

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловых энергетических установок

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
к.т.н. доц. Кибарин А.А.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

_____ « _____ » _____ 2016г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Модернизация ТЭУ установкой
водогрейной котельной повышенной эффективности
на примере ТЭУ-1 АД «АлЭС»

Специальность БВ071700 - «Теплоэнергетика», специализация ТЭС

Выполнил (а) Картамова К.Е. ТЭС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель к.т.н., доцент Кибарин А.А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

к.э.н., профессор Жарамисов С.Г.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 09 » июня 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель Мамандарова С.Е.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 1 » июня 2016 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

к.т.н., доцент Кибарин А.А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 10 » июня 2016 г.
(подпись)

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

Нормоконтролер: ст. преп. Саят М.М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « _____ » _____ 2016 г.
(подпись)

Рецензент: доц. каф. КУ АД «АлЭС» ТЭС-2 Мерзиев А.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « _____ » июня 2016 г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет теплоэнергетический
Специальность теплоэнергетика
Кафедра тепловое электрическое оборудование

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Карманова Манна Сатман кызы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Модернизация ТЭУ установкой вращающихся котлов повышенной эффективности на примере ТЭУ-1 АО «АлЭС»

утверждена приказом ректора № 148 от «19» апреля 2015 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

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

Вращающийся котел ПТВМ-100, их характеристики и результаты экспериментальных исследований. Характеристики двух ветвей экранов.

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

В дипломном проекте рассмотрены вопросы модернизации вращающегося котла ПТВМ-100 на примере ТЭУ-1 АО «АлЭС».

Представлен графический материал, составлен конструктивный и тепловой-химический балансы, результаты тепловых расчетов котла ПТВМ-100 до и после модернизации по сравнению с компьютерной программой Boiler Design.

В разделе БМД рассмотрено условие труда в вращающемся котельном цехе и влияние работы котельного оборудования на окружающую и атмосферную среду.

В экономической части выполнен расчет инвестиций, эффекта и определена целесообразность данного проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Генеральной маши Т-75-1 АО «АвТС»
- Продольный разрез котла ПТВМ-100
- Видовый разрез котла ПТВМ-100
- Гидравлические схемы котла ПТВМ-100.

Рекомендуемая основная литература

1. Довригин Т.И., Шелогин Б.А., Мотокорев А.В., Мельников Ю.В. Расчет котловых агрегатов с увеличивающейся скоростью циркуляцией продуктов: Учеб. пособие / ГОУ ВПО «Самарский гос. техникум. Утвержденный учебник В.И. Мелано». - Самара, 2007. - 220 с.
2. Писарев М.И., Краев А.Б., Лавинин Г.М., Радков Ю.И. Учебное пособие котлового котла большой мощности, М-П., издательство «Академия», 1984, 168 с.
3. Методы расчета котловых агрегатов (нормативный метод). Под ред. Н.В. Кудрякова и др., М., «Радио», 1973, - 296 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Б.П.С.Д	Мамандасва С.С.	15.12.15-1.06.16	
Жонгашко	Зарамонов С.Т.	09.06.16г.	
информ. часть	Кибардин А.А.	11.05.16-1.06.16	
Сред. вопрос	Кибардин А.А.	1.06-10.06.16	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Узнавание с программой <i>Boiter Designer</i>	14.01.16	
2.	Изучение возможностей программы <i>Boiter Designer</i>	28.01.16	
3.	Вср. рамках (исполнителей) по вероучетному листу ПТВМ	9.02.16	
4.	Изучение конструкции и механических характеристик котла ПТВМ-100	22.02.16	
5.	Построение котла в программе <i>Boiter Designer</i>	14.03.16	
6.	Вср. рамках по котлу в <i>Boiter Designer</i>	28.03.16	
7.	Исправление ошибок в конструктивных схемах по котлу	11.04.16	
8.	Сборные ответы по программе (таблица расчетов)	29.04.16	
9.	Б.н.д. Анализ ТЭУ-1 АО "Ал-ТС" Августовский расчет по ВК	11.05.16	
10.	Расчет машины двигателя ТЭУ-1	30.05.16	
11.	Экспликация. Проект экспликации проекта от изд-ли в определенном целостности проекта	30.05.16	
12.	Построение ПТВМ-100 с дуговыми светлыми экранами и отбора	4.06.16	
13.	Составление графического альбома по модернизации	8.06.16	

Дата выдачи задания « » 20 16 г.

Заведующий кафедрой _____ *Кибарин А.А.*
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ *Кибарин А.А.*
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ *Шаф* _____ *Курманова К.Е.*
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В данном дипломном проекте рассмотрена возможная модернизация водогрейных котлов ПТВМ-100 на примере ТЭЦ-1 АО «АлЭС».

Предоставлен сравнительный анализ основных конструктивных и технико-экономических характеристик, результатов тепловых расчетов котла ПТВМ-100 до и после модернизации котла полученных с помощью программы Boiler Designer.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены условия труда в водогрейном котельном цехе и выполнены расчеты по снижению шума на территории данного цеха и по обеспечению молниезащиты.

В экономической части выполнен расчет экономического эффекта от модернизации котлов и определены целесообразность данного проекта на основе методов оценки инвестиционных проектов.

Андатпа

Осы дипломдық жобада ПТВМ-100 су жылытатын қазандықтардың ықтимал жаңартуы ЖЭС-1 АҚ «АлЭС» мысалында қарастырылған.

ПТВМ-100 қазанның жаңартуына дейін және кейінгі басты конструктивтік және технико-экономикалық сипаттамаларының, жылу есебінің салыстырмалы анализі берілді.

Тіршілік қауыпсіздігі бөлемінде су жылытатын қазандықтар орналасқан цехының еңбектену жағдайы қарастырылған және осы цехтын аумағындағы шуылды азайту мен жайқорғанын қамтамасыз ету есептері шығарылды.

Экономика бөлімінде қазандарды жаңартуынан экономикалық эффекті есептелді және осы жобаның мақсатқа сәйкестілігі инвестициялық жобаны бағалау тәсілі негізінде анықталды.

Annotation

In this diploma project possible modernisation of hot-water boilers of ПТВМ-100 is considered on the example of ТЭЦ- of a 1 propulsion MODULE of "АлЭС".

The comparative analysis of basic structural and технико-экономических descriptions is given, results of thermal calculations of caldron of ПТВМ- 100 before and after modernisation of caldron got by means of the program Boiler Designer.

In a division safety of vital functions the terms of labour are considered in a hot-water caldron workshop and calculations are executed on the decline of noise on territory of this workshop and on providing of молниезащиты.

In economic part the calculation of economic effect is executed from modernisation of caldrons and certain to expediency of this project on the basis of methods of estimation of investment projects.

Содержание

Введение.....	7
1 Краткая характеристика ТЭЦ-1 АО «АлЭС»	9
2 Водогрейные котлы ПТВМ-100.....	13
2.1 Характеристика котлов ПТВМ-100	13
2.2 Характеристика условий работы котлов ПТВМ -100.....	14
2.3 Тепловой баланс ПТВМ-100	20
2.4 Основные недостатки при эксплуатации котлов	26
3 Модернизация котлов ПТВМ-100 двухсветными экранами	29
3.1 Boiler Designer - программа для расчета котлов	30
3.2 Расчет котла в Boiler Designer до и после его модернизации.....	32
4 Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды	38
4.1 Воздействие АТЭЦ-1 на окружающую среду	38
4.2 Анализ условий труда в водогрейном котельном цехе	38
4.3 Акустический расчет и мера защиты от воздействия шума	40
4.4 Молниезащита на ТЭЦ	49
4.5 Вывод по разделу БЖД.....	51
5 Экономическая часть	52
5.1 Определение затрат на модернизацию водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5	53
5.2 Расчет экономического эффекта от модернизации водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5	54
5.3 Экономическая оценка модернизации водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5.....	56
5.4 Вывод по экономическому разделу.....	57
Заключение	59
Приложение А	60
Приложение Б.....	67
Приложение В.....	73
Список литературы	79

Введение

Теплофикационные водогрейные котлы большой мощности используются в качестве пиковых и основных мощностей для централизованного теплоснабжения. Значительную долю тепловых мощностей составляют водогрейные котлы ПТВМ-100 и КВГМ-100.

Котлы башенной компоновки, малогабаритные, работают при сжигании газообразного и жидкого топлива, оборудуются индивидуальными жилетными трубами с естественной тягой, которые устанавливаются над котлом, и железобетонными - с удалением газов, с помощью специально установленных за котлом дымососов (1) (2).

В Казахстане эксплуатируется более 40 водогрейных котлов типа ПТВМ-100, из которых большая часть работает на высокосернистом и сернистом мазуте, ряд котлов практически постоянно работают на газе (3).

Длительный опыт эксплуатации водогрейных котлов ПТВМ-100 показал наличие серьезных конструктивных недостатков, которые привели к снижению нагрузок, надежности и экономичности их работы. В свою очередь это привело к увеличению ремонтных и эксплуатационных затрат, а также увеличению вредных выбросов и снижению экологических показателей. (4)

Причин, снижающих надежность работы котлов ПТВМ-100 множество. На ТЭС и котельных их теплопроизводительность при работе на сернистом и высокосернистом мазутах в настоящий момент снижена до 65...75 Гкал/ч. Вынужденное снижение нагрузки в свою очередь, привело к большим разрывам между располагаемой и установленной тепловыми мощностями.

Существующие проблемы решаются различными путями. Разработано много проектов реконструкции и модернизации этих котлов и часть из них уже реализована на ТЭС и котельных Казахстана, но решить проблему повышения длительной теплопроизводительности водогрейного котла при работе на мазуте так, и не удалось.

Стоит отметить, что на ТЭЦ-1 АО «АлЭС» работает 7 котлов ПТВМ-100, которые сжигают преимущественно сернистый и высокосернистый мазут, вследствие которого возникает серноокислотная коррозия, усугубляемая частыми отмывками поверхностей нагрева и заносом золосажистыми отложениями конвективных поверхностей нагрева. Это ограничивает теплопроизводительность котлов на уровне $0,6 \div 0,8$ номинальной и срок службы конвективной поверхности нагрева 2 – 3 года.

В данном дипломном проекте рассмотрена возможная модернизация водогрейных котлов ПТВМ-100 на примере Алматинской ТЭЦ-1. Целью проведения модернизации является обеспечение работы котлов с повышенной номинальной теплопроизводительностью при более высокой надежности конвективной части благодаря увеличению ее срока службы.

Решение данной проблемы позволит повысить располагаемую тепловую мощность в стране с минимально возможными затратами, без строительства новых котельных, новых объектов ТЭЦ.

1 Краткая характеристика ТЭЦ-1 АО «АлЭС»

Алматинская ТЭЦ-1 входит в самую крупную зону централизованного теплоснабжения г. Алматы и обеспечивает теплом потребителей восточного и частично центрального тепловых районов города. ТЭЦ-1 обеспечивает 40% тепла и 11% электроэнергии от общего объема потребления города и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

АТЭЦ-1 была введена в эксплуатацию в 1935 году. Развитие станции осуществлялось в несколько очередей. В главном корпусе было установлено основное оборудование среднего давления, при дальнейшем расширении - высокого давления. К настоящему времени оборудование первых двух очередей, т.е. котлы ст. №№1-7, турбины ст. №№1-7, выработавшие ресурс, демонтированы. Здание котельного цеха, где размещались котлы ст. №№1-6, снесено, здание машинного зала используется для ремонтных целей и как складские помещения. Таким образом, в эксплуатации находятся шесть котлов высокого давления ст. №№8-13, турбины ст. №№8-10.

Установленная мощность ТЭЦ-1 составляет:

электрическая, МВт	145
тепловая, Гкал/ч	1203
в т.ч. по турбинам, Гкал/ч	503

Располагаемая мощность ТЭЦ-1 составляет:

электрическая, МВт	110
тепловая (мазут/газ), Гкал/ч	985/1090

Площадка для строительства ТЭЦ-1 в 1932 году была отведена за городской чертой. В настоящее время станция оказалась фактически в центре города и ее эксплуатация оказывает серьезное воздействие на экологическую обстановку города.

Промплощадка Алматинской ТЭЦ-1 расположена в центральной части города и является одним из основных источников централизованного теплоснабжения г. Алматы. В соответствии с картой градостроительного зонирования территория ТЭЦ-1 находится в селитебной зоне застройки.

Границами площадки служат: с запада территория мясокомбината и жилая застройка, с востока пр. Сейфуллина, с севера - индивидуальная жилая застройка, с юга - городская застройка селитебной зоны. По западной стороне всей территории ТЭЦ в подземном коллекторе протекает ручей Поганка. С восточной стороны в подземном коллекторе протекает река Карасу.

Комплекс ТЭЦ-1 состоит из следующих основных функциональных систем:

- главного корпуса с энергетическими котлами и турбинами;
- водогрейной котельной;
- топливоснабжения твердым, жидким и газовым топливом;
- золошлакоудаления;

- химводоочисток для подготовки подпиточной воды для паровых котлов и для подпитки теплосети;
- комплекса насосных станций, тепломагистралей и аккумуляторных баков для подачи горячей воды в тепломагистрале города;
- трансформирования и выдачи электрической мощности;
- железнодорожных и транспортных путей.

Существующие тепловые выводы и паропроводы выходят с ТЭЦ-1 в трёх направлениях:

- В южном направлении вдоль путепроводной развязки через пр. Сейфуллина и далее в город;
- В северном на «Гульдер»;
- В западном в жилую и промышленную зоны.

Электрические выводы от площадки выходят в западном направлении.

Существующий главный корпус был построен в конце пятидесятых и начале шестидесятых годов при расширении станции по IV очереди строительства и, с 1966 по 1972 гг. - по V очереди. Конструкции главного корпуса: каркас металлический, ограждения и покрытия из сборных железобетонных панелей и плит. Строительство велось с учетом сеймики в 9 баллов. Состояние строительных конструкций - удовлетворительное.

Управление основным оборудованием главного корпуса осуществляется с групповых щитов, расположенных на отметке +8,000 м в деаэрационной этажерке.

Водогрейные котлы размещаются в отдельно стоящем здании.

Дымовые газы от водогрейных котлов отводятся через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья - 4,3 м.

Выработанная тремя установленными генераторами электрическая энергия распределяется через шесть силовых трансформаторов и распреустройств 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ:

- напряжением 110 кВ пятью воздушными линиями в районные электрические сети 110 кВ;
- напряжением 35 кВ четырьмя воздушно-кабельными линиями на городские подстанции 35 кВ;
- напряжением 6 кВ кабельными линиями на городские потребительские подстанции 6/0,4 кВ, а также на электроснабжение собственных нужд ТЭЦ.

Режим работы ТЭЦ-1 - по тепловому графику. Температурный график теплосети 132/70°C. Система горячего водоснабжения - открытая. Конденсатор демонтированной турбины ст. №7 используется в качестве теплообменника для охлаждающей воды маслоохладителей турбин ст. №№8-10. Тепловая схема ТЭЦ-1 по пару, питательной воде, конденсату - с поперечными связями.

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети является вода Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром 1000 мм и насосами технической воды подается на

охлаждение конденсаторов турбин ст. №№7, 9, 10. Подогретая сырая вода поступает на химводоочистку.

Подготовка подпиточной воды для питания паровых котлов производится по схеме химического обессоливания. Производительность установки 330 м³/ч.

В химическом цехе имеется конденсатоочистка для умягчения на натрий-катионитовых фильтрах стационарного конденсата и конденсата возвращенного внешними потребителями пара. Обработанный конденсат направляется на питание паровых котлов. Производительность конденсатоочистки - 80 м³/ч.

Установка по подпитке теплосети, состоит из вакуумных деаэраторов, установленных на площадке ТЭЦ на металлоконструкциях без укрытия, баков аккумуляторов - 2х5000 м³, подпиточной насосной, расположенной в отдельном здании. На территории имеются коллекторные сетевых трубопроводов.

Подогрев сетевой воды производится параллельно в основных и пиковых сетевых подогревателях, установленных в машинном зале главного корпуса и получающих пар от отборов турбин и от редуционно-охлаждающей установки (РОУ), и в водогрейных котлах. Схема подачи сетевой воды двухступенчатая: основные сетевые насосы расположены в машинном зале, сетевые насосы второго подъема установлены в отдельном здании повысительной насосной.

Образуемые в процессе эксплуатации ТЭЦ стоки отводятся через следующие системы водоотведения:

- хозяйственно-бытовую канализацию;
- систему гидрозолоудаления;
- промливневую канализацию (пропуски ручья Поганка и р. Карасу).

Дождевые стоки с территории ТЭЦ сбрасываются в вышеуказанные водоёмы без очистки.

В конце 60-х начале 70-х годов прошлого века энергетические и водогрейные котлы ТЭЦ были переведены на сжигание сезонных избытков природного газа.

Структура топливного баланса Алматинской ТЭЦ-1 следующая:

- уголь ~ 57%;
- природный газ ~ 39%;
- мазут - 4%.

В настоящее время на ТЭЦ-1 сжигается концентрат энергетический карагандинского угля со следующими усредненными характеристиками:

- калорийность - 5385 ккал/кг;
- зольность - 24,4%;
- влажность - 8,7%.

Уголь на станцию поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется в вагоноопрокидывателе. При поступлении в зимний период смерзшегося топлива, вагоны с углем проходят размораживающее устройство.

Открытый склад угля рассчитан на хранение 250000 т угля.

Мазут на ТЭЦ-1 поступает с нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в цистернах. Склад мазута состоит из двух резервуаров хранения $2 \times 10000 \text{ м}^3$ и двух расходных резервуаров $2 \times 2000 \text{ м}^3$.

Газовое топливо поступает по газопроводу в газораспределительный пункт и затем подводится к энергетическим и водогрейным котлам.

Дымовые газы от энергетических котлов отводятся через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья - 4,3 м.

Схема золошлакоудаления ТЭЦ - оборотная, гидравлическая, с совместным удалением золы и шлака.

В состав сооружений существующей системы внешнего гидрозолоудаления входят:

- золошлакоотвал;
- насосная станция осветленной воды;
- золошлакопроводы;
- трубопровод осветленной воды.

Золоотвал овражного типа, образован путем перекрытия естественного оврага земляными дамбами высотой 18-26 м. Площадь зеркала золоотвала - 20 га. В качестве противодиффузионного мероприятия на золоотвале был выполнен экран из полиэтиленовой пленки.

Существующая система газо- и мазутоснабжения энергетических котлов не соответствует нормативным требованиям «Правил безопасности в газовом хозяйстве» и «Правил взрывобезопасности при использовании мазута». Республики Казахстан. Несоответствие выражается в следующем:

- недостаточность оснащения газо-мазутопроводов запорной, быстрозапорной, отсечной, продувочной, регулирующей арматурой и устройствами для растопки котла (растопочные линии на газе, ЗЗУ, нитки малого расхода газа);
- недостаточность технологических защит и блокировок, связанных с подачей топлива в топку котла и его горением.

По периметру территория ТЭЦ ограждена сплошным забором из комбинированных конструкций. На территорию ТЭЦ предусмотрены три автомобильных въезда и один железнодорожный. Автомобильные въезды осуществляются с пр. Сейфуллина, с ул. Барханной и с ул. Иркутской. Железнодорожный путь связывает промлощадку ТЭЦ с железнодорожной станцией Алматы-II. Протяженность пути составляет 1,34 км. Подъездной ЖД путь входит в территорию ТЭЦ с юго-восточной стороны от ЖД станции Алматы-II, проходя по городской застройке через путепровод над пр. Сейфуллина.

