S$  и пирита  $FeS_2$ . Сульфатная сера присутствует в топливе в виде солей

различных металлов.

В процессе горения сера претерпевает сложные превращения и меняет форму химических соединений. Окисление соединений, содержащих серу, проходит через ряд стадий с образованием промежуточных относительно простых веществ, в том числе свободных радикалов. Соединения серы в результате горения в процессе многостадийных реакций превращаются в оксиды серы, причем около 99% составляют сернистый ангидрид  $SO_2$ .

Основные реакции образования сернистого ангидрида:



Сернистый ангидрид - бесцветный газ с характерным резким запахом, сильно раздражающий слизистые оболочки глаз и дыхательных органов.

В мокрых золоуловителях помимо процесса золоулавливания протекают также химические процессы поглощения из дымовых газов окислов серы  $SO_2$  и  $SO_3$ . Это поглощение происходит за счет растворимости окислов в воде с образованием кислот, взаимодействия окислов (кислот) с солями жесткости воды и с щелочами золы. Эффективность улавливания окислов серы зависит в основном от расхода и общей щелочности орошающей воды и от приведенной сернистости топлива при принятых на ТЭС удельных расходах воды на орошение.

Республика Казахстан обладает огромными залежами углей Экибастузского, Карагандинского, Шубаркольского и других месторождений. Тепловые электростанции являются основным потребителем этого топлива.

Качество Экибастузского угля, который используется как основное топливо на ТЭЦ, значительно упало, в связи с прекращением селективной выработки и усреднением вынимаемых слоев.

Дымовые газы, образующиеся в процессе горения топлива, удаляются через 2 дымовые трубы, высотой по 129 м каждая, диаметром устья 6,0 м (дымовая труба №1) и диаметром устья 6,6 м (дымовая труба №2). Котлы ст. № 1 - 4 подсоединены к дымовой трубе № I, ст. №5 -7 - к дымовой трубе № 2.

Перед поступлением в дымовые трубы дымовые газы проходят очистку в мокрых золоуловителях - эмульгаторах нового поколения со степенью очистки 99.5%.

Дымовые газы после котла через газоходы поступают в нижнюю часть корпуса скруббера и входят в инициатор эмульгирования (параллелепипед), где происходит их интенсивная закрутка в лопаточном аппарате. Орошающая вода подается по подводящей трубе орошения в каждый параллелепипед. При взаимодействии воды с вращающимся газовым потоком, выходящим из лопаточного аппарата, происходит образование пенного вращающегося слоя, который накапливается над лопатками. Вращение слоя способствует его турбулизации, повышая межфазную контактную поверхность и ее обновляемость. Повышенное давление во вращающемся пенном слое за счет действия центробежных сил обуславливает устойчивое существование только мелких пузырей пены, что многократно увеличивает поверхность контакта фаз и интенсификацию процессов тепломассообмена, чему также способствует противоточное движение (газ - жидкость). Замедление вращения пены (эмульсии) в пристенной зоне, а также в верхних слоях на выходе в свободный объем является причиной возникновения интенсивных радиальных вихрей, которые также способствуют интенсификации процессов теплообмена, а значит и глубокой очистке газов.

Отработанная жидкость с уловленной золой (пульна) сливается через лопаточные аппараты (параллелепипед) в нижнюю наклонную часть скруббера и через гидрозатвор поток поступает в канал гидрозолоудаления.

Дымовые газы после очистки в эмульсионном слое поступают в кольцевой каплеуловитель, где, потерявшие вращательную скорость газы, дополнительно закручиваются для сепарации водяных капель из дымовых

газов. Для предотвращения коррозии газового тракта после золоуловителя осуществляется подогрев очищенных дымовых газов путем присадки к ним горячего воздуха. После подогрева очищенные газы через газоход подаются на всас дымососов и далее в дымовую трубу.

Преимущества батарейного эмульгатора II поколения характеризуются:

- максимальным контактом сред, обеспечивающим прохождение химической реакции оксидов серы золы и воды с понижением диоксида серы в уходящих газах на 10%. Дальнейшее снижение диоксида серы возможно искусственным повышением щелочности орошающей воды;

- увеличением степени золоочистки при оптимальной нагрузке котла выше 99,3 %; +0,2 -0,1;

- надежностью, обусловленной конструкцией установки и применением для завихрителя и каплеуловителя — титана;

- надежностью конструкции кольцевых каплеуловителей;

- исключением брызгоуноса на любых нагрузках;

- относительной простотой монтажа (монтаж блоками в существующие корпуса);

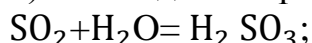
- простотой в эксплуатации (установка не требует постоянного контроля и специальных операций);

- отсутствием специальных сопел и форсунок, требующих настройки и регулирования;

- низким требованием к содержанию твердых примесей в орошающей воде.

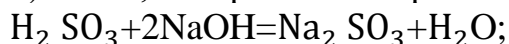
Для повышения щелочности, осветленной на золоотвале воды, подаваемой насосами гидрозолоудаления (НГЗУ) в эмульгаторы котлов, используется имеющийся на станции едкий натр NaOH (применяется на химводоочистке в схеме обессоливающей установки):

1) Необходимо сернистый газ растворить в воде.



При взаимодействии сернистого газа с водой, в результате образуется сернистая кислота.

2) Затем, нейтрализовать раствор, добавляя едкий натрий.



При взаимодействии сернистой кислоты, образуется соль сульфита натрия.

Техническая характеристика батарейного эмульгатора II поколения:

1. Производительность котла - 380 т/ч;

2. Удельный расход орошающей воды - 0,12 кг/нм<sup>3</sup> (86 т/ч) ;

3. Расход дымовых газов на входе в ЗУУ - 780 тыс. м<sup>3</sup>/ч ;

4. Молекулярный эквивалент NaOH - 40;

5. Удельный вес NaOH - 1,45 кг/л;

6. Щелочность осветленной воды (минимум) - 0,6 мг-экв/л;

7. Подщелачивание до -10 мг-экв/л;

8. В работе котлоагрегатов - 6 шт.