Санитарно-защитная зона Алматинской ТЭЦ-1 (СЗЗ) определена в соответствии с САНПиН 2.2.1.1200-03 и соответствует 500 м от источника выброса. В границах санитарной зоны с трёх сторон размещается селитебная зона с частной жилой застройкой, что противоречит действующим требованиям САНПиН.

2 Водогрейные котлы ПТВМ-100

2.1 Характеристика котлов ПТВМ-100

На ТЭЦ-1 АО «АлЭС» работает 7 котлов ПТВМ-100, которые сжигают преимущественно сернистый и высокосернистый мазут.

Расчетные параметры водогрейного котла ПТВМ-100 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные параметры водогрейного котла ПТВМ-100

Параметр котла	Величина измерения	Значение
Теплопроизводительность	Гкал/час	100
Давление сетевой воды	кгс/см ²	10-25
Расход воды:		
пиковый режим	т/ч	1500-2140
основной режим	т/ч	735-1235
Температура воды на входе:		
пиковый режим	°С	104
основной режим	°С	70
Температура воды на выходе:		
пиковый режим	°С	150
основной режим	°С	150
Температура уходящих газов		
при сжигании мазута	°С	230
при сжигании газа	°С	210
Гидравлическое сопротивление котла		
пиковый режим	кгс/см ²	0,96
основной режим	кгс/см ²	2,15
Объем топки	м ³	245

Общий вид котла представлен на чертежах. Топка ПТВМ-100 камерная полностью экранирована трубами диаметром 60x3,5 с шагом 64 мм. Тесное экранирование позволяет: уменьшить толщину и вес обмуровки; после остановки котла быстро обмывать поверхности нагрева, так как тепловая инерционность невелика; при резком прекращении подачи воды, предохранить экраны от перегрева. Через каждые 3 м по высоте расположены горизонтальные ребра жесткости, которые дистанционируют экранные трубы и увеличивают прочность топочной камеры от возможных взрывов.

Конвективная часть состоит из двух пакетов, расположенных в верхней шахте над топкой. Пакеты выполнены из труб диаметром 28x3 в шахматном порядке с поперечным и продольными шагами $S_1 = 64$ мм и $S_2 = 33$ мм, соответственно. Конвективная часть изолирована натрубной обмуровкой.

На котле установлено 16 газомазутных горелок. Расположены горелки на боковых стенах по 8 штук в два яруса. Каждая горелка снабжена индивидуальным вентилятором.

Для сжигания мазута используется штанга с штампованной механической центробежной форсункой. Давление газа и мазута перед горелками регулируется соответствующим клапаном. Для улучшения перемешивания топлива с воздухом в амбразуре каждой горелки перед газовым кольцом вмонтированы завихрители (шести или двенадцати лопаточные).

Чистка поверхностей нагрева. В короб над конвективной частью вставляются штанги с соплами для обмывки конвективной части и экранов сетевой водой. После обмывки штанги с котла снимаются. Для удаления из котла дымовых газов может устанавливаться один дымосос.

2.2 Характеристика условий работы котлов ПТВМ -100

2.2.1 Подача воздуха

На большинстве водогрейных котлов было признано целесообразным использование большого количества горелок малой производительности, что позволяло изменять теплопроизводительность котла последовательным включением и выключением отдельных горелок, не изменяя расходы воздуха и топлива в горелках, оставшихся в работе. Газомазутные горелки устанавливались на противоположных боковых стенах в два яруса.

По первоначальному проекту устанавливались вентиляторы типа ЭВР-6 (для котлов ПТВМ-100 и ПТВМ-180) и ЭВР-4 (для котлов ПТВМ-50). Эти вентиляторы оказались неспособны создать эффективные условия сжигания топлива и не обеспечивали необходимое количество воздуха при повышенных нагрузках котла, позже стали поставляться улучшенные вентиляторы, с более высоким напором (Ц9-57, Ц14-46, Ц13-50-4 и др.). Эксплуатацию осложняют недостатки проектов и монтажа, в результате чего производительность отдельных вентиляторов [18] отличается до 10 % от средней. Это оказывает значительное влияние на ведение топочного режима. Подача мазута на отдельные горелки практически одинакова (после тарировки и подбора форсунок), а подача воздуха - различна, следовательно, горелки работают с разными избытками воздуха. Для выравнивания избытков воздуха по горелкам необходимо соответственно уменьшать производительность форсунок тех горелок, которые испытывают недостаток воздуха. В эксплуатации эта операция практически неприемлема, так как при замене форсунок возможны ошибочные перестановки.

Работа с повышенными избытками воздуха увеличивает потери с уходящими газами и способствует низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей нагрева. При заборе воздуха из общего всасывающего короба разрежение в нем и средняя производительность вентиляторов зависят от количества работающих горелок. Так с увеличением количества работающих горелок от 4 до 16 разрежение во всасывающем

коробе возрастает от 100 до 400 Па и, соответственно, средняя производительность отдельных вентиляторов уменьшается с 10,0 до 8,6 тыс.м³/ч (с 2,8 до 2,4 м³/с).

Для лучшего смешивания топлива с воздухом в амбразуре горелки устанавливаются лопаточные завихрители. Плохо подобранные и некачественно установленные завихрители, приводят к увеличению пульсаций потока в топке и к вибрации экранных поверхностей. По данным работы (5) увеличение крутки (на растопочных горелках к заводскому шестилопаточному завихрителю были дополнительно установлены завихрители с 12-ю лопатками) привело к снижению подаваемого на горение воздуха с 12,4 до 9,3 тыс.м/ч.

Забор воздуха для горения осуществляется с улицы, большинство водогрейных котлов установлены на открытом воздухе. Воздухоподогреватель по проекту не предусмотрен. Забор воздуха с улицы может привести к обледенению лопаток вентиляторов и воздухопроводов, что в конечном итоге приводит к снижению производительности котла.

2.2.2 Подача мазута

Эксплуатация водогрейных котлов при сжигании мазута показывает, что от работы форсунок зависит экономичность и надежность ведения топочного процесса. Для водогрейных котлов наибольшее распространение получили центробежные механические форсунки. Качество их зависит от тщательности механической обработки проточной части, степени соблюдения размеров при изготовлении и сборке, загрязнения и истирания поверхностей в процессе эксплуатации.

Штампованные форсунки лучше отвечают требованиям по расходным и угловым характеристикам. До 70 % распылителей имеют отклонения по расходу не более $\pm 2\%$ и по углу раскрытия $\pm 5^\circ$. Для эффективного горения мазута важное значение имеет положение мазутной форсунки в горелке. При значительном углублении форсунок горение начинается в амбразуре горелки. Это влечет за собой увеличение аэродинамического сопротивления горелки, снижение подаваемого в горелку воздуха, ухудшение смешивания топлива с воздухом, обгорание края амбразуры и повышенное теплонапряжение в прилегающих экранных трубах. В топке видно дымление, что приводит к быстрому заносу конвективной части.

Некачественное горение мазута в топках водогрейных котлов во многом связано с подачей в горелки холодного воздуха, без предварительного подогрева. Работа котлов ПТВМ на сернистом мазуте М-100 будет протекать вполне удовлетворительно, если подогрев его будет порядка 360-380 К и давление мазута перед горелками будет порядка 2 МПа (6). Исследования ВТИ и ряда других авторов указывают на то, что для нормального распыливания мазута М-100 механическими форсунками необходим его подогрев до 395-400 К. Дальнейшие исследования подготовки высокосернистого мазута для сжигания привели к более высокому подогреву и, по опыту, подогрев мазута до 420 К увеличивает межобмывочный период.

Другие авторы напротив считают, что очень высокий (выше 425 К) подогрев мазута приводит к нарушению режима работы центробежных форсунок и требует их модернизации. Активизация испарения и газификация топлива при его высоком подогреве приводит к выделению в начальной зоне факела значительных объемов паров топлива и горючих газов, вытесняющих окислитель на периферию, что требует интенсификации смесеобразования и изменения аэродинамических характеристик горелочных устройств. Да и сам высокотемпературный подогрев мазута требует модернизации системы подачи топлива к горелкам и наличие источника тепловой энергии для подогрева мазута. В условиях чисто водогрейной котельной теплоты сетевой воды недостаточно для подогрева мазута.

2.2.3 Характеристика нарузки котлов

Независимо от сорта мазута, максимальная теплопроизводительность котлов ПТВМ башенной компоновки не превышает 70-80 %. При полном сгорании мазута и коэффициенте избытка воздуха за конвективным пучком ($\alpha = 1,1$), потери тепла от химической и механической неполноты сгорания составляют менее 0,5 %. При более высоком коэффициенте избытка воздуха ($\alpha > 1,5$) и отсутствии продуктов химнедожога, механический недожог составляет 0,2 %.

Тепловое напряжение топчного объема порядка 580 кВт/м³. Малое время пребывания топлива в топке при повышенных нарузках, низкий температурный уровень при пониженных нарузках, резкое охлаждение газов в конвективной части, отсутствие подогрева воздуха и ввод его в топку с малыми скоростями создают условия для образования зольносажистых соединений в топке и оседания их на конвективных поверхностях нагрева. Эти отложения хорошо адсорбируют серный ангидрид. Анализ отложений по исследованиям (7) примерно следующий: углерода - 50-70 %, золы - 30-50 %, содержащей свободной H₂SO₄ до 6 % (SO₃ – 47 %). Зольносажистые соединения обладают большой липучестью, вследствие чего при эксплуатации котлов наблюдается прогрессивный занос конвективного пучка. При этом ухудшается теплообмен, что приводит к повышению температуры уходящих газов, возрастанию аэродинамического сопротивления конвективного пучка и ограничению нарузки по условиям тяги (нехватка разрежения). При естественной тяге (индивидуальная или групповая дымовая труба) непрерывная работа котлов на максимальной нарузке длится не более 6-7 дней, а в некоторых случаях - только 2-3 дня. При невозможности останова для очистки, температура уходящих газов возрастает до значений порядка 570 К, и через 10 дней производительность котла падает до 50 % от номинальной. При этом вверху топки вместо разрежения возникает избыточное давление.

Там, где имеются резервы по тяге (высотная труба или дымосос), занос обнаруживается по ненормально высокой температуре уходящих газов. К концу рабочего периода температура уходящих газов превышает расчетную в среднем на 60-100 К, а потери с уходящими газами на 4-7 % выше расчетных.

Продолжительность межобмывочной компании башенных котлов ПТВМ зависит от интенсивности заноса конвективных поверхностей нагрева, которая, в свою очередь, зависит от нагрузки котла и сжигаемого топлива. Вид занесенного пакета конвективной части представлен на рисунке 2.1.

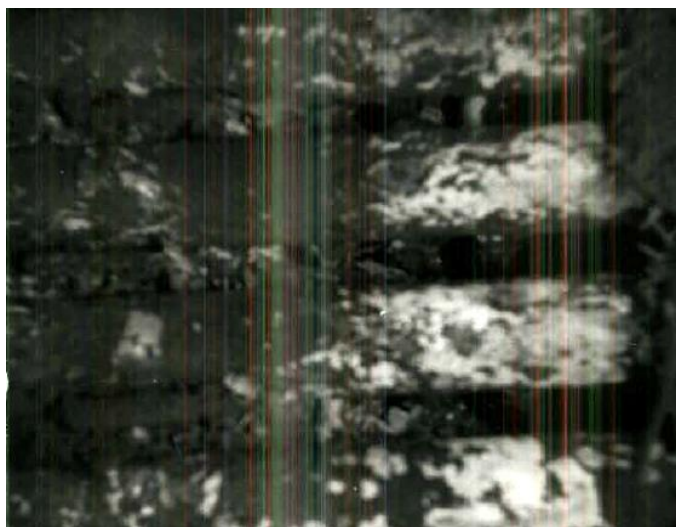


Рисунок 2.1 – Вид конвективной части со стороны стояков после 1500 ч работы при средней тепловой нагрузке 60 %

Чем выше нагрузка котла, тем интенсивней занос. По данным исследований (7), межобмывочный период при нагрузках 40-50 % от номинальной составляет 8-10 суток, а при нагрузках 70-80 % от номинальной - до 5 суток. Среднегодовая наработка котлами ПТВМ зависит от назначения (пиковая работа, или основной источник тепла), имеющегося резерва мощностей и погодных условий. Продолжительность работы котлов на мазуте и смеси "мазут-газ" до появления массовых повреждений исчисляется 2000-6000 часов. После появления первых повреждений, в дальнейшем их количество быстро увеличивается, что приводит к неустойчивой работе котлов с частыми остановами, имеющими промежуток от 1 до 30 дней. На водогрейных котлах ПТВМ башенной компоновки основные повреждения происходят в конвективной части и могут подразделяться на:

- Местную коррозию труб под неудаляющимися во время чистки золовыми отложениями (обмывка водой, обдувка сжатым воздухом, обдувка перегретым паром, дробеочистка). В основном отложения не удаляются в местах соединения змеевиков со стояками и в местах гибов;

- низкотемпературную сернокислотную коррозию, происходящую во время работы на мазуте, вследствие конденсации на трубах серного ангидрида (SO_3) из дымовых газов;

- местную коррозию верхнего конвективного пучка, происходящую во время работы котлов вследствие попадания на трубы этого пучка конденсата, стекающего по стенкам газохода или дымовой трубы, установленной непосредственно над котлом;

– местную коррозию труб подовых экранов под обмуровкой пода вследствие попадания кислых вод при обмывках;

– низкотемпературную кислородную коррозию, происходящую во время работы на природном газе и малосернистом мазуте вследствие конденсации на трубах водяных паров из дымовых газов.

Полная замена конвективной части производится на большинстве котлов через 5000-7000 часов с колебаниями в пределах 3400-11000 часов работы на сернистом мазуте и смеси. Более продолжительная работа котлов до полной замены конвективных поверхностей нагрева относится к тем котлам, на которых сжигалась значительная (30 - 60 %) часть газа.

Повреждения труб экранной системы от наружной сернокислотной коррозии появляются позднее, примерно через три года эксплуатации. Полная замена экранных труб производится через 10000-11000 часов работы с колебаниями в пределах 6400-16500 часов. Из изложенного следует, что конвективная часть требует замены через 2-3 года, а экранные трубы - через 5-6 лет.

2.2.4 Влияние способа очистки поверхностей нагрева на надежность водогрейных котлов большой мощности

При эксплуатации водогрейных котлов большой тепловой мощности выявились некоторые отрицательные факторы, существенно влияющие на надежность и экономичность их работы. К их числу относится быстрый занос поверхностей нагрева продуктами сгорания топлива при работе водогрейных котлов на сернистых мазутах, вследствие чего увеличивается температура уходящих газов, снижается нагрузка, развивается сернокислотная коррозия. Применение различных типов очистных устройств, позволяющих бороться с отложениями, во многом способствует развитию процессов, снижающих надежность поверхностей нагрева. В настоящем разделе рассматриваются способы очистки поверхностей нагрева и анализируется их влияние на надежность стальных водогрейных котлов большой теплопроизводительности (8).

2.2.4.1 Характеристика загрязнений поверхностей нагрева

При работе водогрейных котлов на газообразном топливе характер отложений и их величина не сказываются на надежности и экономичности котла, и очистка поверхностей нагрева в этом случае не производится. При сжигании в топках мазута наблюдаются значительные отложения продуктов сгорания на трубах поверхностей нагрева, и особенно в конвективных пучках. При этом характер отложений и их величина оказывают существенное влияние на надежность и экономичность работы котлов. В зимнее время отпуск газа в котельные с мощными водогрейными котлами весьма ограничен и в их топках, как правило, сжигается жидкое топливо. В многих водогрейных котельных России, Белоруссии, Казахстана применяется только мазут. Доля сжигаемого мазута в общем топливном балансе велика. Поэтому для правильного выбора и эксплуатации очистных устройств поверхностей

нагрева водогрейных котлов важно знать характер отложений при сжигании сернистых мазутов.

Наличие небольшого количества золы в рабочей массе топлива все же не исключает процессов образования золовых отложений на поверхностях нагрева, что приводит к загрязнению их до таких пределов, при которых дальнейшая эксплуатация котлов невозможна из-за значительного возрастания температуры уходящих газов и уменьшения теплопроизводительности.

Многочисленные исследования, проведенные с целью определения зависимости скорости золовых отложений от температуры стенок поверхностей нагрева, показали, что интенсивность загрязнения поверхностей нагрева главным образом определяется температурой стенки труб. При сжигании высокосернистых мазутов с коэффициентом избытка воздуха 1,1-1,15 и более температура начала интенсивного выпадения золовых отложений находится в пределах 130-135 °С и не зависит от конструкции поверхностей нагрева. Снижение температуры стенки ниже отмеченной величины приводит к ускорению золового заноса.

Поверхности нагрева водогрейных котлов работают, как определяется правилами технической эксплуатации, при температурах стенки от 70 до 150°С. Поэтому большая их часть находится в зонах интенсивного выпадения золы. Значительная скорость золового заноса низкотемпературных поверхностей нагрева объясняется тем, что при температурах порядка 130 °С и ниже механизм образования золы имеет некоторые специфические особенности.

Значительное влияние на интенсивность золового заноса оказывает величина избытка воздуха, при котором сжигается мазут.

Тепловая нагрузка на котел – также весьма важный фактор, влияющий на интенсивность золовых отложений. Снижение нагрузки приводит к уменьшению количества золовых отложений.

При исследовании продуктов сгорания мазута, отложившихся на трубах поверхностей нагрева, установлено, что в них находится около 30 элементов, например: сера, ванадий, железо, щелочные и щелочноземельные металлы, кремний, алюминий.

2.2.4.2 Способы очистки поверхностей нагрева

Обмывка. Обмывочные устройства, применяемые для очистки поверхностей нагрева, являются весьма эффективным средством для удаления отложений золы, получаемых при сжигании сернистых мазутов. Эффективность очистки поверхностей нагрева с помощью обмывки объясняется не только кинетической энергией струи воды, разрушающей отложения и смывающей их со стенок труб, но и способностью воды растворять отложения. После водной обмывки на водогрейном котле ПТВМ-100 температура уходящих газов, снижалась с 230-250°С до 130°С, нагрузка возрастала до 75-87 Гкал/ч. Таким образом, практика подтверждает, что

применение водных обмывок является достаточно эффективным средством для очистки поверхностей нагрева от золовых отложений.

Однако водные обмывки обладают рядом серьезных недостатков. Прежде всего это рост скорости коррозии поверхностей нагрева водогрейных котлов. Другим недостатком водных обмывок является необходимость очистки (нейтрализации) обмывочных вод.

Дробеструйная очистка. Удаление золы, с труб поверхностей нагрева при помощи дробеструйной очистки является эффективным средством борьбы с отложением золы на трубах конвективных поверхностей нагрева котельных агрегатов. Эксплуатация установки для дробеструйной очистки сопряжена с некоторыми особенностями. В частности, нежелательно применять усиленную обработку труб поверхностей нагрева, так как это может привести к наклепу в металле труб и образованию трещина. Поэтому рекомендуется включать в работу дробеочистку профилактически на ранних стадиях золотых заносов труб, когда отложения еще рыхлые. Наивысшая эффективность очистки при небольших расходах дроби достигается при сыпучих отложениях. Сыпучее состояние золы может быть достигнуто путем применения магниезиальных или других присадок.

Дробеструйная очистка имеет важное преимущество по сравнению с обмывочными средствами очистки поверхностей нагрева от отложений золы. При ее применении полностью исключается возможность появления дополнительной влаги в газоходах котла сверх той, которая содержится в продуктах сгорания топлива. Это обстоятельство значительно снижает коррозионные процессы на поверхностях труб, повышая их надежность. Поэтому при конструировании конвективных поверхностей нагрева необходимо учитывать возможность применения дробеструйных очисток. К сожалению, чрезмерно малый шаг труб поверхностей нагрева в конвективных газоходах на водогрейных котлах ПТВМ-50 и ПТВМ-100 исключает возможность применения дробеструйных очисток. Поэтому при конструировании новых водогрейных котлов со стальными поверхностями нагрева или при реконструкции действующих котлов следует предусматривать возможность применения дробеструйной очистки.

2.3 Тепловой баланс ПТВМ-100

Низшая теплота сгорания рабочей массы сернистого мазута $Q_{\text{н}}^{\text{P}} = 9451$ ккал/кг (9).

Температуру подогрева топлива примем $t_{\text{т}} = 100$ °С.

Физическое тепло топлива

$$i_{\text{т}} = t_{\text{т}} C_{\text{т}} = 100 \cdot 0,475 = 47,5 \text{ ккал/кг}, \quad (2.1)$$

где $C_{\text{т}}$ – теплоемкость топлива, $C_{\text{т}} = 0,475$ ккал/°С.

Располагаемое тепло топлива

$$Q_p^p = Q_H^p + i_T = 9451 \cdot 47,5 = 9498,5 \text{ ккал/кг.} \quad (2.2)$$

Теоретическое теплосодержание холодного воздуха по I-й таблице литературы (6): $I_{x.в.}^0 = -96 \text{ ккал/кг.}$

Температура уходящих газов $t_{yx} = 225 \text{ }^\circ\text{C.}$

Благодаря малой поверхности стен, применению прохода труб через обмуровку избыток воздуха в уходящих газах по газоходам котла не меняется и принимается равным $\alpha = 1,05$ при нагрузке 100% (6).

Теплосодержание уходящих газов по I-й таблице литературы (6):

$$I_{yx} = 859 \text{ ккал/кг.}$$

Потеря тепла с уходящими газами

$$q_2 = \frac{I_{yx} - \alpha I_{x.в.}^0}{Q_p^p} 100 = \frac{859 - 1,05 \cdot (-96)}{9498,5} = 10,1 \%. \quad (2.3)$$

Потеря тепла от химического недожога по опытным данным $q_3 = 1,5\%$.

Полезно использованное в агрегате тепло $Q = 100 \cdot 10^6 \text{ ккал/ч.}$

Потеря тепла в окружающую среду

$$q_5 = \frac{N_{огр} q}{Q} 100 = \frac{360 \cdot 1000}{100 \cdot 10^6} = 0,3\%, \quad (2.4)$$

где $N_{огр}$ – поверхность ограждения котла, $N_{огр} = 360 \text{ м}^2$;

q – тепловой поток через поверхность ограждений котла принимается $1000 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч}$ при максимальной нагрузке.

Сумма потерь тепла

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_5 = 10,1 + 1,5 + 0,3 = 11,9 \%. \quad (2.5)$$

КПД агрегата

$$\eta = 100 - \sum q = 100 - 11,9 = 88,1 \%. \quad (2.6)$$

Расчетный расход топлива

$$B_p = \frac{Q}{Q_p^p \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 10^6}{9498,5 \cdot 0,881} = 11950,7 \text{ кг/ч.} \quad (2.7)$$

Коэффициент сохранения тепла

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100} = 1 - \frac{0,3}{100} = 0,997. \quad (2.8)$$

Расчет топки и конвективной части котла ПТВМ-100:

а) Топка

Тепловыделение в топке

$$Q_T = Q_p^p \frac{100 - q_3}{100} + \alpha I_{x.в.}^0, \text{ ккал/кг.} \quad (2.9)$$

$$Q_T = 9498,5 \frac{100 - 1,5}{100} - 1,05 \cdot 96 = 9255,2 \text{ ккал/кг.}$$

Теоретическая температура горения по I-в таблице литературы (6):

$$v_T = 2073 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Условный коэффициент загрязнения $\zeta = 0,6$.

Теплонапряжение топочного объема

$$\frac{Q}{V} = \frac{B_p Q_H^p}{V_T} = \frac{11950,7 \cdot 9451}{245 \cdot 10^3} = 461 \text{ Мкал/м}^3\text{ч,} \quad (2.10)$$

где V_T – объем топки, $V_T = 245 \text{ м}^3$.

Коэффициент $m = 0,6$ из литературы (10).

Степень черноты светящейся части пламени $\alpha_{св} = 0,9$ из литературы (10).

Температуру в конце топки предварительно принимаем равной

$$v''_T = 1270 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Коэффициент ослабления лучей несветящейся части пламени $k = 0,41$ (9).

Степень черноты несветящейся части пламени $\alpha_T = 0,33$ (номограмма XI (9)).

Эффективная степень черноты пламени

$$\alpha_\phi = m\alpha_{св} + (1 - m)\alpha_T = 0,6 \cdot 0,9 + (1 - 0,6) \cdot 0,33 = 0,67. \quad (2.11)$$

Температура в конце топки $v''_T = 1290 \text{ }^\circ\text{C}$ (номограмма (10)).

Теплосодержание газов в конце топки по I-в таблице литературы (6):

$$I''_T = 5591 \text{ ккал/кг.}$$

б) Конвективная часть

Расчетная поверхность $H_p = 2997 \text{ м}^2$.

Средняя температура среды

$$t_{cp} = 110^{\circ}\text{C}.$$

Температурный напор

$$\Delta t = \frac{(\vartheta' - t_{cp}) - (\vartheta_{yx} - t_{cp})}{2,3lg \frac{\vartheta' - t_{cp}}{\vartheta_{yx} - t_{cp}}}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.12)$$

$$\Delta t = \frac{(1290 - 110) - (225 - 110)}{2,3lg \frac{1290 - 110}{225 - 110}} = 458^\circ\text{C}.$$

Среднелогарифмическая температура газов

$$t_{cp} = \Delta t + t_{cp} = 458 + 110 = 568 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.13)$$

Скорость газов

$$w = \frac{V_r V_p (\vartheta_{cp} + 273)}{273 \cdot 3600 \cdot F} = \frac{11,44 \cdot 11950,7 (568 + 273)}{273 \cdot 3600 \cdot 21,4} = 5,5 \text{ м/с}, \quad (2.14)$$

где V_r – полный объем газов, при $\alpha = 1,05$ $V_r = 11,44 \text{ нм}^3/\text{кг}$.
 F – живое сечение для прохода газов, $F = 21,4 \text{ м}^2$.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией $\alpha_k = 69,6 \text{ ккал/м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ (номограмма III (9)).

Тепло, воспринятое водой (по балансу)

$$(BQ)_6 = V_p (I'' - I_{yx}) \varphi = 11950,7 (5591 - 859) 0,997 = 56,4 \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}. \quad (2.15)$$

При применении регулярной обмывки и добавки магнезита в дымовые газы коэффициент загрязнения на мазуте может быть принят равным

$$\varepsilon = 0,01 \text{ м}^2/^\circ\text{C} \cdot \text{ккал (6)}.$$

Температура загрязненной стенки

$$t_3 = t_{cp} + \frac{(BQ)_6}{H_p} \varepsilon \cdot 10^6 = 110 + \frac{56,4}{2997} 0,01 \cdot 10^6 = 298^\circ\text{C}. \quad (2.16)$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами $K_r = 5,25$ (номограмма IX (9)).

Коэффициент теплоотдачи излучением $\alpha_{\text{л}} = 4,6 \text{ ккал/м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ (номограмма XI (9)).

Коэффициент теплопередачи

$$k = \frac{\alpha_k + \alpha_l}{1 + \varepsilon(\alpha_k + \alpha_l)} = \frac{69,6 + 4,6}{1 + 0,01(69,6 + 4,6)} = 42,6, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}} \quad (2.17)$$

Тепловосприятие конвективной части (по уравнению теплопередачи)

$$(BQ)_T = k \Delta t H_p = 42,6 \cdot 458 \cdot 2997 = 58,5 \text{ Гкал/ч.} \quad (2.18)$$

2.4 Основные недостатки при эксплуатации котлов

Котлы ПТВМ-100 при номинальной нагрузке имеют высокое теплонапряжение топочного объема, напряжение сечения и, соответственно, большие тепловые потоки, особенно в ядре горения мазута. Поэтому даже при качестве сетевой воды, циркулирующей через котел и удовлетворяющей требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (11), наблюдается повышенная повреждаемость труб экранов и конвективных поверхностей нагрева в основном из-за больших внутренних отложений окислов железа, кальция в трубах.

В начальный период отопительного сезона содержание окислов железа в сетевой воде в несколько раз превышает нормируемую величину (12) и на котлах, которые при развороте теплосети находятся в работе, повреждаемость может резко увеличиться. Кроме сказанного, повреждаемость котлов в большой степени зависит от скорости низкотемпературной сернокислотной коррозии экранов и конвективных поверхностей нагрева, вызываемой низкой температурой сетевой воды на входе в котел при работе его в основном режиме и частыми водными обмывками конвективных пучков в связи с интенсивным их загрязнением золосажистыми отложениями.

За длительное время эксплуатации котлов ПТВМ-100 на ТЭС и котельных Казахстана накоплено много материалов, указывающих на низкую надежность, экономичность, особенно при сжигании сернистого и высокосернистого мазутов. Следует отметить, что указанные котлы на газе работают удовлетворительно, хотя и им присущи некоторые недостатки, характерные для котлов, работающих на мазуте.

По ряду причин нагрузка на многих мазутных котлах ограничена на уровне 65-85 Гкал/ч, но, главным образом, в связи с чрезмерной повреждаемостью экранных и конвективных поверхностей нагрева, вызываемой большими внутренними загрязнениями труб окислами железа, солями жесткости и другими отложениями, образующимися в основном при качестве сетевой воды, резко отличающейся от требований ПТЭ, а также с высокой наружной сернокислотной коррозией труб, возникающей в

результате частных водных обмывок конвективных поверхностей нагрева либо низкой температуры сетевой воды на входе в экранную систему.

Срок службы поверхностей нагрева котлов ПТВМ-100, сжигающих сернистые и высокосернистые мазуты, определяется уровнем их эксплуатации, состоянием тепловых сетей, качеством сетевой воды, подаваемой на котлы, и тем, какие котлы находились в работе при пуске тепловых сетей.

Недостатки в работе котлов можно подразделить на конструктивные, проектные и эксплуатационные, связанные преимущественно с нарушениями топочного, водно-химического и гидравлического режимов.

Конструктивные недостатки котла:

- малый объем топки;
- большое количество горелок (16 шт.), работающих в комплекте с индивидуальными воздуходувками;
- плотные поперечные шаги конвективных поверхностей нагрева и малые диаметры их труб;
- высокие тепловые напряжения объема тонки и сечения на уровне горелок, следовательно, большие подающие тепловые потоки в области горелок на экраны и на конвективный пучок, обращенный в топку;
- низкие скорости газов в конвективных пакетах на номинальной тепловой нагрузке котла и особенно во втором по ходу газов (4,9 м/с);
- выдача воды из экранов котла в теплосеть с заданной температурой осуществляется в области максимальных температур факела;
- отсутствуют надежные обдувочные устройства для удаления золосажистых отложений с конвективных поверхностей нагрева;
- сжигание топлива в потоке холодного воздуха и др.

Проектные недостатки:

- полуоткрытая компоновка котла на ряде ТЭС, котельных, приводящая к усложнению ремонтного обслуживания экранов и конвективных поверхностей нагрева зимой;
- отсутствие надежных и работоспособных регулирующих элементов в газоходах при установке нескольких котлов на одну дымовую трубу и работе их с естественной тягой;
- отсутствие на ряде котельных и ТЭС стационарных схем кислотной промывки поверхностей нагрева котлов и схем очистки сетевой воды от механических включений перед котлами в период разворота тепловых сетей и включения в работу водогрейных котлов.

Эксплуатационные недостатки:

- большие различия в производительностях воздуходувок (6400-10500 м³/ч), расходных характеристик форсунок (5-20 %);
- высокие избытки воздуха за котлом, вызываемые присосами холодного воздуха через неплотности обмуровки и неработающие горелки, различием производительности воздуходувок и расходных характеристик форсунок;

- обмерзание крыльчаток воздуходувок, приводящие к уменьшению расхода воздуха на горение топлива, неполному его горению, к увеличению неравномерности расходов воздуха по горелкам;
- неполное либо затяжное горение мазута в потоке холодного воздуха и особенно в начальный момент растопки котла; низкая температура мазута перед горелками на ряде котлов ТЭС и котельных (85-110 °С);
- отсутствие на котлах надежных схем очистки форсунок (паром, водой, воздухом) при отключении горелок;
- отсутствие на большинстве котлов режимных карт;
- отсутствие на большинстве котельных и ТЭС контроля за количеством и качеством отложений в трубах поверхностей нагрева во времени, статистики отказов котлов и причин, их вызывающих;
- низкая температура сетевой воды на входе и котел при работе, как в основном, так и в пиковом режимах, ведущая к низкотемпературной сернокислотной коррозии экранных труб;
- частое использование водных обмывок конвективных пакетов котлов, вызываемое чрезмерным их загрязнением золосажистыми отложениями в результате указанных нарушений режимов горения мазута;
- большое содержание в сетевой воде окислов железа, механических примесей во время разворота тепловых сетей и в начальный период (месяц, полтора) их работы и, соответственно, подача воды указанного качества через водогрейные котлы;
- большая гидравлическая неравномерность в распределении воды по змеевикам пакетов конвективных частей, вызываемая гидравлическим несовершенством и внутренними отложениями, что не позволяет вести глубокое регулирование (при необходимости) расходов сетевой воды через котел.

Несмотря на перечисленные недостатки, все-таки главным из них на ряде ТЭС и котельных следует считать низкий уровень эксплуатации. Минимальный либо близкий к нему срок службы поверхностей нагрева получается на тех котлах, где наиболее низкий уровень эксплуатации всего оборудования, связанного с их работой, в том числе химводоочисток и тепловых сетей.

Высокая повреждаемость котлов приводит к большим затратам на ремонтное обслуживание и, главное, к занятости на ремонтах большой численности персонала. Необходимо отметить, что на ежегодный ремонт конвективных поверхностей нагрева одного котла ПТВМ-100 расходуется около 14 тонн труб.

3 Модернизация котлов ПТВМ-100 двухсветными экранами

Наибольшие затруднения возникают при работе водогрейных котлов на сернистом и высокосернистом мазутах.

Сжигание мазута происходит при высоких температурах, вследствие чего первый конвективный пакет подвержен перегреву. Также при высоких температурах происходит налипание золосажистых частиц на пакеты что приводит к заносу конвективных поверхностей нагрева, тем самым снижая их тепловосприятие, при этом снижается полезно воспринятое тепло в агрегате, что ведет к снижению КПД. Зависимость КПД «брутто» котла от коэффициента загрязнения представлена на рисунке 3.1.

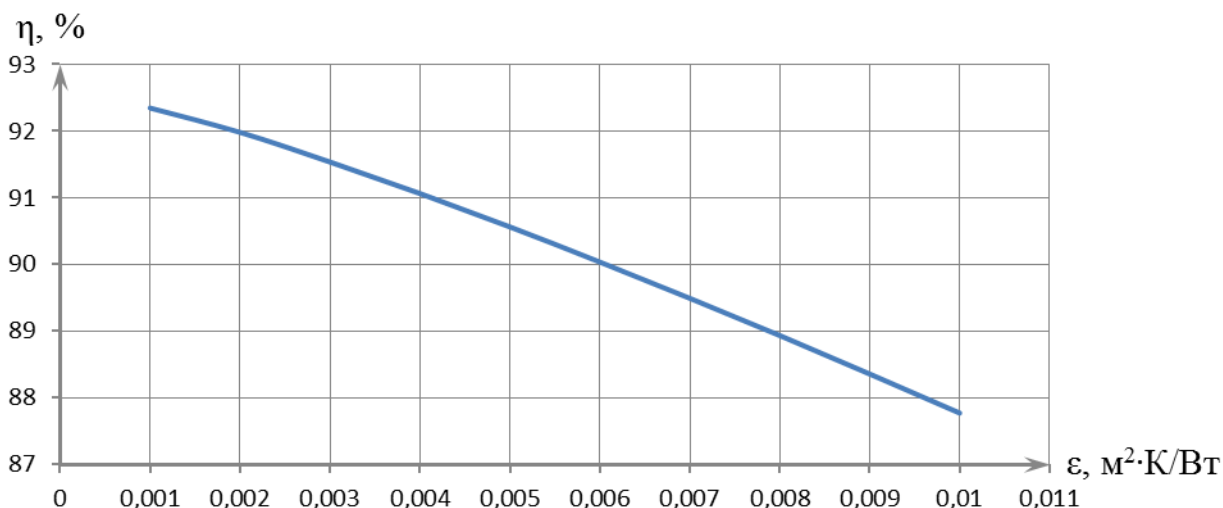


Рисунок 3.1 – Зависимость КПД котла от коэффициента загрязнения конвективных поверхностей при сжигании сернистого мазута марки М100 (пиковый режим работы котла)

Занос отложениями конвективной поверхности, выполненной с малым шагом, увеличивает аэродинамическое сопротивление котла и еще более лимитирует нагрузку, даже при установке дымососа.

Частые отмывки поверхностей нагрева усугубляют сернокислотную коррозию, которая приводит к повреждению металла труб поверхностей нагрева. Это все ограничивают теплопроизводительность котлов на уровне 0,6 ÷ 0,8 номинальной и срок службы конвективной поверхности нагрева 2 – 3 года.

Модернизация котлов будет проведена с целью обеспечения их работы с повышенной номинальной теплопроизводительностью при более высокой надежности конвективной части благодаря увеличению ее срока службы.

Модернизация котлов ПТВМ-100 заключается в установке двух двухсветных экранов с холодными разряженными трубами. Такая конструкция устанавливается в топочный объем котла, разделяя его на три части. Таким

образом, за счет увеличения поверхности нагрева топки поглощается больше тепла отданного в процессе сжигания топлива (увеличивается полезно использованная теплота Q_1), что приводит к повышению КПД «брутто» котла и соответственно теплопроизводительности.

Помимо этого использование двух двусветных экранов с холодными разряженными трубами перед пакетами обеспечивало бы полную тепловую защиту первого конвективного пакета труб от прямого лучистого воздействия факела из короткой топки котла. Второй конвективный пакет труб с переменным поперечным сечением в каждом последующем продольном ряду труб с торцевой сваркой с двух сторон, сохраняет высокий уровень скорости газового потока и соответственно коэффициента теплоотдачи. Такое конструктивное решение позволяет переводить водогрейные башенные котлы из разряда пиковых - в водогрейные котлы, которые могут нести базовую (основную) нагрузку с высокими теплотехническими показателями.