Расход едкого натра при максимальной нагрузке котлов в экстремальных условиях составит:

$$G_{\text{NAOH}} = 86 \cdot 6 \cdot (8,0 - 0,6) \cdot 40 / 1,45 = 105 \text{ л/час}$$

Суточный запас едкого натра:

$$V = 105 \cdot 24 = 2,5 \text{ м}^3$$

Рекомендации по введению в эксплуатацию оборудования:

1) Выбор Оборудования

– Для обеспечения суточного запаса едкого натра необходимо установить емкость не менее  $V = 2,5 \text{ м}^3$ ;

– Дозирование едкого натра производить в коллектор насосов гидрозолоудаления подачи осветленной воды на эмульгаторы, для чего установить насос-дозатор производительностью 100 л/час,  $10 \text{ кг/см}^2$ , т.е. НД-100/10;

– Учитывая, что работа схемы предусматривается только в экстремальных случаях - насос-дозатор установить без резерва;

– Управление насоса-дозатора предусмотреть местное. Автоматизацию схемы не предусматривать;

– Подачу щелочи в бак запаса осуществлять автотранспортом.

– Трассировку напорного трубопровода выполнить по месту с учетом существующей эстакады трубопроводов и опор;

– Установку оборудования выполнить в соответствии с планом расположения оборудования па общей раме.

Целью дозирования щелочи (сода каустическая NAOH) является снижение эмиссий диоксида серы на мокрой ступени золоулавливающих установок - эмульгаторах 2 поколения котлоагрегатов ст. №№ 1 - 7.

Эмульсионное состояние золо-водяной среды, образующиеся при взаимодействии воды с вращающимся газовым потоком, выходящим из лопаточного аппарата является идеальным - максимально-возможным контактом сред. Повышение щелочности исходной осветленной воды обеспечивает более глубокую реакцию с диоксидом серы газов с образованием сульфита натрия - твердого вещества, удаляемого с уловленной золой. Количество выбрасываемого диоксида серы в газах снижайся.

Для выполнения работы по уменьшению эмиссий диоксида серы необходимо: произвести визуальный осмотр состояния оборудования, арматуры и трубопроводов; кратковременно прокрутить насос - дозатор на холостом ходу; опрессовать бак щелочи водой под залив; открыть арматуру на всасе насоса - дозатора (Щ1); открыть арматуру на напоре насоса - дозатора (Щ2), на входе в коллектор НГЗУ (Щ3), на сброс (Щ5). Затем необходимо включить насос - дозатор в работу, зафиксировать истечение воды на сброс через Щ5 и выключить насос - дозатор, закрыть вентиль Щ5, открыть вентиль Щ4, включить насос - дозатор в работу до полной откачки воды из бака. Расчетное время откачки - 24 часа. После отключения схемы устранить все выявленные дефекты.

Режим - наладочные испытания:

1. В расходный бак щелочи залить расчетное количество соды каустической  $V = 4,5 \text{ м}^3$ , доставка осуществляется в соответствии проектом - автотранспортом.

2. Зафиксировать фактическое оборудование, находящееся в работе и резерве, необходимые параметры: котлоагрегаты, насосы осветленной воды, насосы гидрозолоудаления, общий расход осветленной воды, расход осветленной воды по коллектору НГЗУ (В I)

3. Произвести инструментальные замеры выбросов оксида серы по установленным пробоотборным точкам на напорах дымососов и щелочность исходной воды.

4. Включить схему дозирования щелочи - открыть вентиль на всасе насоса - дозатора (Щ1), на напоре насоса - дозатора (Щ2), на коллекторе НГЗУ Щ3 Щ4, включить насос — дозатор щелочи.

5. Произвести замеры выбросов оксида серы по котлам (см.п.3) через 4, 8 часов после включения насос - дозатор в работу.

6. Результаты замеров, выводы и рекомендации оформить отчетом о проделанной работе. Режим работы системы гидрозолоудаления остается без изменений.

При производстве работ необходимо выполнение техники безопасности, а именно: работы проводить по наряду либо распоряжению, обязательное применение средств индивидуальной защиты при работе с щелочью:

- спец одежда с пропиткой КЦС;
- защитные очки;
- каска;
- спец.обувь;
- на рабочем месте аптечка;