3.1 Boiler Designer - программа для расчета котлов

Программа Boiler Designer разработана фирмами OPTSIM-K и KED., предназначена для конструирования котлов и их последующего статического и динамического расчетов.

При помощи данной программы возможно конструировать практически любые схемы котлов (прямоточных, с естественной циркуляцией, утилизационных и др.).

Программа позволяет выполнить следующие виды расчетов:

- Расчет конструктивных характеристик отдельных элементов котла (например, поверхности нагрева), обеспечивающих заданный режим работы (температуру газов или среды на выходе, тепловую мощность и т.п.).

- Поверочный расчет котла.

- Аэродинамический расчет котла.

- Гидравлический расчет котла.

- Расчет теплового баланса (расчет расхода топлива в номинальном режиме и расчет КПД).

- Расчет режимов котла при частичных нагрузках и любом произвольном сочетании входных возмущающих воздействий (расходов топлива, воздуха, питательной воды, впрысков и др.). Для изменения входных воздействий в большинстве случаев предусмотрены регулирующие клапана, степень открытия которых можно изменять в ходе расчета. Отдельные регулирующие клапана (например, клапана впрысков) могут управляться регуляторами, обеспечивающими поддержание в ходе расчета соответствующих параметров на заданном уровне.

- Тепломеханический расчет поверхностей нагрева с учетом теплогидравлических разверок. (13)

С помощью программы Boiler Designer был сконструирован котел ПТВМ-100 до и после модернизации, выполнен расчет конструктивных

характеристик и расчет теплового баланса для наглядного сравнения и установления целесообразности проекта.

3.2 Расчет котла в Boiler Designer до и после его модернизации

Схемы котла до и после модернизации сконструированы на сжигание сернистого мазута марки 100 с характеристикой (9):

$Q_H^P = 9451$ ккал/кг; $W^P = 0,49$ %; $A^P = 0,05$ %; $S^P = 1,8$ %; $C^P = 85,71$ %; $H^P = 11,45$ %; $N^P = 0,25$ %; $O^P = 0,25$ %.

Схемы движения теплоносителя котла (окно «КВ 100Гкал.ГруппаВода») построены по гидравлической схеме, представленной на чертеже в зависимости от режима работы котла.

Параметры элемента «Регулятор воздуха» заданы таким образом, чтобы поддерживать избыток воздуха в топке равным $\alpha = 1,05$, регулируя при этом расход воздуха подаваемого в топку (см. рисунок 3.2).

Расход топлива задан вручную с помощью клапана на элементе «Мазут» так, чтобы нагрузка котла составляла 100 Гкал (см. рисунок 3.2).

Параметры воды заданы согласно таблице 2.1 в зависимости от режима котла.

Расчетная схема котла ПТВМ-100 до модернизации при его работе по пиковому режиму (двухходовая схема циркуляции воды). представлена на рисунке 3.2, а также схема газового тракта – на рисунке 3.3.

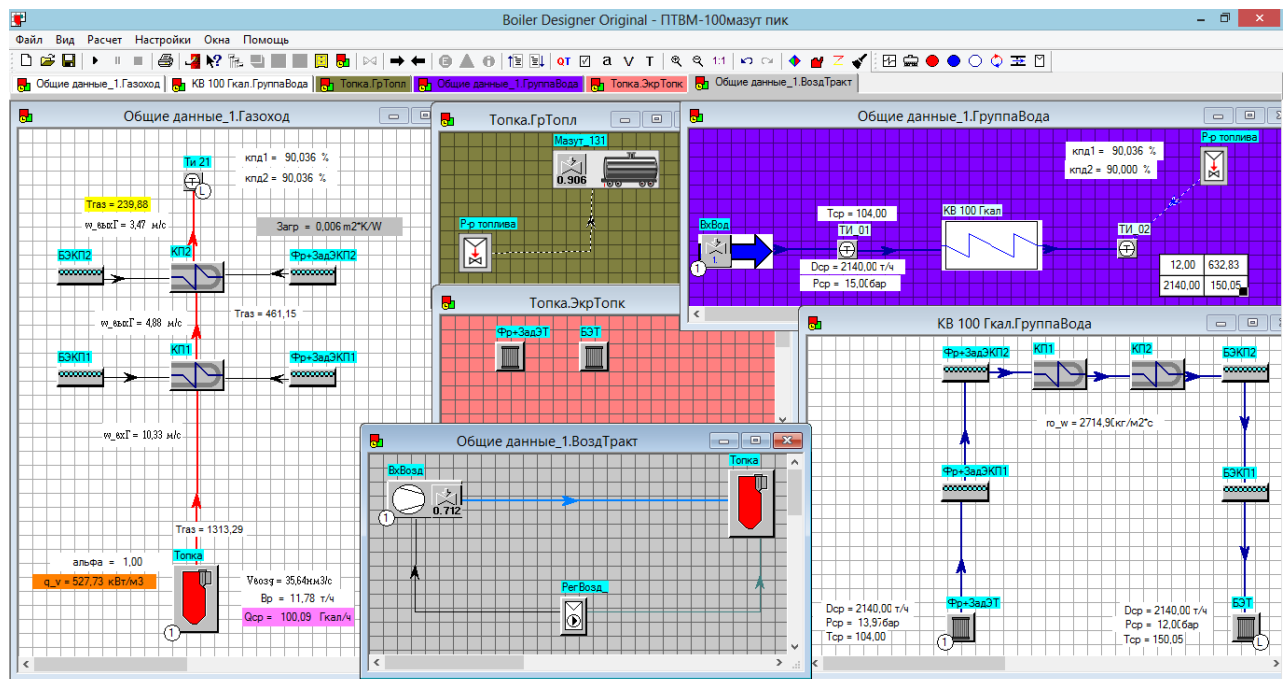


Рисунок 3.2 - Расчетная схема котла ПТВМ-100 (пиковый режим)

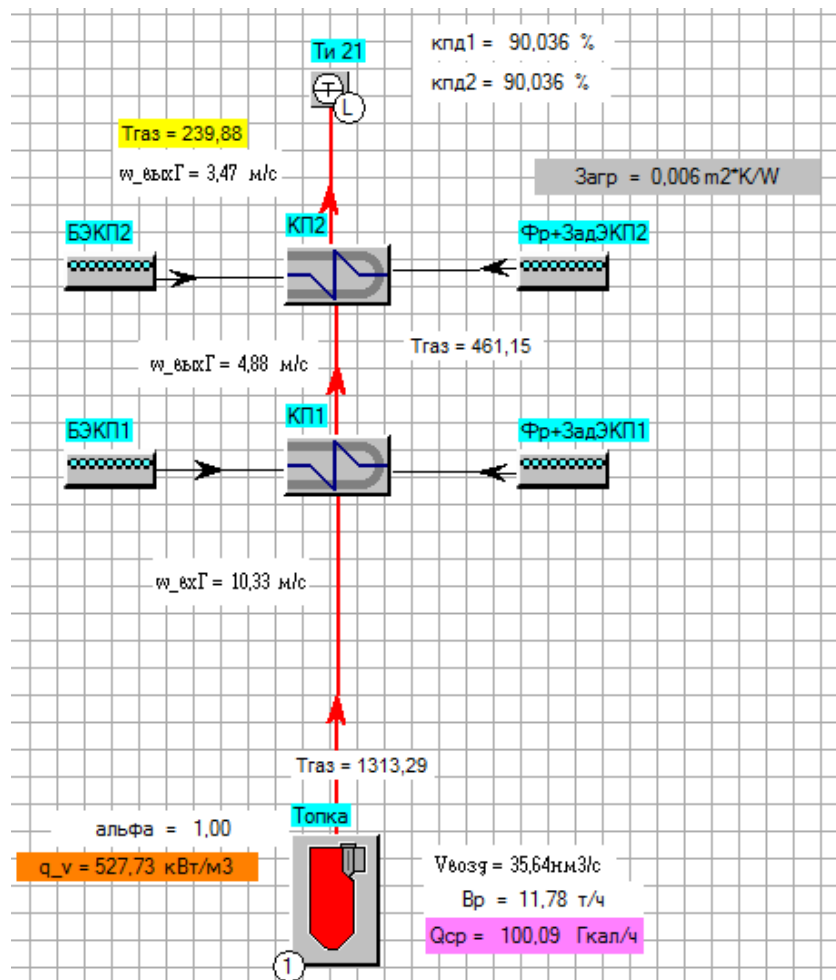


Рисунок 3.3 – Расчетная схема газового тракта котла ПТВМ-100 (пиковый режим)

Результаты расчета в виде таблицы представлены в приложении А.

Расчетные схемы газового и водяного трактов котла ПТВМ-100 после установки двух двусветных экранов и при его работе по пиковому режиму представлены на рисунках 3.4 и 3.5.

Расход воды задан таким образом, чтобы обеспечить его подогрев до 150°C при нагрузке котла 100 Гкал.

Результаты расчета котла представлены в виде таблицы в приложении Б.

По рисункам 3.3 и 3.4 видно, что КПД котла изменилось всего на 0,2 %. Но температура после топки при наличии двусветных экранов значительно понизилась, следовательно, двусветные экраны обеспечат тепловую защиту первого конвективного пакета труб от прямого лучистого воздействия факела, а также благодаря пониженной температуре уменьшится занос конвективных пакетов золосажистыми отложениями.

Перед первым конвективным пакетом труб, трубы двусветного экрана разведены к боковым экранам в три ряда с образованием холодного экрана (элемент «2х св. экран»). Холодный экран с малым шагом ($S=64 \text{ мм}$) затормаживает ход уходящих газов, вследствие чего незначительное увеличение КПД котла.

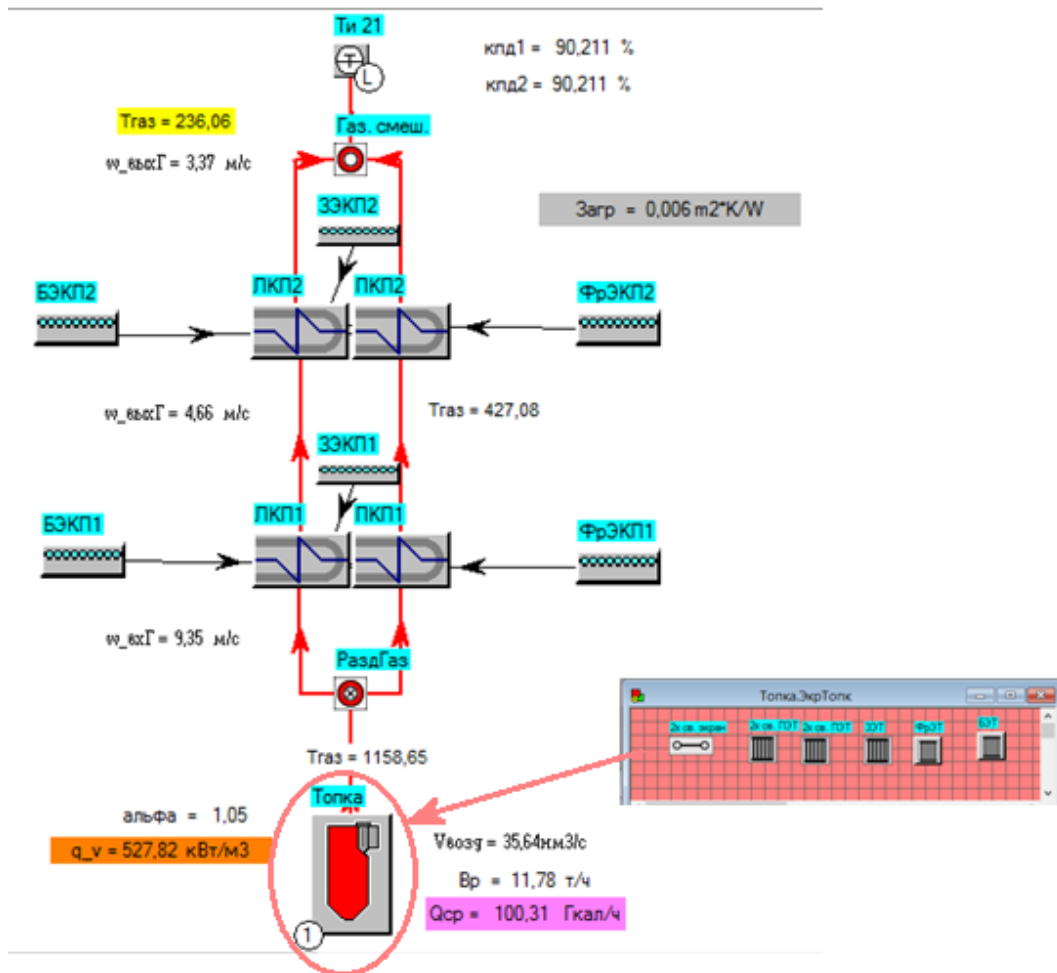


Рисунок 3.4 – Расчетная схема газового тракта котла ПТВМ-100 с установленными двухцветными экранами (пиковый режим)

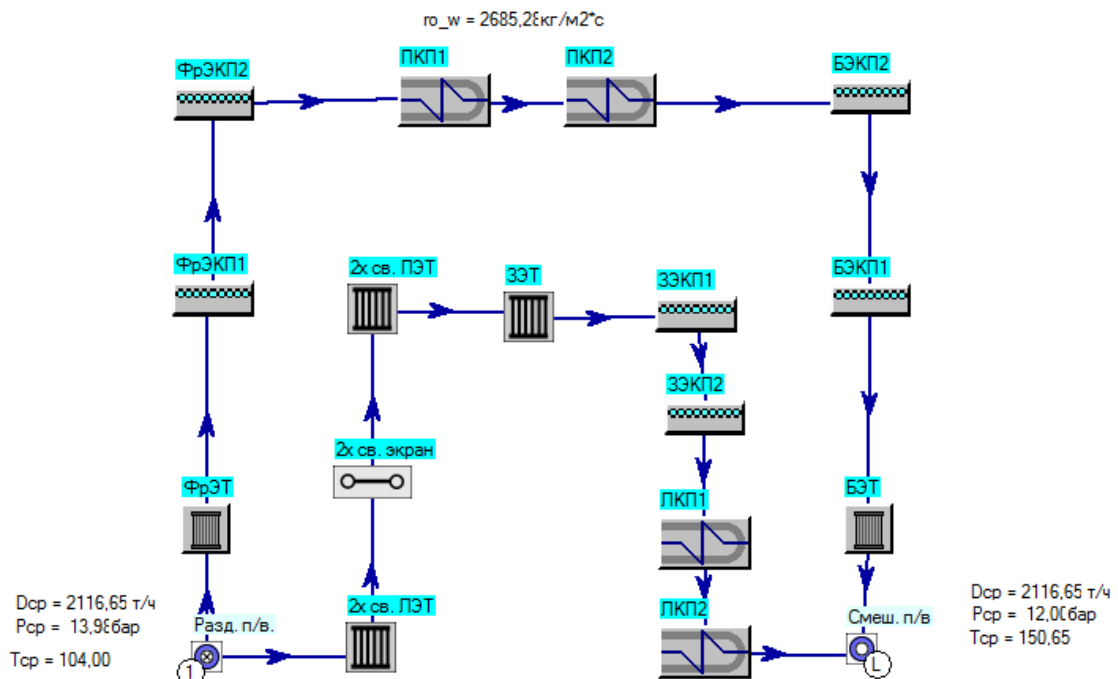


Рисунок 3.5 – Гидравлическая схема котла ПТВМ-100 с установленными двухцветными экранами (пиковый режим)

На следующем рисунке 3.6 небольшое изменение второго конвективного пакета с сохранением его площади поверхности нагрева и сужение газохода на 260 мм. При этом гидравлическая схема и схема газового тракта сохраняются, изменяются лишь расчетные параметры.

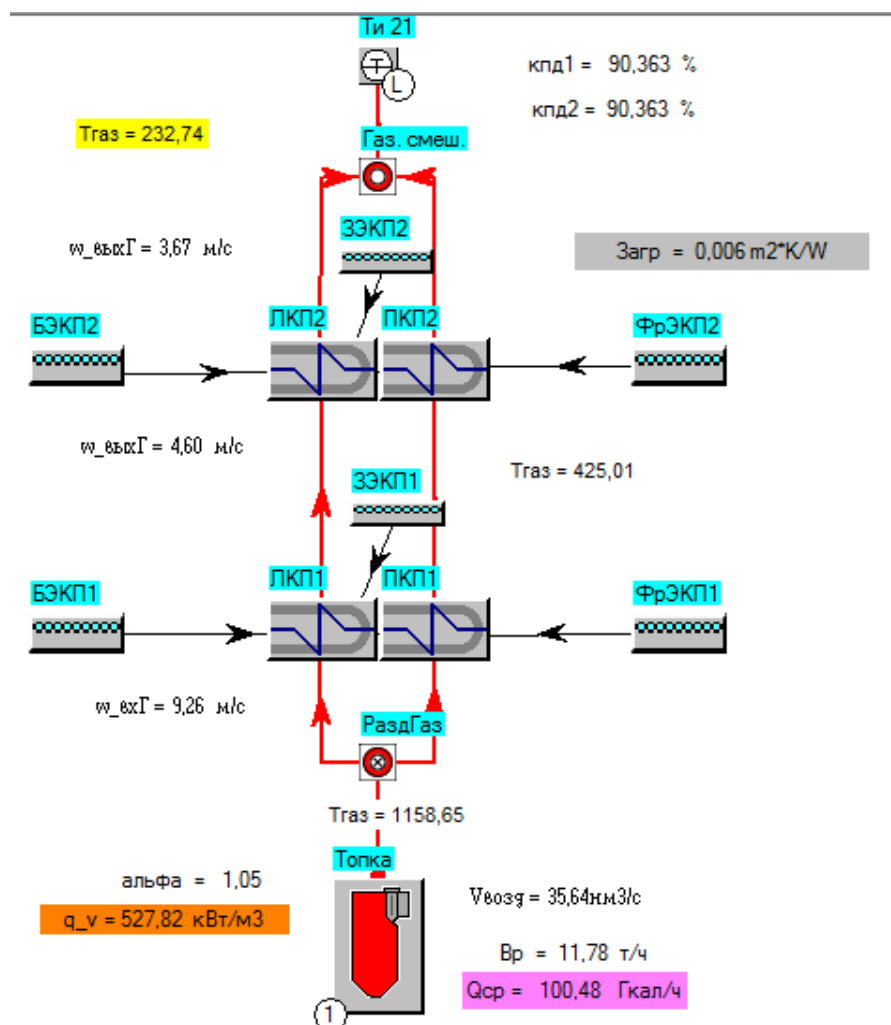


Рисунок 3.6 – Расчетная схема газового тракта котла ПТВМ-100 с установленными двухцветными экранами и измененными КП2 и газоходом (пиковый режим)

По рисунку 3.6 видно, что незначительное сужение газохода увеличивает скорость газов, при этом повышая КПД соответственно на незначительную величину. Но разница в $\approx 0,3 \%$ заметна.

Расчетные таблицы при данном варианте котла представлены в приложении В.

Такое же изменение КПД на $\approx 0,2 \%$ при не измененном сечении газохода будет наблюдаться при работе котла по основному режиму (четырёхходовая схема циркуляции воды) (рисунок 3.7, 3.8, 3.9, 3.10).