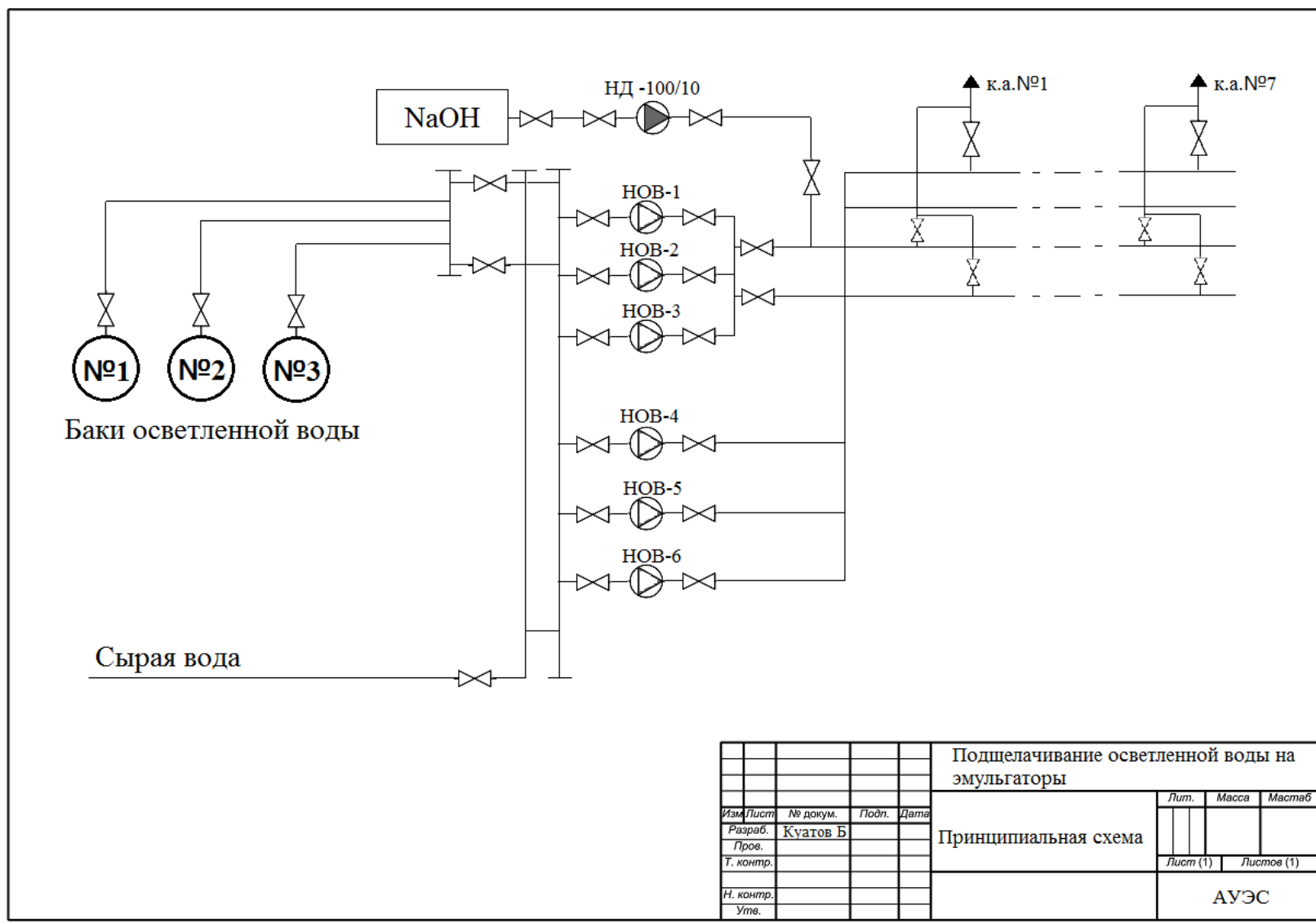


Рисунок 2 - Схема подщелачивания осветленной воды на эмульгаторы с целью снижения эмиссий диоксидов серы



## 9 Безопасность жизнедеятельности

### 9.1 Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для резервуаров с нефтью, нефтепродуктами

#### 9.1.1 Общие положения

9.1.2 В настоящем сборнике даны рекомендации по определению максимальных выбросов вредных веществ в атмосферу (г/сек) и валовых выбросов (т/год) для проведения работ по нормированию выбросов.

9.1.3 Методические указания предназначены для промышленных предприятий и организаций нефтехимической промышленности Республики Казахстан.

### 9.2 Расчетные методики определения выбросов

#### 9.2.1 Резервуарные парки

9.2.2 Резервуары с нефтью, легкими нефтепродуктами и ароматическими углеводородами

#### 9.2.3 Расчет выбросов углеводородов (суммарно)

Годовые потери углеводородов из индивидуального резервуара или группы одноцелевых резервуаров определяются суммированием квартальных потерь, которые рассчитываются по формуле[18]:

$$P_{\text{рез}}^{\text{кв}} = V_{\text{кв}}^i \times \frac{P_{\text{нас}}^{\text{г.п.}}}{P_{\text{атм}}^{\text{г.п.}}} \times \rho_{\text{ср}}^{\text{г.п.}} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times 10^{-3}, \text{ т} \quad (33)$$

где:  $V_{\text{кв}}^i$  - объем нефтепродукта, поступающего в резервуар или в группу одноцелевых резервуаров за соответствующий квартал,  $\text{м}^3$ ;

$P_{\text{нас}}^{\text{г.п.}}$  - давление насыщенных паров углеводородов в газовом пространстве резервуара при среднеквартальной температуре газового пространства резервуара, мм рт.ст;

$P_{\text{атм}}^{\text{г.п.}}$  - среднее барометрическое давление в газовом пространстве резервуаров (приблизительно равно атмосферному давлению), мм рт.ст;

$\rho_{\text{ср}}^{\text{г.п.}}$  - средняя плотность паров нефтепродуктов(мазута) в газовом пространстве резервуара при среднеквартальной температуре газового пространства,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$K_1$  - опытный коэффициент, определяющий удельные потери углеводородов в зависимости от среднеквартальной оборачиваемости резервуаров (рисунок 3);

$K_2$  - коэффициент, учитывающий наличие технического оборудовани сокращения потерь от испарения и режим эксплуатации резервуара (таблица 20);

$K_3$  - коэффициент, учитывающий уровень воздействия климатических условий на испарение (таблица 20).

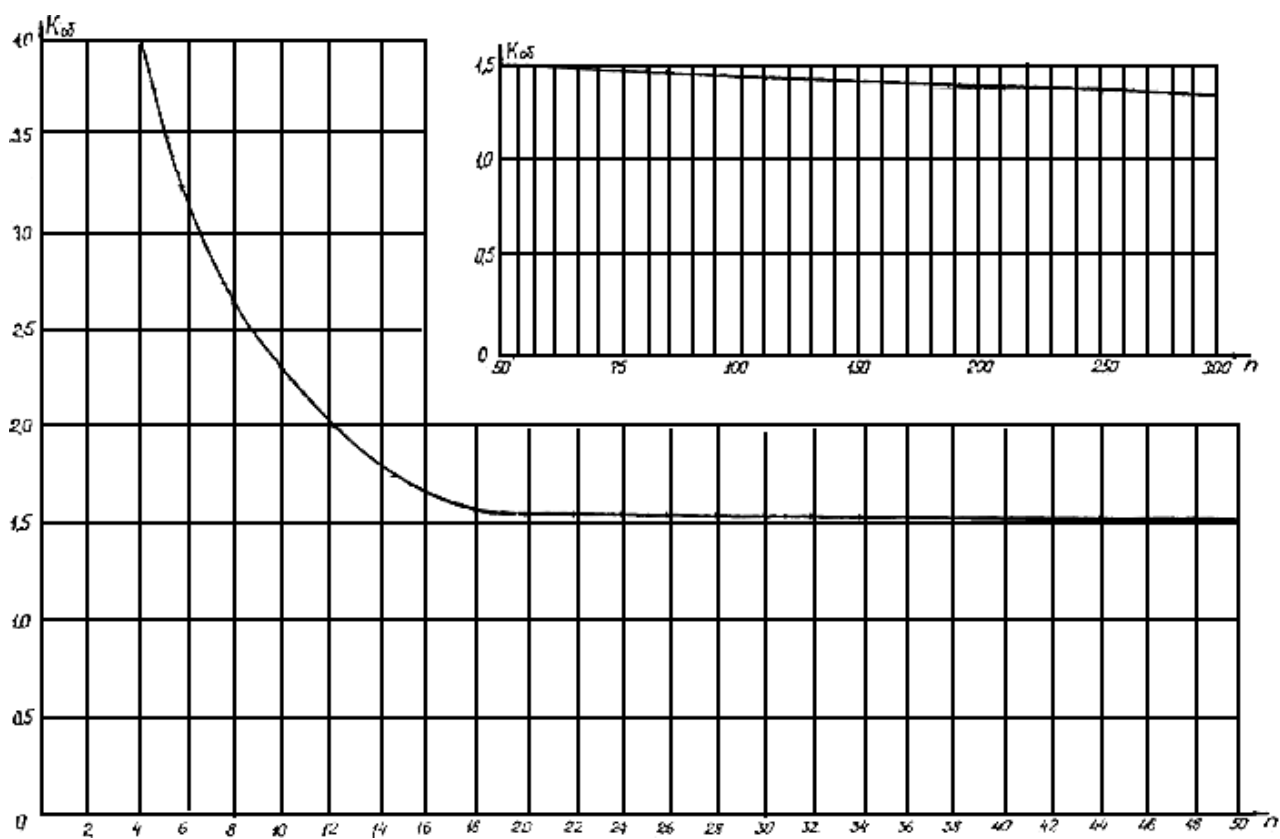


Рисунок 3 - График зависимости коэффициента  $K_1$  от среднеквартальной оборачиваемости резервуаров

Таблица 20 - Значения коэффициента  $K_2$

Эксплуатация резервуара	Наземные металлические резервуары			Подземные железобетонные резервуары	
	без оснащения техническими средствами и снижения потерь	оснащен понтоном или плавающей крышей	включен в газопроводную систему	без оснащения техническими средствами снижения потерь	включен в газопроводную систему
Резервуар используется как "Мерник"	1	0,2	0,2	0,8	0,1
То же, но с открытыми люками или снятыми дыхательными клапанами	1,1	0,25	1,1	0,9	0,9
Резервуар используется как "буферная емкость"	0,1	0,05	0,05	0,15	-
То же, но с открытыми люками или со снятыми	0,15	0,07	0,2	0,2	-

дыхательными клапанами					
------------------------	--	--	--	--	--

Таблица 21 - Значения коэффициента  $K_3$

Квартал	Климатическая зона			
	северная	средняя	южная	Средняя Азия
1	2	3	4	5
II, III	1	1,14	1,47	1,72
I, IV	1	1	1	1

Для индивидуальных ароматических углеводородов для всех кварталов и климатических зон  $K_2 = 1$ .

Среднеквартальная оборачиваемость равна [18]:

$$n = \frac{V_{KB}^i}{V_{рез}} \quad (34)$$

где:  $V_{рез}$  - объем резервуара или группы одноцелевых резервуаров,  $m^3$ ;

Значения среднеквартальной температуры газового пространства резервуара  $t_{ср.}^{г.п.}$ , необходимой для определения давления насыщенных паров принимаются: для I и IV кварталов [18]

$$t_{ср.}^{г.п.} = \frac{t_H - t_B}{2}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (35)$$

для II и III кварталов

$$t_{ср.}^{г.п.} = 0,7t_H + 0,3t, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (36)$$

где  $t_H$  - среднеквартальная температура нефтепродукта в резервуаре,  $^\circ\text{C}$ ;

$t$  - среднеквартальная температура атмосферного воздуха,  $^\circ\text{C}$ .

Давление насыщенных паров нефтепродуктов (ДНП) принимается по данным ЦЗЛ предприятий, которые проводят периодическое определение давления насыщенных паров нефтепродуктов по ГОСТ 1756-52 (бомба Рейда) для аттестации товарных нефтепродуктов. По графику  $P_{нас.}^{г.п.} = f(t)$  (рисунок 4) исходные значения ДНП ( $P_{нас.}^{г.п.}$ ) приводятся к среднеквартальной температуре газового пространства [18].

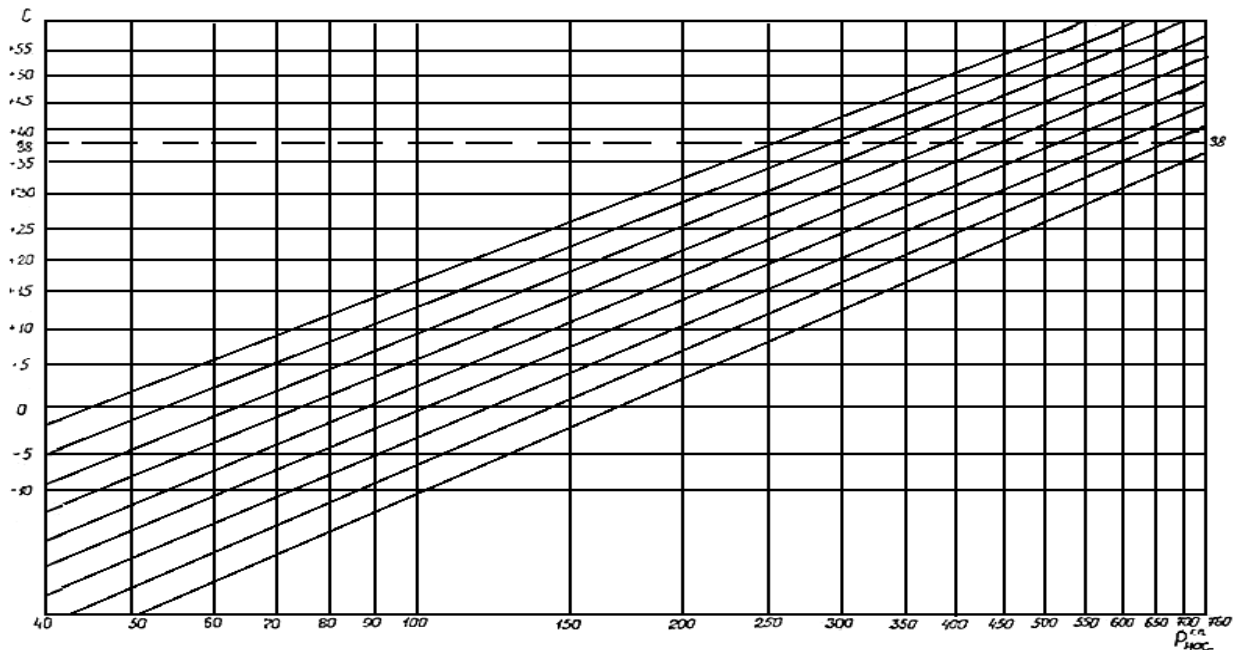


Рисунок 4 - График  $P_{\text{нас.}}^{\text{г.п.}} = f(t)$

Таблица 22 - Давление насыщенных паров органических соединений в зависимости от температуры