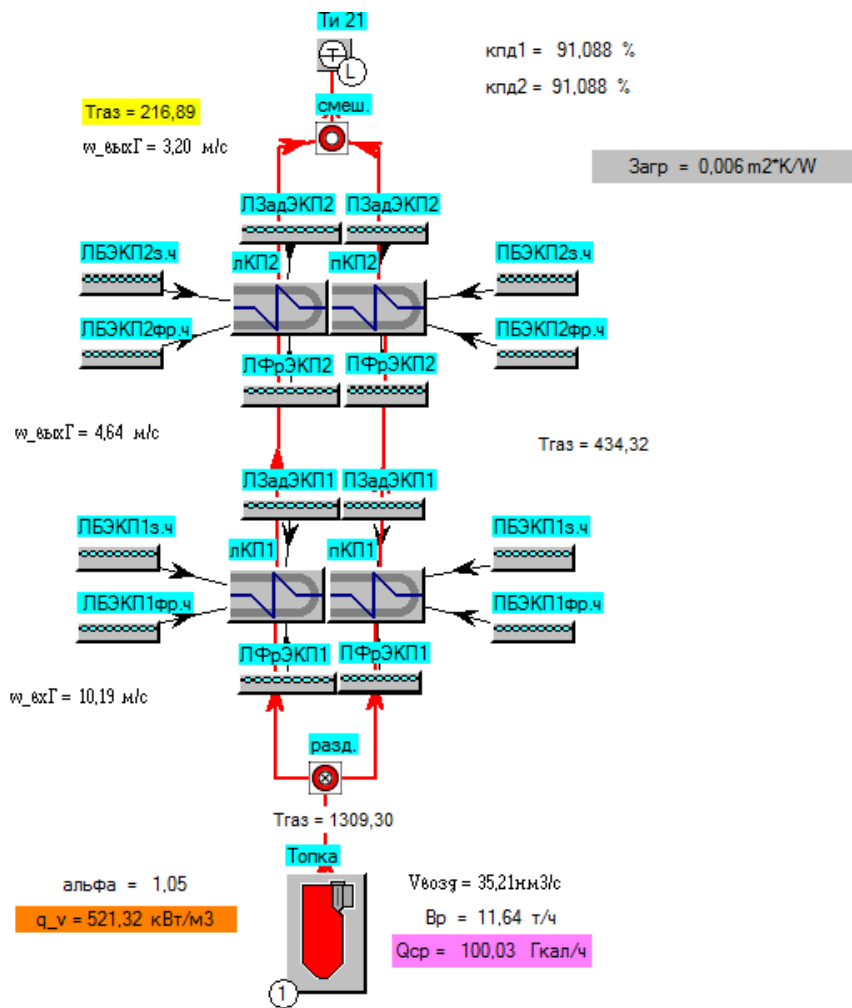


Рисунок 3.7 – Расчетная схема газового тракта котла ПТВМ-100 (основной режим)

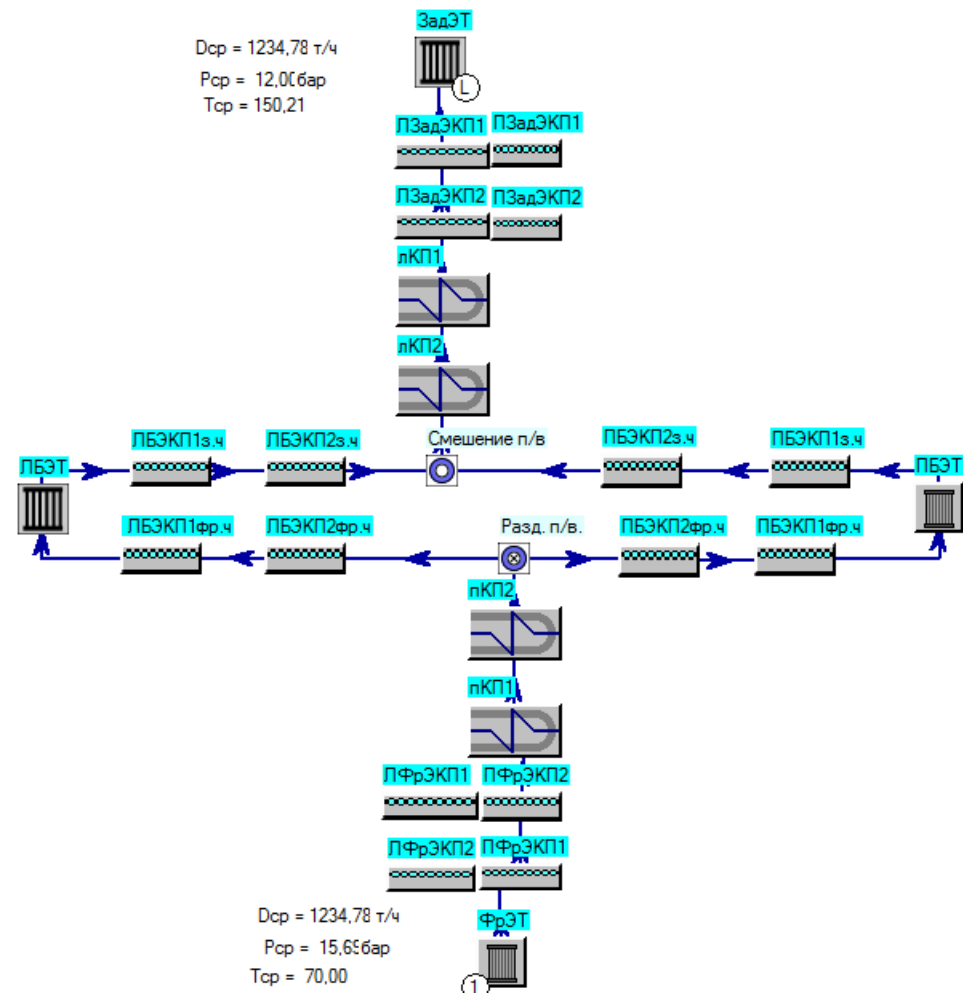


Рисунок 3.8 – Гидравлическая схема котла ПТВМ-100 с (основной режим)

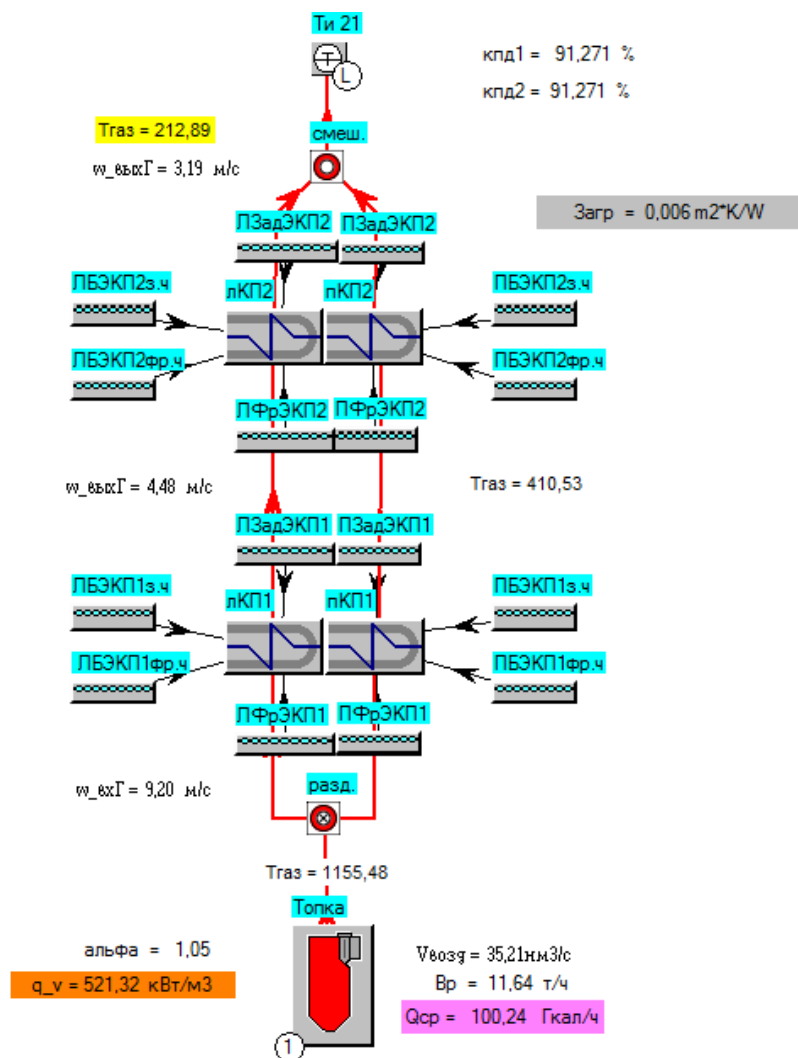


Рисунок 3.9 – Расчетная схема газового тракта котла ПТВМ-100 с установленными двухсветными экранами (основной режим)

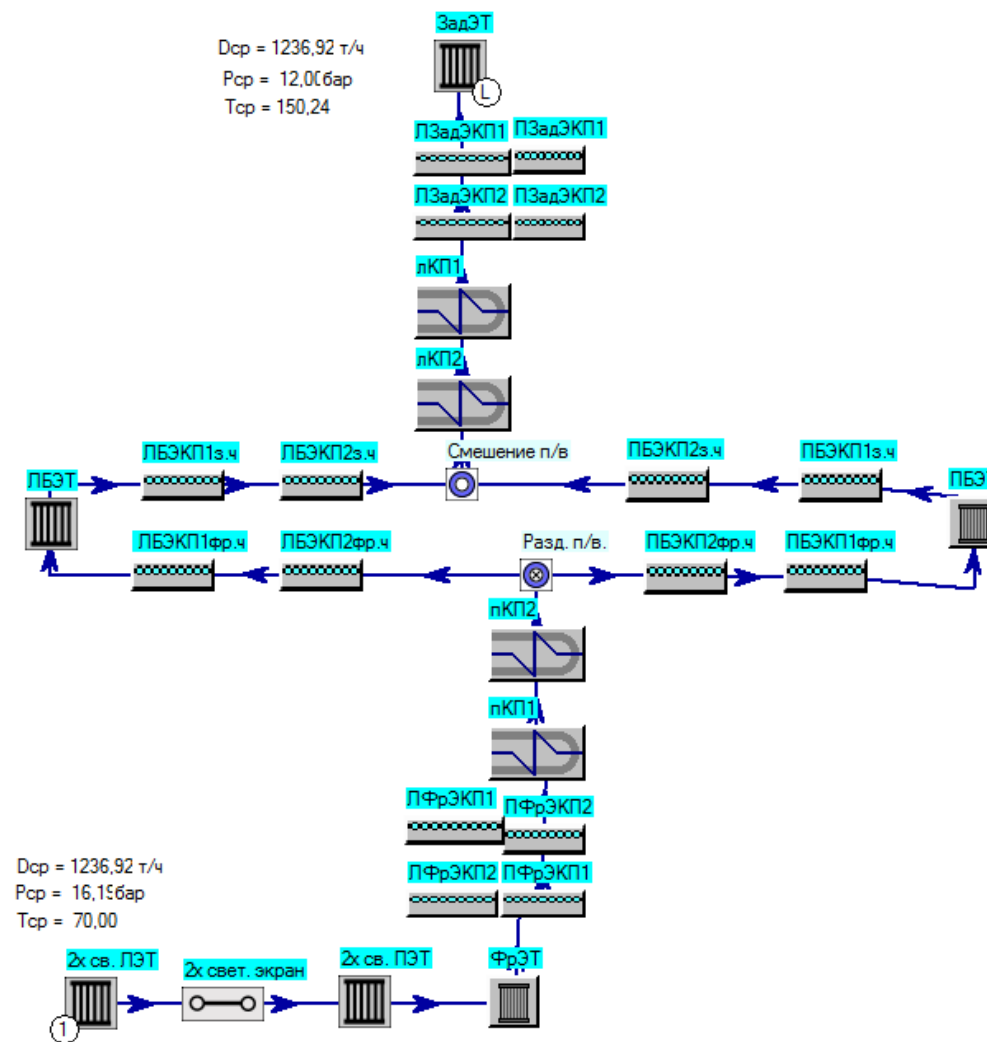


Рисунок 3.10 – Гидравлическая схема котла ПТВМ-100 с установленными двухсветными экранами (основной режим)

4 Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

Цель дипломной работы модернизация ТЭЦ-1 установкой водогрейных котлов повышенной эффективности на примере ТЭЦ-1 АО «АлЭС».

Алматинская ТЭЦ-1 входит в самую крупную зону централизованного теплоснабжения г. Алматы и обеспечивает теплом потребителей восточного и частично центрального тепловых районов города. ТЭЦ-1 обеспечивает 40% тепла и 11% электроэнергии от общего объема потребления города и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

4.1 Воздействие АТЭЦ-1 на окружающую среду

Расположение Алматинской ТЭЦ-1 в центре города крайне негативно сказывается на чистоте окружающей среды города. Наиболее подвержены влиянию выбросов ТЭЦ-1 прилегающие к промплощадке жилые массивы.

Источниками воздействия на окружающую среду является энергетическое и вспомогательное оборудование ТЭЦ, от которого выделяются загрязняющие вещества в атмосферный воздух, сточные воды, образуются производственные отходы.

В результате деятельности теплоэлектростанции осуществляются следующие виды воздействия:

- 1) воздействие на земельные ресурсы и почвы (образование отходов производства и потребления);
- 2) воздействие на воздушную среду, парниковые газы;
- 3) воздействие на водные ресурсы;
- 4) физические воздействия (тепловое и электромагнитное воздействие, шум и вибрация, ионизирующее воздействие от угольного склада).

4.2 Анализ условий труда в водогрейном котельном цехе

На ТЭЦ-1 компоновка водогрейного котельного цеха открытая. В таких котельных цехах на основном оборудовании (котлоагрегатах) выполняются укрытия мест постоянного обслуживания, а в здании размещаются только щиты управления, насосы и фильтры химводоочистки.

При такой компоновке вышеуказанные факторы воздействуют не только на рабочий персонал цеха, но и на персонал предприятия в целом.

Источниками теплового воздействия являются выбросы газовой смеси из двух дымовых труб от семи водогрейных котлов ПТВМ-100. При этом регулирование микроклимата зоны водогрейной котельной, где расположены котлы, не возможно, так как они находятся на открытом воздухе. На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах управления технологическими процессами поддерживается температура воздуха 22-24 °С, относительная влажность 60-40 % и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН №4083-86.

В котельном цехе предусмотрена установка сигнализаторов повышения температуры уходящих газов с выводами показателей на щит, а также аварийная блокировка механизмов.

В цехе существует вероятность взрывов, во избежание их появления на котлоагрегатах установлены предохранительные клапаны.

Предохранительные клапана служат для быстрого снижения давления рабочей среды до нормальной. Когда давление в защищаемом объекте достигает установленного предела, предохранительный клапан автоматически открывается и выпускает рабочую среду в атмосферу или специальную емкость большого объема и закрывается также автоматически при снижении давления до нормального. Это дает возможность оперативному персоналу восстановить нормальный режим работы оборудования или отключить его без повреждений.

Срабатывание предохранительных клапанов сопровождается значительным шумоизлучением. Также в водогрейном котельном цехе источниками шума и вибрации являются котельный агрегат и вспомогательное оборудование: тягодутьевые машины, вентиляционные установки, компрессоры, насосы, трубопроводы и др.

В СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» (14) установлены допустимые уровни шума. На рабочих местах и на территории предприятия уровни шума не должны превышать 80 дБ. Для выполнения санитарных норм по поддержанию требуемого уровня шума на ТЭЦ-1 предусмотрены следующие мероприятия:

- рабочие места в производственных помещениях с постоянным пребыванием людей при уровне производственного шума, превышающем нормируемый санитарный уровень, оборудуются специальными приспособлениями: шумоотражающими экранами, шумоизолирующими кабинами, виброизолирующими опорными площадками и прочее;

- такие помещения, как щиты управления, находящиеся внутри производственных зданий, ограждаются тяжелыми стеновыми панелями и изнутри облицовываются специальными звукопоглощающими материалами, снабжаются витринами с двойными стеклами и упругим уплотнением дверей.

В данном разделе будет проведен акустический расчет водогрейной котельной АТЭЦ-1, так как она открытого типа и не шумоизолирована от окружающего пространства.

Дым и горячие газы создают дополнительную ионизацию воздуха, поэтому ТЭЦ в большей степени подвержена ударам молнии.

Воздействие молнии на здания, сооружения и персонал производит следующие эффекты:

- термические (плавление, нагрев, возгорание, искрение);
- электродинамические (возникновение индукционного тока);
- оптические (вспышки);
- акустические (гром, хлопки);

- электрохимические (химические реакции в проводниках при прохождении тока, наведенного молнией);
- радиационные (появление радиоактивных изотопов);
- механические (разрушения, повреждения);
- электростатические (наведение электрических зарядов в диэлектрике).

(15)

Чтобы избежать выше перечисленные эффекты, необходимо обеспечить молниезащиту станции.

Молниезащитой называют комплекс устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий, сооружений и оборудования от возможных разрушений и загораний, возникающих при ударе молнии.

Молниезащита состоит из молниеприемников, объединяющего их каната, одного или двух токоотводящих канатов и заземлителя, состоящего из электродов заземления, соединенных между собой объединяющей шиной. Такие молниеприемники установлены на двух дымовых трубах водогрейного цеха, а также на трубах главного котельного цеха.

Обеспечивает ли защиту от молний установленные молниеприемники на дымовых трубах водогрейной котельной проверено в п. 4.4.

4.3 Акустический расчет и мера защиты от воздействия шума

В водогрейной котельной открытого типа находится 7 котлов ПТВМ-100, расположенных друг от друга на расстоянии 3100 мм (рисунок 4.1).

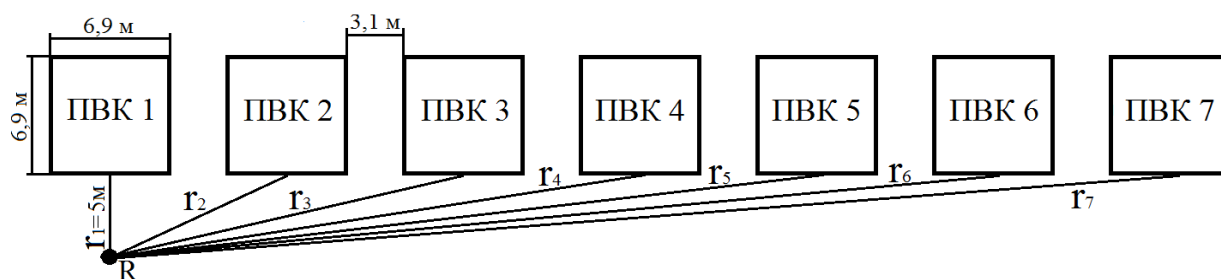


Рисунок 4.1 – Схема расположения расчетной точки и источников шума

Расстояние от расчетной точки R до источника шума:

$$r_1 = 5 \text{ м}; \quad r_2 = 11,2 \text{ м}; \quad r_3 = 20,6 \text{ м}; \quad r_4 = 30,4 \text{ м};$$

$$r_5 = 40,3 \text{ м}; \quad r_6 = 50,2 \text{ м}; \quad r_7 = 60,2 \text{ м}.$$

Шумовые характеристики водогрейных котлов, указанные заводом-изготовителем, представлены в таблице 3.1.