$P = A - \frac{B}{T}$ / 1 /	$P$ - давление насыщенного пара, мм рт.ст;
$P = A - \frac{B}{T+C}$ / 2 /	$T$ - абсолютная температура $t$ - температура, °C

Определяем выбросы углеводородов от резервуаров с мазутом за теплый период года. За теплый период в резервуарный парк поступило  $2000 \text{ м}^3$  мазута, суммарный объем резервуаров  $3000 \text{ м}^3$ . Средняя температура мазута за теплый период  $+52 \text{ }^\circ\text{C}$ , средняя температура воздуха за теплый период  $+18 \text{ }^\circ\text{C}$ . [19]

Определим температуру газового пространства резервуаров:

$$t_{\text{ср.}}^{\text{г.п.}} = 0,7 \times 52 + 0,3 \times 18 = 41,8^\circ\text{C}$$

Для мазутов найдем весовую концентрацию насыщенных паров при  $t_{\text{ср.}}^{\text{г.п.}} = 41,8 \text{ }^\circ\text{C}$  (рисунок 5)

$$C_{\text{в}}^{\text{г}} = 60 \text{ г/м}^3$$

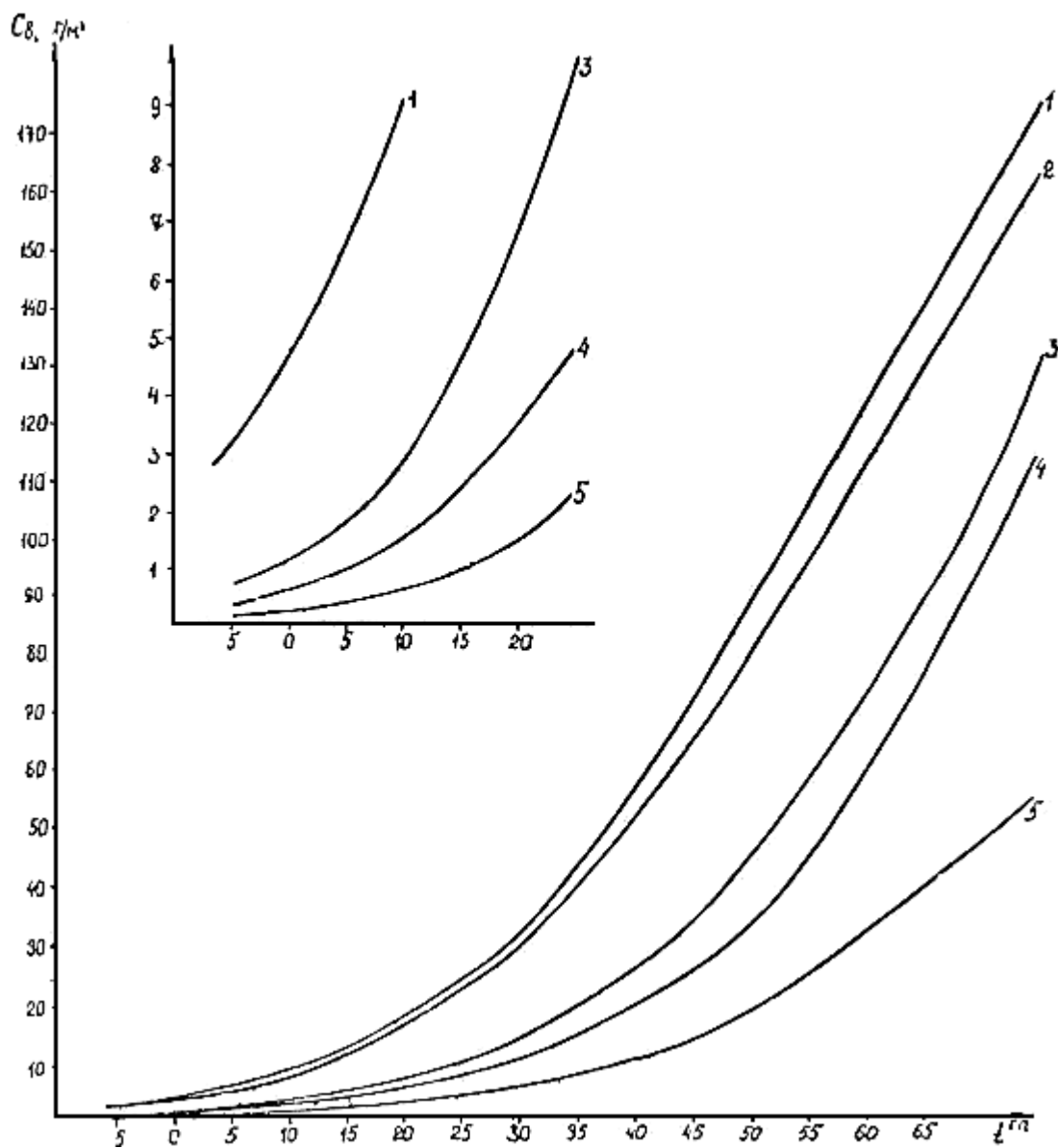


Рисунок 5 - Весовые концентрации насыщенных паров для различных нефтепродуктов(где 1 - керосин, 2 - лигроин, 3 - дизельное топливо, 4 - мазут, 5 - масла, присадки)

Оборачиваемость резервуаров за 6 наиболее теплых месяцев года (II и III кварталы):

$$n = \frac{3000}{2000} = 1,5$$

Коэффициент при  $n=1,5$   $K_1=1,6$  (рисунок 3). Поскольку резервуары используют как "мерники" и не имеют технических средств сокращения потерь,  $K_2 = 1$ .

$$П_{рез}^T = 2000 \times 60 \times 1,6 \times 1 \times 10^{-6} = 0,192 \text{ т}$$

### 9.3 Расчет выбросов вредных веществ в случае аварийного разлива

Количество нефти (нефтепродукта), оставшейся после применения нефтесборного устройства (НСУ) рассчитывается по формуле[22]

$$M = (V_1 \times K_1 + V_2 \times K_2) \times \rho, \text{ кг} \quad (37)$$

где  $V_1$  – объем разлива в обваловании,  $\text{м}^3$ ;  $V_2$  – объем разлива за обвалованием,  $\text{м}^3$ ;

$K_1$  и  $K_2$  – коэффициенты неэффективности НСУ;

$\rho$  – плотность нефти (нефтепродукта),  $\text{кг}/\text{м}^3$  (плотность мазута 0,89-1  $\text{г}/\text{см}^3$ )

$$M = (1000 \times 0,5 + 2000 \times 0,5) \times 0,89 = 1390 \text{ кг}$$

Понижающий коэффициент к паспортной (номинальной) производительности НСУ изменяется от 0,05 до 0,9. В том случае, если он не определен производителем НСУ, принимаются следующие значения коэффициента эффективности: 0,85 – для сорбционных и адгезионных НСУ; 0,5 – для пороговых НСУ; 0,05 – для вакуумных, перистальтических НСУ и насосов с трубчатыми и(или) щелевыми нефтесборщиками[22].

Для случая, если пролив произошёл на землю, то часть нефти (нефтепродуктов) впитается в грунт[22]:

$$V_{\text{гр}} = F_{\text{гр}} \times h, \text{ кг} \quad (38)$$

где  $V_{\text{гр}}$  – объем нефтезагрязненного грунта,  $\text{м}^3$ ;

$F_{\text{гр}}$  – площадь нефтезагрязненного грунта,  $\text{м}^2$ ;

$h$  – средняя глубина пропитки грунта (0,2 м),

$$V_{\text{гр}} = 1000 \times 2 = 2000 \text{ м}^3$$

С учетом его нефтеемкости (при влажности грунта 20%) масса впитавшейся нефти (нефтепродукта) (т.е. которая не будет собрана сорбентами при их использовании) будет равна [22]:

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \times \rho \times V_{\text{гр}}, \text{ кг} \quad (39)$$

где  $\rho$  – нефти (нефтепродукта),  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$K_{\text{н}}$  – коэффициент нефтеемкости грунта.

$$M_{\text{вп}} = 0,15 \times 0,89 \times 2000 = 267 \text{ кг}$$

Масса нефти (нефтепродукта), подлежащая сбору сорбентами, определяется как разность масс нефтепродуктов, оставшаяся после применения НСУ, и нефтепродуктов, впитавшихся в грунт:

$$M_{\text{н}} = M - M_{\text{вп}}, \text{ кг} \quad (40)$$

$$M_{\text{н}} = 1390 - 267 = 1123 \text{ кг}$$

Горение жидкости в резервуаре без его разрушения или вытекании в обваловку (Нср рассчитано):

Валовый выброс загрязняющих веществ определяется по формуле

$$M = K_j \times m_j \times S_{cp} \times T_3 / 1000 \text{ т/год.} \quad (41)$$

где  $m_j = 72,0 \text{ кг/м}^2/\text{час}$  - скорость выгорания нефтепродукта;

$K_j$  - удельные выбросы вредных веществ при горении нефти и нефтепродуктов на поверхности ( $K_j$ , кг/кг). Для диоксида серы = 0,0278.

$S_{cp} = 10000 \text{ м}^2$  - средняя поверхность зеркала жидкости;

$T_3 = (16,67 \times V_{ж}) / (S_{ср} \times L) = 0,883 \text{ час.}$  (53 мин., 0 сек.) - время существования зеркала горения над грунтом;

$V_{ж} = 6,253 \text{ м}^3$  - объем нефтепродукта в резервуаре (установке);

$L = 1.18 \text{ мм/мин}$  - линейная скорость выгорания нефтепродукта.

$$M = 0,0278 \times 72,0 \times 10000 \times 0,883 / 1000 = 17,67 \text{ т/ год}$$

Горение нефтепродукта - комбинированное. Валовые выбросы загрязняющих веществ при горении в грунте и на поверхности суммируются. Максимально-разовый выброс выбирается максимальный.

Максимально-разовый выброс загрязняющих веществ определяется по формуле [22]

$$G = K_j \times m_j \times S_{ср} / 3,6 \text{ г/с.} \quad (42)$$

Валовый выброс загрязняющих веществ определяется по формуле

$$M = 0,6 \times K_j \times K_n \times P \times B \times S_r \text{ т/год.} \quad (43)$$

где  $K_n = 0,15 \text{ м}^3/\text{м}^3$  - нефтеемкость грунта данного типа и влажности;

$P = 0,950 \text{ т/м}^3$  - плотность разлитого вещества;

$B = 0,25 \text{ м}$  - толщина пропитанного нефтепродуктом слоя почвы;

Влажность грунта – 70.00 %;

$S_r = 10000 \text{ м}^2$  - средняя площадь пятна жидкости на почве.

$$M = 0,6 \times 0,0278 \times 0,15 \times 0,950 \times 0,25 \times 10000 = 5,94 \text{ т/год.}$$

Вывод: для уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу, производимых от мазутохранилищ, необходим контроль за максимально возможной герметизации баков, процессов заполнения(слива) топлива. Во избежание аварийных разливов нефтепродуктов следует проводить мониторинг состояния оборудования не реже одного раза в квартал.

## 10 Экономическая часть

### 10.1 Определение капитальных затрат

Капитальные затраты — это общая сумма стоимости устанавливаемого оборудования, транспортно-заготовительных расходов и затрат на монтаж и демонтаж оборудования. Расчёт капиталовложений приведен в таблице 23.

Насосы дозирочные НД – предназначен  
ы для перекачивания в нормальных условиях нейтральных, химически активных, агрессивных, токсичных, горючих и содержащих вредные вещества всех классов опасности жидкостей (в том числе сжиженных газов), пары которых могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси[20].

Выбран насос-дозатор производительностью 100л/час, 10 кг/см<sup>2</sup>, т.е. НД-100/10 (НД 1,0-100/10 К 14, где 1,0-категория точности дозирования взрывозащищенное исполнение) по цене 24500руб(127000тг)[20].

Емкость V = 2,5 м<sup>3</sup> для щелочи по цене 80000 (415 200тг).