Таблица 4.1 – Уровень звукового давления (дБ), создаваемый водогрейным котлом

Источник шума	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Водогрейный котел	90	93	89	85	87	88	75	72

4.3.1. Определение уровня звукового давления источников шума расположенных в водогрейной котельной

Если источник шума и расчетная точка расположены на территории, то ожидаемый уровень звукового давления L_i рассчитывают по формуле

$$L_i = L_p - 15 \lg r_i + 10 \lg \Phi - \frac{\beta_a r_i}{1000} - 10 \lg \Omega, \text{дБ}, \quad (4.1)$$

где L_p – октавный уровень звуковой мощности, создаваемый источником шума, дБ (таблица 4.1);

Φ – фактор направленности источника шума, безразмерная величина, определяется по опытным данным, для источников шума с равномерным излучением звука следует принимать равной 1;

r_i – расстояние от источника шума до расчетной точки, м;

β_a – затухание шума в атмосфере, дБ/км (таблица 3.11 (14));

Ω – пространственный угол излучения звука, принимаемый для источников шума, расположенных на поверхности территории или ограждающих конструкций зданий и сооружений $\Omega = 2\pi$.

Октавные уровни звукового давления от нескольких источников шума $L_{\text{сум}}$ следует определять как сумму уровней звукового давления L_i в выбранной расчетной точке от каждого источника

$$L_{\text{сум}} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_i}, \text{дБ}. \quad (4.2)$$

Рассчитаем уровень звукового давления на среднегеометрической частоте октавных полос равной $f = 63$ Гц.

Для водогрейного котла при $f = 63$ Гц: $L_p = 90$ дБ;

$\Phi = 1$;

$\beta_a = 0$;

$\Omega = 2\pi = 6,28$.

По формуле (4.1) найдем уровни звукового давления каждого водогрейного котла

$$L_1 = 90 - 15 \lg 5 + 10 \lg 1 - \frac{0,5}{1000} - 10 \lg 6,28 = 71,5 \text{ дБ},$$

$$L_2 = 90 - 15 \lg 11,2 + 10 \lg 1 - 0 - 10 \lg 6,28 = 66,3 \text{ дБ},$$

$$L_3 = 90 - 15 \lg 20,6 + 10 \lg 1 - 0 - 10 \lg 6,28 = 62,3 \text{ дБ},$$

$$L_4 = 90 - 15 \lg 30,4 + 10 \lg 1 - 0 - 10 \lg 6,28 = 59,8 \text{ дБ},$$

$$L_5 = 90 - 15 \lg 40,3 + 10 \lg 1 - 0 - 10 \lg 6,28 = 57,9 \text{ дБ},$$

$$L_6 = 90 - 15 \lg 50,2 + 10 \lg 1 - 0 - 10 \lg 6,28 = 56,5 \text{ дБ},$$

$$L_7 = 90 - 15lg60,2 + 10lg1 - 0 - 10lg6,28 = 55,3 \text{ дБ.}$$

Тогда сумма уровней звукового давления L_i в выбранной расчетной точке составит

$$L_{\text{сум}} = 10 \lg \cdot (10^{0,1 \cdot 71,5} + 10^{0,1 \cdot 66,3} + 10^{0,1 \cdot 62,3} + 10^{0,1 \cdot 59,8} + 10^{0,1 \cdot 57,9} + 10^{0,1 \cdot 56,5} + 10^{0,1 \cdot 55,3}) = 73,5 \text{ дБ.}$$

Результаты расчетов уровней звукового давления в остальных октавных полосах частот сведены в таблицу 4.2.

4.3.2 Расчет требуемого снижения шума

В расчетную точку одновременно попадает шум от нескольких одинаковых источников шума, поэтому снижение уровней звукового давления $\Delta L_{\text{тр}}$ в расчетной точке каждого источника определяют по формуле

$$\Delta L_{\text{тр}} = L_{\text{сум}} - L_{\text{доп}} + 10 \lg N, \text{ дБ,} \quad (4.3)$$

где $L_{\text{сум}}$ – ожидаемый уровень звукового давления, создаваемый рассматриваемыми источниками шума в расчетной точке, дБ;

$L_{\text{доп}}$ – допустимый уровень звукового давления в расчетной точке, дБ (таблица 3.7 (14));

N – общее количество принимаемых в расчет источников шума.

При $f = 63$ Гц: на территории предприятия $L_{\text{доп}} = 99$ дБ;

$$\Delta L_{\text{тр}} = 73,5 - 99 + 10 \lg 7 = -17 \text{ дБ.}$$

Результаты расчетов снижения уровней звукового давления $\Delta L_{\text{тр}}$ в остальных октавных полосах частот сведены в таблицу 3.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчета

Величина	Ед. изм.	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_p	дБ	90	93	89	85	87	88	75	72
Φ	-	1	1	1	1	1	1	1	1
β_a	$\frac{\text{дБ}}{\text{км}}$	0	0,7	1,5	3	6	12	24	48
Ω	-	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28
L_1	дБ	71,5	74,5	70,5	66,5	68,5	69,5	56,4	53,3
L_2	дБ	66,3	69,3	65,3	61,2	63,2	64,1	51,0	47,7
L_3	дБ	62,3	65,3	61,3	57,3	59,2	60,1	46,8	43,3
L_4	дБ	59,8	62,8	58,7	54,7	56,6	57,4	44,0	40,3
L_5	дБ	57,9	60,9	56,9	52,8	54,7	55,5	42,0	38,0
L_6	дБ	56,5	59,5	55,4	51,4	53,2	53,9	40,3	36,1

L ₇	дБ	55,3	58,3	54,2	50,1	52,0	52,6	38,9	34,4
----------------	----	------	------	------	------	------	------	------	------

Продолжение таблицы 3.2

Величин а	Ед из м.	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{\text{сум}}$	дБ	73,5	76,5	72,5	68,5	70,5	71,4	58,3	55,0
$L_{\text{доп}}$	дБ	99	92	86	83	80	78	76	74
$L_{\text{тр}}$	дБ	-17,0	-7,0	-5,0	-6,0	-1,1	1,9	-9,3	-10,5

Так как при частоте 2000 Гц снижение уровня звукового давления $\Delta L_{\text{тр}}$ положительно, уровень звукового давления в принятой рабочей точке превышает допустимый уровень шума на рабочих местах. Следовательно, необходимо провести мероприятия для снижения шума.

4.3.3 Расчет мероприятий для снижения шума

Водогрейная котельная открытого типа, поэтому необходимо запроектировать стену (с окном и дверью) диспетчерского пункта водогрейной котельной из конструкций, обеспечивающих требуемую звукоизоляцию. Диспетчерский пункт с параметрами 3,8x9x7 находится на расстоянии 7 м от фронта котлов (рисунок 4.2). Площадь ее глухих стен S_1 и S_2 соответственно равны 26,6 м² и 34,2 м², площадь двери $S_3 = 2,4$ м², окна – $S_4 = 4$ м².

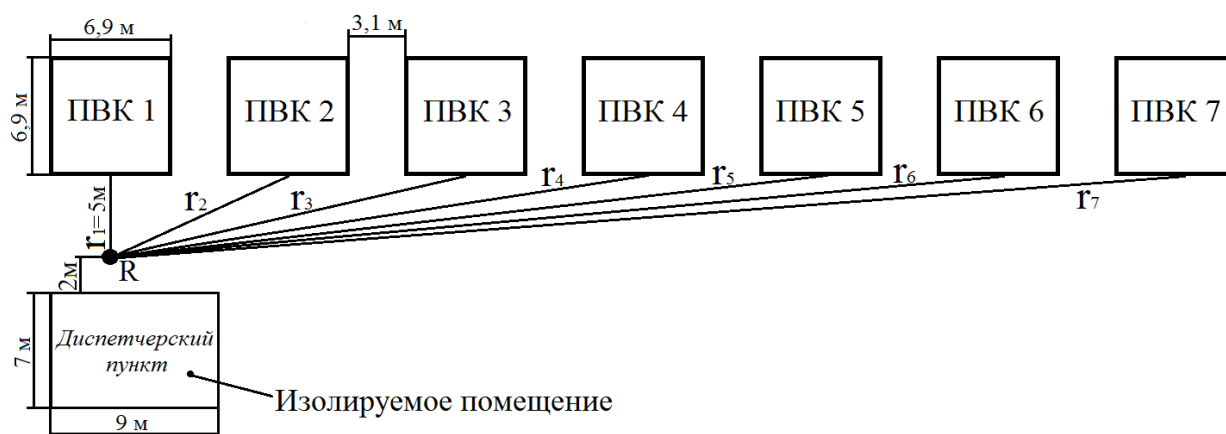


Рисунок 4.2 – Схема проникновения шума из окружающей атмосферы в изолируемое помещение

Требуемую изоляцию воздушного шума в дБ ограждающей конструкцией при проникновении шума с прилегающей территории в помещение следует определять по формуле

$$\Delta R_{\text{тр}} = L_{\text{нар}} + 10 \lg S_i - 10 \lg B + 6 - L_{\text{доп}} + 10 \lg n, \text{ дБ}, \quad (4.4)$$

где $L_{нар}$ – суммарный октавный уровень звукового давления от всех источников шума в 2 м от рассматриваемой ограждающей конструкции (см. рисунок 4.2), дБ;

V – постоянная изолируемого от шума помещения, m^3 ;

S_i – площадь рассматриваемой ограждающей конструкции, через которую проникает шум, m^2 ;

$L_{доп}$ – допустимый октавный уровень звукового давления в изолируемом от шума помещении, дБ(таблица 3.7 (14));

n – общее количество ограждающих конструкций, через которые проникает шум.

Постоянная помещения V определяется по формуле

$$V = \mu \cdot V_{1000}, m^3, \quad (4.5)$$

где V_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц, m^3 ; определяется по таблице 3.8 (14) в зависимости от объема V (m^3) и типа помещения;

μ – частотный множитель (см. таблицу 3.9 (14)).

По исходным данным изолируемое помещение находится в 7 м от первого источника шума, а расчет производился в 5 м от него, следовательно, получаем $L_{сум} = L_{нар}$.

При расчете на среднегеометрической частоте октавных полос равной 63 Гц:

$$L_{сум} = L_{нар} = 73,5 \text{ дБ};$$

для кабины дистанционного управления с речевой связью $L_{доп} = 83 \text{ дБ}$.

Из таблицы 3.8 (14):
$$V_{1000} = \frac{V}{10} = \frac{3,8 \cdot 9,7}{10} = \frac{239,4}{10} = 23,94 \text{ м}^3.$$

При $f = 63 \text{ Гц}$, $V = 200 \div 1000 \text{ м}^3$:
$$\mu = 0,65.$$

Рассчитаем постоянную изолируемого помещения по формуле (4.5)

$$V = 0,65 \cdot 23,94 = 15,6 \text{ м}^3.$$

Из исходных данных:
$$S_1 = 26,6 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = 34,2 \text{ м}^2;$$

$$S_3 = 2,4 \text{ м}^2;$$

$$S_4 = 4 \text{ м}^2.$$

Требуемая изоляция ограждающей конструкцией при $f = 63 \text{ Гц}$ составит

$$R_{мп1} = 73,5 + 10 \lg 26,6 - 10 \lg 15,6 + 6 - 83 + 10 \lg 4 = 4,8 \text{ дБ},$$

$$R_{мп2} = 73,5 + 10 \lg 34,2 - 10 \lg 15,6 + 6 - 83 + 10 \lg 4 = 5,9 \text{ дБ},$$

$$R_{мп3} = 73,5 + 10 \lg 2,4 - 10 \lg 15,6 + 6 - 83 + 10 \lg 4 = -5,6 \text{ дБ},$$

$$R_{мп4} = 73,5 + 10 \lg 4 - 10 \lg 15,6 + 6 - 83 + 10 \lg 4 = -3,4 \text{ дБ}.$$

Результаты расчетов требуемой изоляции ограждающей конструкцией в остальных октавных полосах частот сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты акустического расчета

Величина	Ед. из м.	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
V1000	м ²	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94
μ	-	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
V	м ²	15,6	14,8	15,3	18,0	23,9	35,9	57,5	100,5
L _{сум} =L _{нар}	дБ	73,5	76,5	72,5	68,5	70,5	71,4	58,3	55,0
L _{доп}	дБ	83	74	68	63	60	57	55	54
10lg(n)	-	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
10lgB	-	11,9	11,7	11,9	12,5	13,8	15,6	17,6	20,0
10lgS1	-	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
10lgS2	-	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
10lgS3	-	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
10lgS4	-	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
R _{тр1}	дБ	4,8	17,1	18,9	19,2	22,9	25,1	12,0	7,3
R _{тр2}	дБ	5,9	18,2	20,0	20,3	24,0	26,2	13,0	8,4
R _{тр3}	дБ	-5,6	6,6	8,5	8,8	12,5	14,7	1,5	-3,2
R _{тр4}	дБ	-3,4	8,9	10,7	11,0	14,7	16,9	3,7	-1,0
R _{факт1,2} (стен а в ½ кирпича)	дБ	32	39	40	42	48	54	60	60
R _{факт3} (обыкн. филенчатая дверь без упл-их прокладок)	дБ	7	12	14	16	22	20	20	-
R _{факт4} (окно с силикатным стеклом– 3мм)	дБ	8	12	16	18	20	22	20	-

По данным таблицы 3.16 и 3.18 литературы (16) подбираем материалы, отвечающие требуемой звукоизолирующей способности. Исходя из полученных значений и экономических соображений, для обеспечения требуемой звукоизолирующей способности, выбираем следующие материалы:

- стены в ½ кирпича, оштукатуренные с двух сторон;
- окно с силикатным стеклом толщиной 3 мм без уплотняющих прокладок;
- обыкновенная филенчатая дверь без уплотняющих прокладок.

4.4 Молниезащита на ТЭЦ

Так как водогрейные котлы расположены на открытом воздухе и по высоте намного выше расположенных рядом зданий и сооружений, они больше подвержены ударам молнии, что может привести к негодности оборудования.

Чтобы проверить обеспечивают ли имеющиеся молниеотводы защиту водогрейных котлов от молнии, построим для водогрейного котельного цеха зону защиты двух стержневых молниеотводов.

Исходные данные. Высота водогрейных котлов ПТВМ-100 (защищаемые объекты) составляет $h_x = 15$ м. Молниеотводами являются дымовые трубы высотой 80 м и установленные на них молниеприемники высотой 2 м, итого высота молниеотвода $h = 82$ м. Расстояние между молниеотводами $L = 30$ м. Остальные данные приведены на рисунке 4.3.

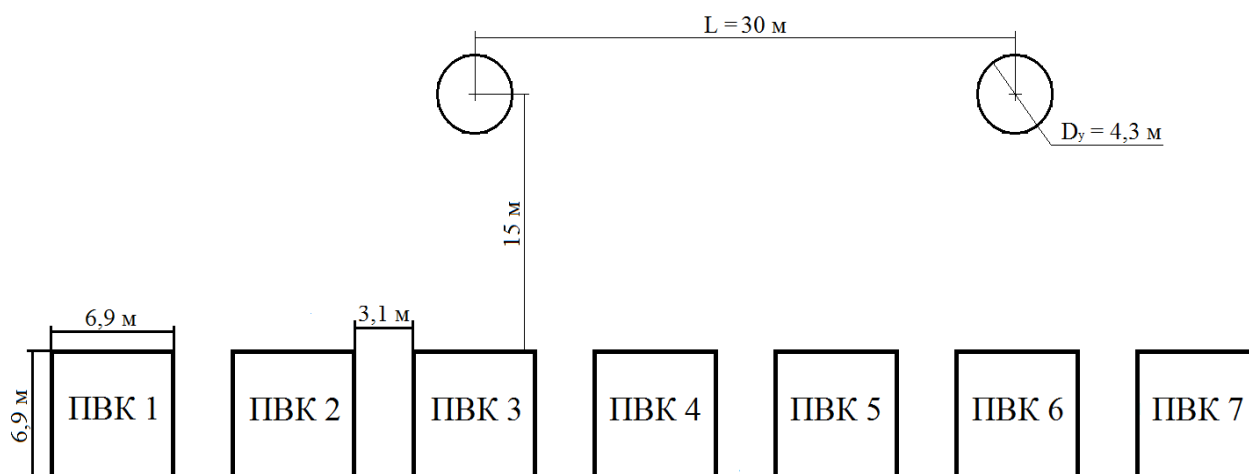


Рисунок 4.3 – Расположение двух стержневых молниеотводов

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой пространство вблизи молниеотвода в виде «шатра», ограниченное поверхностью вращения, образующая которой находится по эмпирической формуле (17)

$$r_x = 1,6h \frac{h - h_x}{h + h_x} = \frac{1,6h_a}{1 + \frac{h_x}{h}}, \text{ м}, \quad (4.6)$$

где h_a – активная высота молниеотвода, м.

Внешняя часть зоны защиты, т.е. радиусы зоны защиты двух стержневых молниеотводов определяется, так же как и для одиночных молниеотводов.

Определим активную высоту молниеотвода

$$h_a = h - h_x = 82 - 15 = 67 \text{ м.} \quad (4.7)$$

Радиусы зоны защиты двух стержневых молниеотводов одинаковы, так как одинаковы их высоты.