Стоимость основного оборудования:

$$(127000+415200) \times 8 = 4\,337\,600 \text{ тг}$$

Таблица 23 – Расчёт капитальных затрат

Категория	Стоимость			
		используемого	устанавливаемого	
	%	Тыс. тенге	%	Тыс.тенге
Основное оборудование	-	6886,5	-	4337,6
Неучтенное оборудование	10%	688,65	-	-
Итого		7575,15	-	4337,6
Транспортно-заготовительные расходы, затраты на монтаж и демонтаж	10%	757,515	25%	1084,4
Инструмент, приспособления, инвентарь	3%	227,25	3%	130,1
Всего		8559,91		5552,1

В соответствии с таблицей 2 капиталовложения (размер требуемых инвестиции) составят величину:

$$K = 8559,91 + 5552,1 = 14112,01 \text{ тыс. тг}$$



## 10.2. Расчёт амортизационных отчислений

Текущая стоимость используемых под проект зданий и сооружений берется в размере 40% от всего вновь устанавливаемого и используемого оборудования (таблица 23).

$$(8559,91+5552,1) \times 0,4 = 5664,8 \text{ тыс.тг}$$

Расчет амортизационных отчислений выполняется на вновь устанавливаемое и используемое оборудование, транспорт и инструменты (таблица 24).

Нормы амортизации оборудования приняты по общепринятым данным. Амортизационные отчисления получены умножением стоимости на норму амортизации. Все расчёты приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет амортизационных отчислений

Вид основных фондов	Норма амортизации, %	Стоимость, тыс. тенге	Сумма амортизации, тыс. тенге
(1)	(2)	(3)	$\frac{(2) \times (3)}{100}$
Здания, сооружения	1,2	5664,8	67,73
Оборудование (таблица 23)	8,3	6886,5+4337,6=11224,1	931,6
Транспорт (таблица 23)	12,5	757,515+1084,4=1841,91	230,23
Инструменты (таблица 23)	50	227,25+130,1=357,35	178,675
Итого:		19088,16	1408,24

Таким образом, сумма амортизационных отчислений за год составляет 1408,24 тыс. тенге.

## 10.3 Расчет фонда заработной платы

Списочное количество основных рабочих принимается из расчёта  $\frac{1}{130}$  от общей стоимости всех основных фондов, которая выражена в тыс.тенге. Полученный результат округляется в меньшую сторону до целого. В нашем случае: 6 человек

Списочное количество вспомогательных рабочих принимается из расчёта  $\frac{1}{3}$  от списочного количества основных рабочих. Полученный результат округляется в меньшую сторону до целого:

$$6/3 = 2 \text{ человек (вспомогат. рабочие)}$$

Таблица 25 – Расчёт годового фонда заработной платы (ЗП)

Работники	Списочное число, чел.	Средний оклад, тыс. тенге	Годовой фонд ЗП, тыс. тенге
(1)	(2)	(3)	(2)×(3)×12
Основные рабочие	6	100	7200
Вспомогательные рабочие	2	75	1800
Руководители, специалисты	2	150	3600
Итого:	10	X	12600

Списочное количество руководителей и специалистов принимается из расчёта 1/5 от списочного количества основных и вспомогательных рабочих 2 человек.

Полученный результат округляется в меньшую сторону до целого, но не должен быть меньше 3. Расчёт тарифного фонда заработной платы основных рабочих, вспомогательных рабочих, руководителей и специалистов выполнен путём перемножения списочного количества на их должностной месячный оклад и на количество месяцев в году. В таблице 25 приведен расчёт годового фонда заработной платы. Таким образом, годовой фонд оплаты всех работников составляет 12600 тыс. тенге.

#### 10.4 Расчёт стоимости электроэнергии, тепла и воды

Годовая потребность в электроэнергии оценивается исходя из 2530 кВт/час, приходящихся на 1 работника

$$2530 \times 10 = 25300 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Годовая тепловая потребность проекта оценивается исходя из 20 Гкал, приходящихся на 1 работника

$$20 \times 10 = 200 \text{ Гкал}$$

Годовая водопотребность проекта оценивается исходя из 45 м<sup>3</sup>, приходящихся на 1 работника

$$45 \times 10 = 450 \text{ м}^3$$

На основании потребности в электроэнергии, тепла и воды, рассчитана их стоимость в текущих тарифах. Расчёт приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчёт стоимости электроэнергии, тепла и воды

Вид ресурса	Расход	Тариф, тг.	Сумма, тг
(1)	(2)	(3)	(2)×(3)
Электричество	2530	16,02	40530,6
Тепло, Гкал	200	4357,61	871520
Вода	450	232,5	104625
Итого:			1016675,6

### 10.5 Расчёт расходов на содержание и эксплуатацию оборудования

Расходы на содержание (услуги сторонних организаций) и эксплуатацию оборудования (стоимость материалов для обслуживания) принимаются равными 6% и 4% соответственно от зарплаты вспомогательных рабочих[14].

Отчисления на текущий ремонт оборудования принимаются 10% от зарплаты вспомогательных рабочих. Отчисления на капитальный ремонт оборудования принимаются в размере 4.5% от суммарной стоимости оборудования, инструментов и транспорта (таблица 27). В единый социальный взнос берется 38% от заработной платы.

Амортизация инструментов, оборудования и транспортных средств рассчитана в таблица 24, а зарплата вспомогательных рабочих в табл. 25.

Все расчёты сведены в таблице 27.

Таблица 27 – Расчёт расходов на содержание и эксплуатацию оборудования

№	Статья затрат	Сумма, тыс. тенге
1	Амортизация инструментов, оборудования и транспортных средств (таблица 24)	$178,675+230,23+931,6=1408,24$
2	Капитальный ремонт	$19088,16 \times 0,045=858,96$
3	Зарплата вспомогательных рабочих (таблица 25)	1800
4	Единый социальный взнос: $(25) \times 11\%$	198
5	Услуги сторонних организаций $(25) \times 6\%$	108
6	Стоимость смазочных, обтирочных материалов для оборудования: $(25) \times 4\%$	72
7	Текущий ремонт: $(25) \times 10\%$	180
	Итого:	4625,2

### 10.6 Расчёт расходов на содержание аппарата управления, зданий и сооружений

Расчёт заработной платы руководителей, специалистов и служащих, которые входят в аппарат управления приведен в таблице 25.

Расчёт единого социального взноса аналогичен предыдущему[14].

Содержание зданий и сооружений принимают равным 4%, на текущий и капитальный ремонт — 10% и 2.7% соответственно от их стоимости (таблица 28). Расходы на охрану труда приняты в размере 1000 тенге на одного работающего. Все результаты расчётов сведены в таблице 28.

Таблица 28 - Расчёт расходов на содержание аппарата управления, зданий и сооружений.

Статья расходов	Сумма, тыс. тенге
Зарплата аппарата (таблица 25)	3600
Единый соц. взнос (11%)	$3600 \times 0,11 = 396$
Амортизация зданий и сооружений (таблица 24)	67,73
Содержание зданий, сооружений (4%)	$5664,8 \times 0,04 = 226,59$
Текущий ремонт (10%)	$5664,8 \times 0,1 = 566,4$
Капитальный ремонт (2.7%)	$5664,8 \times 0,027 = 152,94$
Охрана труда	600
Итого	5409,66

### 10.7 Расчёт себестоимости

Стоимость сырья и материалов определяется исходя из количества отходов, поступающих на переработку, номинального фонда времени и стоимости единицы сырья, принимаемой равной  $14000 \times 5,19 = 72660$  тг/т.

Календарный фонд времени (365 дней)

Стоимость сырья и материалов составит:

$$2,4 \times 365 \times 72660 = 63650,16 \text{ тыс. тенге}$$

Транспортно-складские расходы составляют 9% от стоимости сырья и материалов, а прочие расходы — 1.2% от суммы всех предыдущих расходов в таблице 29 [14]. Теперь на основании выполненных выше расчётов затрат можно определить полную себестоимость продукции экологического проекта.

Этот расчёт включает статьи, приведенные в таблице 29.

Таблица 29 – Расчёт себестоимости

№	Статья расходов	Сумма тыс. тенге
1	2	3
1	Сырьё и материалы отходов	63650,16
2	Транспортно-складские расходы: (1)×9%	5728,51
3	Стоимость электроэнергии, тепла и воды	1016675,6
4	Зарплата основных работников	7200
5	Единый социальный взнос: (4)×11%	792
6	Содержание и эксплуатация оборудования	4625,2
7	Здания и аппарат управления	5409,66
8	Прочие расходы ((1)+(2)+...(7)) ×1,2 %	13304,41
	Итого	1122005,8

Вывод: на основании расчетов затрат на покупку, установку и эксплуатацию оборудования, амортизационные издержки, выплату зарплат, стоимость электроэнергии, воды, прочих расходов, итоговая сумма необходимых инвестиций составляет 1122005,8 тыс.тг.

## Заключение

В процессе выполнения данного дипломного проекта был проведен анализ текущего состояния и показателей валовых выбросов загрязняющих веществ, согласно документации ТЭЦ, анализ результатов лабораторных исследований и производственный экологический контроль за состоянием вод, почв, атмосферного воздуха произведен расчет выбросов вредных веществ исходя из количества сжигаемого на станции угля.

Для проектируемого способа очистки разработана принципиальная схема подщелачивания осветленной воды, направляемой насосами на эмульгаторы при помощи добавления едкого натра. В результате данных рекомендуемых внедрений будет снижение объемов выброса оксидов серы в атмосферу.

Также был проведен расчет выбросов мазутохранилищ станции, с целью повышения уровня безопасности жизнедеятельности персонала станции.

Оценка эффективности реализации данного проекта производилось на основе расчета затрат на покупку, установку и эксплуатацию оборудования, амортизационные издержки, выплату зарплат, стоимость электроэнергии и прочих расходов.

В итоге проведенной работы, поставленные в данном проекте, задачи были выполнены полностью.

## Список литературы

- 1 Белов СВ., Барбинов Ф.А., Козьяков А.Ф., Павлихин Г.П., Сивков А.С., Терехин А.С. Охрана окружающей среды. М.: Высшая школа, 1983.
- 2 Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных (Приложение №4 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. №100 –п )
- 2 А.С. Носков, М.А. Савинкина, Л.Я. Анищенко « воздействие ТЭС на окружающую среду и способы снижения наносимого ущерба».
- 3 Техническая документация БКЗ 420-140-7с.
- 4 Алияров Б.К. Освоение сжигания экибастузского угля на тепловых электростанциях. Алматы: Гылым, 1996.
- 5 А.В. Гиль, А.С. Заворин, С.В. Красильников, С.В. Обухов, А.В. Старченко Исследование аэродинамики и горения в топке котла БКЗ-420-140 применительно к вариантам замещения проектного топлива// Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 1.
- 6 Т.С. Санатова, С.Е. Мананбаева. Экология и устойчивое развитие. Методические указания и задания к расчетно-графической работе для студентов всех специальностей - Алматы: АУЭС, 2010 - 26 с.
- 7 Внуков А. К. Защита атмосферы от энергообъектов. Справочник. - М.: Энергоиздат, 1992.
- 8 В.И. Беспалов, С.У. Беспалова, М.А. Вагнер - Природоохранные технологии на ТЭС, - Томск: Изд-во ТПУ, 2007.
- 9 РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС».
- 10 РНД 211.2.01.01-97 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» (ОНД-86)
- 11 Экологический кодекс Республики Казахстан
- 12 <http://www.mosenergoinform.ru/kotel/bkz.htm>
- 13 [http://www.sergeysetrov.narod.ru/Projects/Boiler/REDUCTION\\_SURGE\\_SULPHURS\\_And\\_NITROGEN.htm](http://www.sergeysetrov.narod.ru/Projects/Boiler/REDUCTION_SURGE_SULPHURS_And_NITROGEN.htm)
- 14 Методические указания к расчётно-графической работе по дисциплине Экономика природопользования для бакалавров с направлением подготовки «Экология, охрана окружающей среды и сбалансированное природопользование» / Сост.: А.Н. Гороховский, Л.В. Сиренко. – К.: НТУУ. КПИ., 2013. -36 с.
- 15 <https://articlekz.com/article/5924>
- 16 <http://znaesh-kak.com/x/a/v/сернистый-ангидрид>
- 17 [https://ru.wikipedia.org/wiki/Экибастузский\\_угольный\\_бассейн](https://ru.wikipedia.org/wiki/Экибастузский_угольный_бассейн)
- 18 Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221, Приложение 2.
- 19 <https://kazhydromet.kz/ru/city/25>

20 [http://shelf-1.ru/dozirovochnye\\_nasosy\\_nd](http://shelf-1.ru/dozirovochnye_nasosy_nd),

21 Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху (Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 января 2012 года № 168).

22 Тучкова О.А., Гасилов В.С. Разливы нефти и нефтепродуктов. Часть 1: основные положения разработки Планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов // Вестник технологического университета, 19, 21, 69-72 (2016).