Подставив найденные и известные величины в формулу (4.6), получим радиусы двух одинаковых молниеотводов на высоте $h_x = 15 \text{ м}$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 67}{1 + \frac{15}{82}} = 90,6 \text{ м.}$$

Внутренняя часть зоны защиты двух стержневых молниеотводов (рисунок 4.4) в плоскости, проходящей через оба молниеотвода,

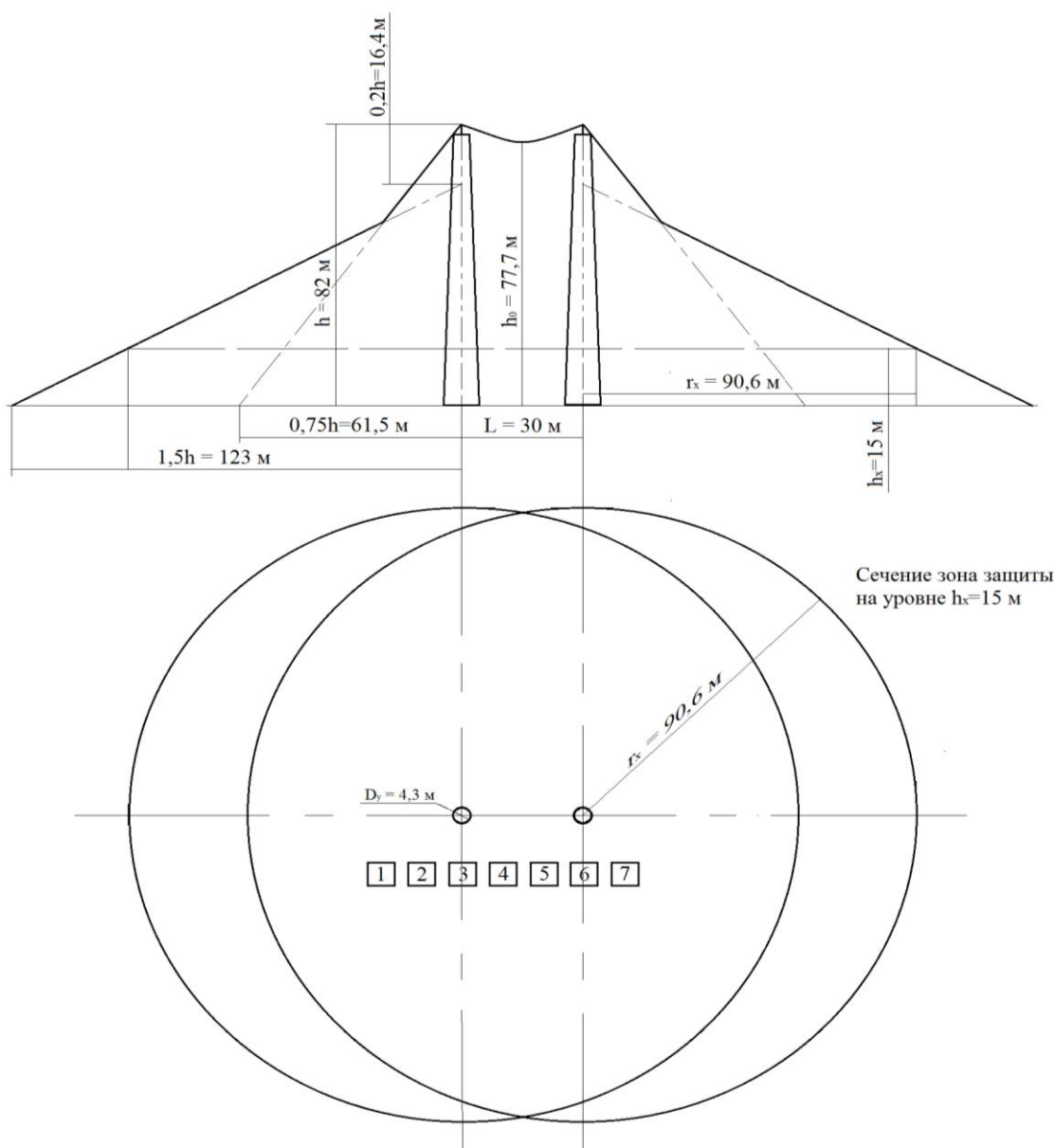


Рисунок 4.4 – Зона защиты двух стержневых молниеотводов

дугой окружности, которую можно построить по трем точкам: две из них - вершины молниеотводов, а третья расположена посередине между молниеотводами на высоте h_0 .

Высота защищенной точки посередине между молниеотводами находится как

$$h_0 = h - \frac{L}{7p} = 82 - \frac{30}{7} = 77,7 \text{ м.} \quad (4.8)$$

Водогрейный котельный цех расположен в зоне защиты двойного стержневого молниеотвода. Молниеотводы обеспечивают защиту от молнии.

4.5 Вывод по разделу БЖД

4.5.1 По результатам расчета, сведенных в таблицу 4.2, видно, что при частоте 2000 Гц снижение уровня звукового давления $\Delta L_{\text{тр}}$ положительно, следовательно, уровень звукового давления в принятой рабочей точке, где находится 7 источников шума (водогрейных котлов), превышает допустимый уровень шума на рабочих местах.

Исходя из результатов расчета таблицы 4.3 и экономических соображений, стены в $\frac{1}{2}$ кирпича, оштукатуренные с двух сторон, окно с силикатным стеклом толщиной 3 мм и обыкновенная филленчатая дверь обеспечивают требуемое снижение шума в помещении диспетчерского пункта во всех октавных полосах.

4.5.2 Наиболее уязвимая точка для прямого удара молнии расположена на самой высокой точке или угле здания, где некоторая интенсификация электрического поля будет иметь место при грозе.

Самой высокой точкой на ТЭЦ является дымовая труба, которую и используют для отвода молнии, защищая близко расположенные здания. К тому же дым и горячие газы создают дополнительную ионизацию воздуха, поэтому они в большей степени подвержены ударам молнии.

Рассмотренный способ молниезащиты ТЭЦ рассчитана только на то, чтобы защитить окружающие здания, но в результате может повредиться сама труба (образование трещин и др.), так как попадающие на нее разряды проходят по газовому шлейфу внутрь трубы.

По рисунку 4.4 видно, что водогрейный котельный цех полностью входит в зону защиты двойного стержневого молниеотвода.

5 Экономическая часть

Наибольшие затруднения возникают при работе водогрейных котлов на сернистом мазуте, вследствие сернокислотной коррозии, усугубляемой частыми отмывками поверхностей нагрева и заносом золосажистыми отложениями конвективных поверхностей нагрева. Они ограничивают теплопроизводительность котлов на уровне $0,6 \div 0,8$ номинальной и срок службы конвективной поверхности нагрева 2 – 3 года.

Модернизация котлов будет проведена с целью обеспечения их работы с повышенной номинальной теплопроизводительностью при более высокой надежности конвективной части благодаря увеличению ее срока службы в 2 – 3 раза.

Модернизация водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5 заключается в установке двухсветных экранов и замене конвективной части.

Двухсветный экран – экран, получающий теплоту с двух сторон. Устанавливается в топочный объем котла, разделяя его на три части. Таким образом, за счет увеличения поверхности нагрева топки поглощается больше тепла отданного в процессе сжигания топлива (увеличивается полезно использованная теплота Q_1), что приводит к повышению КПД «брутто» котла и соответственно теплопроизводительности.

Технико-экономические показатели работы котлов после модернизации определены с помощью программы Boiler Designer.

Целью раздела является расчет экономического эффекта от модернизации котлов и расчет по определению целесообразности проекта на основе методов оценки инвестиционных проектов.

Таблица 5.1 – Исходные данные

Наименование показателей		Сравниваемые варианты	
		к. 2	к. 5
1. Теплопроизводительность, Q , Гкал/ч	до	75	75
	после	85	85
2. Капитальные вложения в конвективные пакеты и двухсветные экраны, млн. тг.		90	90
3. Среднее число часов работы ВК за 2014 год, τ , час/год		2680	
4. КПД «брутто» котлов, %	до	89	
	после	92,9	
5. Теплотворная способность мазута, ккал/кг		9451	
6. Стоимость мазута, Ц, тыс. тг/т		95	

5.1 Определение затрат на модернизацию водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5

Затраты на модернизацию складываются из суммарных капитальных вложений (K^{Σ}), затрат на заработную плату дополнительно обслуживающему персоналу ($I_{ЗП}$), затрат на текущий ремонт ($I_{т.рем.}$) и прочих расходов ($I_{проч.}$)

$$Z_{\text{мод}} = K^{\Sigma} + I_{ЗП} + I_{т.рем.} + I_{проч.}, \text{ млн. тг.} \quad (5.1)$$

Суммарные капитальные вложения

$$K^{\Sigma} = K_{КП}^{\Sigma} + K_{ДЭ}^{\Sigma} + K_{СМР}, \text{ млн. тг.} \quad (5.2)$$

где $K_{КП}^{\Sigma}$ – суммарные затраты на конвективные пакеты, млн. тг;

$K_{ДЭ}^{\Sigma}$ – суммарные затраты на двухсветные экраны, млн. тг;

$K_{СМР}$ – затраты на строительно-монтажные работы, млн. тг.

Суммарные затраты на конвективные пакеты, также как и на двухсветные экраны, включают в себя затраты на материал (сталь 20) и заработную плату рабочим за изготовление продукции.

По исходным данным, суммарные затраты на конвективные пакеты и двухсветные экраны по двум котлам составляют $K_{КП}^{\Sigma} + K_{ДЭ}^{\Sigma} = 180$ млн. тг.

Затраты на строительно-монтажные работы включают в себя затраты на заработную плату рабочему персоналу за установку двухсветных экранов и конвективных пакетов а также затраты на необходимые материалы и оборудования для данных строительно-монтажных работ. $K_{СМР}$ по двум котлам определим в размере

$$K_{СМР} = 0,2(K_{КП}^{\Sigma} + K_{ДЭ}^{\Sigma}) = 0,2 \cdot 180 = 36 \text{ млн. тг.} \quad (5.3)$$

Тогда суммарные капитальные вложения в модернизацию двух котлов с учетом выше указанных затрат составят

$$K^{\Sigma} = 180 + 36 = 216 \text{ млн. тг.}$$

Так как модернизация осуществляется уже на существующих водогрейных котлах, дополнительных рабочих мест не требуется. Рабочий персонал остается прежним, поэтому $I_{ЗП}$ не учитываем.

Затраты на проведение текущего ремонта включают в себя также затраты на технический осмотр оборудования и содержание его в рабочем состоянии. $I_{т.рем.}$ определяются в размере

$$I_{\text{т.рем.}} = 0,15I_{\text{ао}}, \text{ млн. тг,} \quad (5.4)$$

где $I_{\text{ао}}$ – амортизационные отчисления, млн. тг.

Амортизационные отчисления определяются в размере 8% от капитальных вложений

$$I_{\text{ао}} = 0,08 \cdot K^{\Sigma} = 0,08 \cdot 216 = 17,3 \text{ млн. тг.} \quad (5.5)$$

Тогда затраты на проведение текущего ремонта двух котлов составят

$$I_{\text{т.рем.}} = 0,15 \cdot 17,3 = 2,6 \text{ млн. тг.}$$

Прочие расходы рассчитаем по формуле

$$I_{\text{проч}} = 0,1 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{т.рем.}}) = 0,1 \cdot (17,3 + 2,6) = 2 \text{ млн. тг.} \quad (5.6)$$

Полученные значения подставим в формулу (5.1)

$$Z_{\text{мод}} = 216 + 2,6 + 2 = 220,6 \text{ млн. тг.}$$

5.2 Расчет экономического эффекта от модернизации водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5

Экономический эффект от проведенной модернизации будет складываться из:

1. Эффекта от повышения теплопроизводительности котлов за счет двухсветных экранов.

2. Экономического эффекта от экономии мазута за счет роста КПД «брутто» котлов.

5.2.1 Экономический эффект от повышения теплопроизводительности находится по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{т}} = \Delta Q \cdot S, \text{ млн. тг/год,} \quad (5.7)$$

где ΔQ – значение, на которую увеличится отпуск тепловой энергии, Гкал/год;

S – себестоимость отпуска тепловой энергии, по данным ТЭЦ-1
 $S = 2500 \text{ тг/Гкал.}$

$$\Delta Q = 170 - 150 = 20 \text{ Гкал/ч} = 20 \cdot 2680 = 53600 \text{ Гкал/год;}$$

$$\mathcal{E}_{\text{т}} = 53600 \cdot 2500 = 134 \text{ млн. тг/год.}$$

5.2.2 Экономия мазута в денежном выражении определяется по формуле

$$\mathcal{E}_m = \Delta B \cdot \text{Ц}_{\text{млн.тг/год}}, \quad (5.8)$$

где ΔB – экономия мазута, т/год;

Ц – стоимость мазута, млн.тг/т.

Экономия мазута найдем по формуле

$$\Delta B = 0,001 \Delta b \cdot \Delta Q, \text{ т/год}, \quad (5.9)$$

где Δb – разность удельных расходов топлива, кг/Гкал.

Разность удельных расходов топлива до и после модернизации определим по формуле

$$\Delta b = \frac{7000}{Q_H^p} \cdot \left(\frac{143}{\eta_1} - \frac{143}{\eta_2} \right), \text{ кг. н. т./Гкал}, \quad (5.10)$$

где Q_H^p – теплотворная способность мазута, ккал/кг;

η_1, η_2 – КПД котлов до и после модернизации соответственно.

$$\Delta b = \frac{7000}{9451} \cdot \left(\frac{143}{0,89} - \frac{143}{0,929} \right) = 5 \text{ кг. н. т./Гкал.}$$

Экономия мазута по двум котлам

$$\Delta B = 0,001 \cdot 5 \cdot 53600 = 268 \text{ т. н. т./год.}$$

Тогда экономия мазута в денежном выражении составит

$$\mathcal{E}_m = 268 \cdot 0,095 = 25,5 \text{ млн. тг/год.}$$

5.2.3 Суммарный годовой экономический эффект по двум котлам

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_r + \mathcal{E}_m. \quad (5.11)$$

$$\mathcal{E} = 134 + 25,5 = 159,5 \text{ млн. тг/год.}$$

5.3 Экономическая оценка модернизации водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5

5.3.1 Определение первоначальных инвестиций и денежного потока на возврат кредита

При оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

I_0 – первоначальные инвестиции;

CF – денежный поток, направляемый на возврат кредита;

r – процентная ставка банка по кредиту;

n – календарный год кредита. (18)

Объем инвестиций I_0 , которые возьмем в банке под льготный кредит (15%), будут состоять из затрат на модернизацию водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5

$$I_0 = Z_{\text{мод}} = 220,6 \text{ млн. тг.}$$

Полученный экономический эффект, $\Delta = 159,5$ млн.тг, идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток $CF = 159,5$ млн.тг.

5.3.2 Определение чистой текущей стоимости NPV

Этот метод анализа инвестиций показывает, на какую ценность может прирасти предприятие в результате реализации инвестиционного проекта и определяется:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (5.12)$$

где $\frac{1}{(1+r)^n} = R$ – коэффициент дисконта.

Данные для расчета:

первоначальные инвестиции, т.е. сумма кредита, I_0 , млн.тг 220,6;

денежный поток, направляемый на возврат кредита, CF, млн.тг 159,5;

процентная ставка банка по кредиту, r, % 15;

погасить кредит планируется в течение 2 лет.

Результаты расчета занесены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета NPV

год	CF	R_{15}	PV_{15}	R_{30}	PV_{30}
0	-220,6	1	-220,6	1	-220,6
1	159,5	0,87	138,8	0,769	122,7
2	159,5	0,756	120,6	0,592	94,4
NPV			+38,8		-3,5

NPV в нужные сроки положителен, это значит, в результате проекта ценность ТЭЦ-1 возрастет, и его следует принять.

5.3.3 Расчет внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли – это уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение r , при котором $NPV=0$. (19)

Величина IRR определяется по формуле

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1), \% \quad (5.13)$$

$$IRR = 15 + \frac{38,8}{38,8+3,5} \cdot (30 - 15) = 28,8 \%$$

При ставке кредита равной $IRR= 28,8 \%$, инвестиция в проект окупится будущими поступлениями денежных средств от проекта, но прибыли предприятие не получит.

5.3.4 Расчет срока окупаемости инвестиций PP

Метод позволяет определить срок, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций

$$PP = \frac{I_0}{CF_n}, \text{ год.} \quad (5.14)$$

Денежные потоки по годам одинаковы, поэтому можно воспользоваться формулой (5.14)

$$PP = \frac{220,6}{159,5} = 1,4 \text{ год.}$$

5.4 Вывод по экономическому разделу

При расчете затрат на модернизацию водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. №№ 2, 5 были учтены суммарные капитальные вложения в проект, затраты на текущий ремонт и прочие расходы.

Экономический эффект от модернизации складывался из эффекта от повышения теплопроизводительности эффекта от экономии топлива (мазута).

Полученный экономический эффект – положительный, следовательно, проект принесет прибыль.

Для экономической оценки модернизации водогрейных котлов использовалось 3 метода оценки инвестиционных проектов:

- определение чистой текущей стоимости (NPV);
- расчета внутренней нормы прибыли (IRR);

- расчет срока окупаемости проекта (PP).

По результатам расчета, сведенных в таблицу 4.2, NPV в нужные предприятию сроки положителен, это значит, в результате проекта ценность ТЭЦ-1 возрастет, и проект следует принять.

Другими словами, при процентной ставке 15 %, погасив кредит в размере 220,6 млн. тг будущими поступлениями денежных средств от проекта предприятие получит прибыль в размере 38,8млн.тг.

Определенная по формуле (4.13) величина IRR равна 28,8 %. При такой ставке кредита, предприятие не получит ни прибыли ни убытка от инвестиций, т.е. проект окупится, но прибыли не принесет.

Данный проект окупиться в течение 1,4 года.

Заключение

Котлы ПТВМ-100 в заводском исполнении имеют ряд конструктивных и проектных недостатков, поэтому в процессе их эксплуатации возникает множество трудностей, снижается надежность, экономичность работы, а при сжигании сернистых и высокосернистых мазутов максимальная нагрузка ограничивается на уровне $0,6 \div 0,8$ номинальной.

В данном дипломном проекте в целях повышения номинальной теплопроизводительности при более высокой надежности конвективной части рассматривается возможная модернизация котлов ПТВМ-100 на примере ТЭЦ-1 АО «АлЭС».

Модернизация котлов ПТВМ-100 заключается в установке двух двусветных экранов с холодными разряженными трубами. Такая конструкция устанавливается в топочный объем котла, разделяя его на три части.

С помощью программы Boiler Designer был сконструирован котел ПТВМ-100 до и после его модернизации. Также был выполнен расчет конструктивных характеристик и расчет теплового баланса для наглядного сравнения и установления целесообразности проекта.

По полученным результатам в Boiler Designer сделаны следующие выводы:

- температура после топки при наличии двусветных экранов значительно понизилась, следовательно, двусветные экраны обеспечат тепловую защиту первого конвективного пакета труб от прямого лучистого воздействия факела, а также благодаря пониженной температуре уменьшится занос конвективных пакетов золосажистыми отложениями;

- перед первым конвективным пакетом труб, трубы двусветного экрана разведены к боковым экранам в три ряда с образованием холодного экрана (элемент «2х св. экран»). Холодный экран с малым шагом ($S=64$ мм) затормаживает ход уходящих газов, вследствие чего незначительное увеличение КПД котла. Следовательно, необходимо изменить второй конвективный пакет и сузить сечение газохода;

- установка двусветных экранов увеличивает поверхность нагрева топки, сохраняя изначальные габариты.

Приложение А

Котел ПТВМ-100 при работе по пиковому режиму

Таблица А.1 – Тепловой баланс котла

Имя	Размерность	Величина	Описание
кпд2	%	90,036	К.П.Д. котла , расч. по обратному балансу
кпд1	%	90,0359	К.П.Д. , рассчитанный по прямому балансу
Qср	Гкал/ч	100,1	Тепло, воспринятое средой
Qтопл	Гкал/ч	111,2	Тепло топлива
Qном	Гкал/ч	99,9	Ном. тепловая мощность
Вр	т/ч		Расчетный расход топлива
q2	%	9,464	Потери тепла с уходящими газами
Qокр	%	0,4	Теплопотери в окружающую среду
Qпотерь	Гкал/ч	11,077	Сумма потерь тепла
Q2	Гкал/ч	10,521	Тепло уходящих газов
Q3	Гкал/ч	0,111	Тепло химического недожега
Q4	Гкал/ч	0	Тепло механического недожега
Q5	Гкал/ч	0,445	Тепло наружного охлаждения
Q	Гкал/ч	11,83	Тепловая мощность
Lo	-	13,86	Масса сухого воздуха для сгорания 1 кг топлива
Ср	КДж/кг*К	1,109	Теплоемкость
ЛамбдаГаз	Вт/м*К	0,039	Коэф. теплопроводности газов
mu_газ	μPa·c	24,92	Динамическая вязкость дымовых газов
Pr_Газ	-	0,715	Число Прандтля в дым. газах
FПыли	м2/кг	1	Эффективная поверхность излучения частиц пыли
Расход золы	т/ч	0,0059	Массовый расход золы
Несгоревшее топливо	т/ч	0	Массовый расход несгоревшего топлива
Iгаз	КДж/кг	31,8	Энтальпия газа без золы
Iзл	КДж/кг	23,5	Энтальпия золы
Iсм	КДж/кг	258,6	Энтальпия газозоловой смеси

Таблица А.2 – Расчет топки

Имя	Размерность	Величина	Описание
S	мм	3860	Толщина излучающего слоя
Док	-	0,215	Доля площади окна топки
Vт	м3	245	Объем топки
M	-	0,435	Коеф., завис. от высоты ядра факела (зависимость от нагрузки)
ПсиМатр	-	0,6	Тепловая эффективность топки (зависимость от нагрузки)
У_верх	-	0,85	Коеф. неравномерности теплового потока вверху топки
a_ун	%	100	Доля уноса золы
dАльфа	-	0,05	Присосы холодного воздуха
альфа	-	1,05	Избыток воздуха
альфаО2	-	1,05	Избыток кислорода в дымовых газах
Тад	Градус	1983,62	Адиабатическая темп. горения
Qтопка	Гкал/ч	112,3	Тепло, внесенное в топку
Вр	т/ч	11,78	Расчетный расход топлива
Тгаз	Градус	1312,12	Температура газа
Mгаз	т/ч	184,90	Массовый расход газа
Vгаз	нм3/с	39,50	Объемный расход газа при н.у.
Iгаз	КДж/кг	1606,24	Энтальпия 1 kg дымовых газов
Iv	кДж/нм3	2088,35	Энтальпия 1 м ³ газа
ro_газ	kg/нм3	1,30	Плотность газов
Qлуч	Гкал/ч	7,53	Лучистое тепло

Таблица А.3 – Расчет экранов в топке

Имя	Размерность	БЭТ	Фр+ЗадЭТ	Описание
Q	Гкал/ч	16,8	16,8	Тепловая мощность
H	м2	92,2	92,2	Поверхность нагрева
a1кондук	Вт/м2*К	70	70	Кондуктивный коэф. теплоотдачи от газов
альфа_вн	Вт/м2*К	9547,8	8780,5	Коеф. теплоотдачи внутри труб
dP	бар	0,25	0,25	Гидравлическое сопротивление
ro_w	кг/м2*с	1324,3	1324,3	Массовая скорость среды
Re	-	380949,1	274654,7	Число Рейнольдса
Nпар	-	196	196	Число параллельных труб
Двн	мм	54	54	Внутренний диаметр труб
F_внутр	м2	0,449	0,449	Сечение для прохода среды

внутри труб

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

Продолжение таблицы А.3

Имя	Размерность	БЭТ	Фр+ЗадЭТ	Описание
Рном	бар	12,0	13,7	Номинальное давление среды
Мном	т/ч	2140	2140	Номинальный расход среды
Тмет	Градус	300	300	Температура металла труб
w_вх	м/с	1,4	1,4	Скорость среды на входе
w_вых	м/с	1,4	1,4	Скорость среды на выходе
Lтруб	мм	7800	7800	Длина трубы (для пов-тей нагрева - длина трубы в обогреваемой зоне)
Ламбда Мет	Вт/м*К	55,5	56,6	Коэф. теплопроводности металла труб
Nзон	-	1	1	Число зон
Qотн	-	1,027	1,027	Отношение тепла, воспринятого данным экраном, к общему тепловосприятию топки (зависимость от нагрузки)
q_экран	-	1	1	Зависимость относительного теплового потока экрана от его длины
Тгаз	Градус	1312	1312	Температура газа
М	кг	3224,3	3337,0	Масса среды
Ksi_Тру б	-	0,178	0,188	Коэф. сопротивления труб
Тпрох	с	5,42	5,61	Время прохода
Ммет	кг	6447,1	6447,1	Масса металла труб, включая ребра
Квх	-	0,35	0,35	Коэф. сопротивления входа
Квых	-	0,8	0,8	Коэф. сопротивления выхода
К_повор от	-	0,2	0,2	Коэф. сопротивления поворотов
Шер-ть	мм	0,08	0,08	Шероховатость : 0.08мм-низколегиров.сталь, 0.1мм-высоколег.сталь
Dcp	т/ч	2140	2140	Расход среды
Pcp	бар	12,0	13,7	Давление среды
Tcp	Градус	150	112	Температура среды
i	КДж/кг	632,8	469,9	Энтальпия среды

Таблица А.4 – Расчет конвективных пакетов

Имя	Размерность	КП1	КП2	Описание
РаспТруб	-	Шахматное	Шахматное	Расположение труб: 0-коридорное , 1- шахматное
Ток	-	Противоток	Противоток	Прямоток - 0, противоток - 1, Перекрестный -2,
ТипМет	-	Ст. 20	Ст. 20	Тип металла труб
Н	м2	1498,5	1498,5	Поверхность нагрева
Днар	мм	28	28	Наружный диаметр
sТруб	мм	3	3	Толщина стенки трубы
Fгаз	м2	22,19	22,19	Сечение для прохода газов или воздуха вне труб
F_внутр	м2	0,219	0,219	Сечение для прохода среды внутри труб
s1	мм	64	64	Поперечный шаг труб
s2	мм	33	33	Продольный шаг труб
Ng_д	-	96	96	К-во рядов труб по ширине газохода
Ng	-	12	12	К-во рядов труб по ходу газов
Lтруб	мм	29575	29575	Длина трубы (для пов-тей нагрева - длина трубы в обогреваемой зоне
B	мм	6230	6230	Ширина конвективного газохода
Ag	мм	6230	6230	Глубина конвективного газохода вдоль трубы
КиспМатр	-	1	1	Коэф. использования (зависимость от нагрузки)
dP	бар	0,245	0,245	Гидравлическое сопротивление
Загр	м2*К/W	0,006	0,006	Коэф. загрязнения
Vгаз	нм3/с	40,22	40,93	Объемный расход газа при н.у.
dАльфа	-	0,02	0,02	Присосы холодного воздуха
Mгаз	т/ч	188,2	191,5	Массовый расход газа
S	мм	61,2	61,2	Толщина излучающего слоя
Qср	Гкал/ч	54,9	11,1	Тепло, воспринятое средой
Iгаз	КДж/кг	512,1	258,6	Энтальпия 1 kg дымовых газов

Тгаз	Градус	461,2	239,9	Температура газа
------	--------	-------	-------	------------------

Продолжение таблицы А.4

Имя	Размерность	КП1	КП2	Описание
w_газ	м/с	7,6	4,2	Скорость дымовых газов
Dcp	т/ч	2140,0	2140,0	Расход среды
go_w	кг/м2*с	2714,9	2714,9	Массовая скорость среды
w_вх	м/с	2,9	2,9	Скорость среды на входе
w_вых	м/с	2,9	2,9	Скорость среды на выходе
i	КДж/кг	577,7	599,5	Энтальпия среды
d_i	КДж/кг	107,4	21,8	Изменение энтальпии
Tcp	Градус	137,2	142,3	Температура среды
a1конв	Вт/м2*К	77,1	58,9	Коэф. теплоотдачи от газов конвекцией
a1	Вт/м2*К	87,0	62,4	Коэф. т/о вне труб (a1)
альфа_вн	Вт/м2*К	18751,7	19428,1	Коэф. теплоотдачи внутри труб
K	Вт/м2*К	53,6	45,1	Коэф. теплопередачи
dTлог	Градус	688,2	191,8	Среднеинтегральный темп. напор
Tвход	Градус	111,9	137,2	Температура среды на входе
Hcp вх	КДж/кг	470,3	577,7	Энтальпия среды на входе
Qбаланс	Гкал/ч	47,6	11,1	Тепло, воспринятое от газов по балансу
Qлуч	Гкал/ч	7,3	0,0	Тепло, воспринятое излучением из топки

Таблица А.5 – Тепловой расчет конвективных пакетов

Имя	Размерность	КП1	КП2	Описание
Q	Гкал/ч	18,8	3,9	Тепловая мощность
K	Вт/м2*К	53,6	45,1	Коэф. теплопередачи
H	м2	1498,5	1498,5	Поверхность нагрева
dTлог	Градус	688,2	191,8	Среднеинтегральный темп. напор
a_луч	Вт/м2*К	9,85	3,44	Коэф. теплоотдачи излучением
альфа_вн	Вт/м2*К	18751,7	19428,1	Коэф. теплоотдачи внутри труб
a1конв	Вт/м2*К	77,1	58,9	Коэф. теплоотдачи от газов конвекцией
Загр	м2*К/W	0,006	0,006	Общий коэф. загрязнения

Приложение Б

Котел ПТВМ-100 с двусветными экранами при работе по пиковому режиму

Таблица Б.1 – Тепловой баланс котла

Имя	Размерность	Величина	Описание
кпд2	%	90,211	К.П.Д. котла , расч. по обратному балансу
кпд1	%	90,2107	К.П.Д. , рассчитанный по прямому балансу
Q _{ср}	Гкал/ч	100,3	Тепло, воспринятое средой
Q _{топл}	Гкал/ч	111,2	Тепло топлива
Q _{ном}	Гкал/ч	99,9	Ном. тепловая мощность
В _р	т/ч		Расчетный расход топлива
q ₂	%	9,29	Потери тепла с уходящими газами
Q _{окр}	%	0,4	Теплопотери в окружающую среду
Q _{потерь}	Гкал/ч	10,88	Сумма потерь тепла
Q ₂	Гкал/ч	10,33	Тепло уходящих газов
Q ₃	Гкал/ч	0,111	Тепло химического недожега
Q ₄	Гкал/ч	0	Тепло механического недожега
Q ₅	Гкал/ч	0,445	Тепло наружного охлаждения
Q	Гкал/ч	11,6	Тепловая мощность
L _о	-	13,9	Масса сухого воздуха для сгорания 1 кг топлива
С _р	КДж/кг*К	1,108	Теплоемкость
ЛамбдаГаз	Вт/м*К	0,038	Коэф. теплопроводности газов
mu_газ	μPa·c	24,8	Динамическая вязкость дымовых газов
Pr_Газ	-	0,715	Число Прандтля в дым. газах
FПыли	м ² /кг	1	Эффективная поверхность излучения частиц пыли
Расход золы	т/ч	0,0059	Массовый расход золы
Несгоревшее топливо	т/ч	0,0	Массовый расход несгоревшего топлива
I _{газ}	КДж/кг	31,8	Энтальпия газа без золы
I _{зл}	КДж/кг	23,5	Энтальпия золы
I _{см}	КДж/кг	254,4	Энтальпия газозоловой смеси

Таблица Б.2 – Расчет топки

Имя	Размерность	Величина	Описание
S	мм	1908,3	Толщина излучающего слоя
Док	-	0,215	Доля площади окна топки
Vт	м ³	245	Объем топки
M	-	0,435	Коеф., завис. от высоты ядра факела (зависимость от нагрузки)
ПсиМатр	-	0,6	Тепловая эффективность топки (зависимость от нагрузки)
У_верх	-	0,85	Коеф. неравномерности теплового потока вверху топки
a_ун	%	100	Доля уноса золы
a_т	-	0,623679	Степень черноты топки
альфа	-	1,05	Избыток воздуха
альфаО2	-	1,05	Избыток кислорода в дымовых газах
Qрн	КДж/кг	39519	Низшая теплота сгорания топлива
H	%	0	Содержание водорода
S	%	0,115	Содержание серы в топливе
O	%	15,71	Содержание кислорода
N	%	70,05	Содержание азота
Ar	%	1,17	Содержание Ar
w	%	7,48	Влажность топлива
Вном	т/ч	11,78	Ном. расход топлива
Qтопка	Гкал/ч	112,3	Тепло, внесенное в топку
Qлуч_обр	Гкал/ч	9,2	Тепло излучения из объема за пучком

Таблица Б.3 – Расчет экранов в топке

Имя	Размерность	ЗЭТ	БЭТ	2х св. ЛЭТ	ФрЭТ	2х св. ПЭТ	Описание
Q	Гкал/ч	2,64	6,39	6,81	2,64	6,81	Тепловая мощность
H	м ²	32,4	78,4	83,554	32,4	83,554	Поверхность нагрева
αкондук	Вт/м ² *К	70	70	70	70	70	Кондуктивный коэф. теплоотдачи от газов
α_вн	Вт/м ² *К	9227,3	5279,3	8862,7	8636,7	9331,8	Коеф. теплоотдачи внутри труб
dP	бар	0,25	0,245166	0,25	0,25	0,25	Гидравлическое сопротивление
го_w	кг/м ² *с	1309,8	654,9	1337,1	1309,8	1337,1	Массовая скорость среды
Re	-	339403,4	176151,1	275371,0	264658,4	334128,8	Число Рейнольдса
Nпар	-	98	196	96	98	96	Число параллельных

труб

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Лист

Продолжение таблицы Б.3

Имя	Размерность	ЗЭТ	БЭТ	2х св. ЛЭТ	ФрЭТ	2х св. ПЭТ	Описание
Двн	мм	54	54	54	54	54	Внутренний диаметр труб
F_внутр	м2	0,224	0,449	0,220	0,224	0,220	Сечение для прохода среды внутри труб
Рном	бар	13,0	12,0	13,7	13,7	13,2	Номинальное давление среды
Мном	т/ч	1058,3	1058,3	1058,3	1058,3	1058,3	Номинальный расход среды
Тмет	Градус	300	300	300	300	300	Температура металла труб
w_вх	м/с	1,40	0,70	1,40	1,37	1,42	Скорость среды на входе
w_вых	м/с	1,41	0,71	1,41	1,37	1,43	Скорость среды на выходе
Lтруб	мм	7800	7800	6800	7800	6800	Длина трубы (для поветей нагрева - длина трубы в обогреваемой зоне)
ЛамбдаМет	Вт/м*К	55,98	55,79	56,69	56,81	56,05	Коэф. теплопроводности металла труб
Qотн	-	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	Отношение тепла, воспринятого данным экраном, к общему тепловосприятию топки (зависимость от нагрузки)
Tгаз	Градус	1159	1159	1159	1159	1159	Температура газа
M	кг	1633,4	3252,3	1425,7	1672,1	1400,5	Масса среды
Ksi Труб	-	0,188	0,735	0,212	0,193	0,208	Коэф. сопротив-ия труб
Tпрох	с	5,56	11,06	4,85	5,69	4,76	Время прохода
Mмет	кг	3223,6	6447,1	2752,9	3223,6	2752,9	Масса металла труб, включая ребра
Kвх	-	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	Коэф. сопротивления входа
Kвых	-	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	Коэф. сопротивления выхода
K_поворот	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	Коэф. сопротивления поворотов
Шер-ть	мм	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	Шероховатость: 0.08мм - низколегиров.сталь, 0.1мм-высоколег.сталь
Dср	т/ч	1058,3	1058,3	1058,3	1058,3	1058,3	Расход среды
Pср	бар	13,0	12,0	13,7	13,7	13,2	Давление среды
Tср	Градус	134	140	110	106	132	Температура среды
i	КДж/кг	564,0	591,2	463,9	447,4	553,6	Энтальпия среды

Таблица Б.4 – Расчет конвективных пакетов

Имя	Разм-ть	ЛКП1	ПКП1	ПКП2	ЛКП2	Описание
Днар	мм	28	28	28	28	Наружный диаметр
sТруб	мм	3	3	3	3	Толщина стенки трубы
s1	мм	64	64	64	64	Поперечный шаг труб
s2	мм	33	33	33	33	Продольный шаг труб
Ng	-	12	12	12	12	К-во рядов труб по ходу газов
Nзах	-	6	6	6	6	К-во заходов труб
Nпар	-	288	288	288	288	Число параллельных труб
Ng_д	-	48	48	48	48	К-во рядов труб по ширине газохода
Lтруб	мм	29575,1	29575,1	29575,1	29575,1	Длина трубы (для пов-тей нагрева - длина трубы в обогреваемой зоне)
B	мм	3115	3115	3115	3115	Ширина конвективного газохода
Ag	мм	6230	6230	6230	6230	Глубина конвективного газохода вдоль трубы
H	м2	749,25	749,25	749,25	749,25	Поверхность нагрева
aГаз	градус	0	0	0	0	Угол натекания потока газов
Загр	м2*К/W	0,006	0,006	0,006	0,006	Коэф. загрязнения
dстен	мм	45	45	45	45	Раст. от труб до стенки
H	м2	749,25	749,25	749,25	749,25	Поверхность нагрева
Лоб_за	мм	600	600	600	600	Длина объема газов за пучком
dРном	бар	0,245	0,245	0,245	0,245	Перепад давления в номинальном режиме
dАльфа	-	0,02	0,02	0,02	0,02	Присосы холодного воздуха
Квх	-	0,5	0,5	0,5	0,5	Коэф. сопротивления входа
Квых	-	1	1	1	1	Коэф. сопротивления выхода
К поворот	-	0,2	0,2	0,2	0,2	Коэф. сопротивления поворотов
Шер-ть	мм	0,03	0,03	0,03	0,03	Шероховатость
Vгаз	нм3/с	20,11	20,11	20,47	20,47	Объемный расход газа при н.у.
dАльфа	-	0,02	0,02	0,02	0,02	Присосы холодного воздуха
Mгаз	т/ч	94,1	94,1	95,8	95,8	Массовый расход газа
S	мм	61,2	61,2	61,2	61,2	Толщина излучающего слоя
Qср	Гкал/ч	24,2	24,6	5,1	5,0	Тепло, воспринятое средой
Iгаз	КДж/кг	493,0	472,0	241,8	266,9	Энтальпия 1 kg дымовых газов
Tгаз	Градус	445	427	225	247	Температура газа
w_газ	м/с	7,07	7,01	4,02	4,15	Скорость дымовых газов
Dср	т/ч	1058,3	1058,3	1058,3	1058,3	Расход среды
го_w	кг/м2*с	2685,3	2685,3	2685,3	2685,3	Массовая скорость среды
w_вх	м/с	2,88	2,81	2,87	2,95	Скорость среды на входе
w_вых	м/с	2,95	2,87	2,88	2,96	Скорость среды на выходе
i	КДж/кг	660,0	545,2	565,2	679,6	Энтальпия среды
d_i	КДж/кг	95,6	97,4	20,0	19,6	Изменение энтальпии
Tср	Градус	156	130	134	161	Температура среды
аlконв	Вт/м2*К	74,81	74,40	58,00	58,90	Коэф. теплоотдачи от газов конвекцией

Продолжение таблицы Б.4

Имя	Разм-ть	ЛКП1	ПКП1	ПКП2	ЛКП2	Описание
a1	Вт/м2*К	83,57	82,79	61,12	62,41	Коэф. т/о вне труб (a1)
альфа_вн	Вт/м2*К	19403,3	18312,2	18960,7	19886,4	Коэф. теплоотдачи внутри труб
К	Вт/м2*К	51,15	50,92	44,45	45,13	Коэф. теплопередачи
dТлог	Градус	597	614	177	171	Среднеинтегральный темп. напор
Твход	Градус	134	107	130	156	Температура среды на входе
Нср вх	КДж/кг	564,4	447,8	545,2	660,0	Энтальпия среды на входе
Qбаланс	Гкал/ч	19,7	20,1	5,1	5,0	Тепло, воспринятое от газов по балансу
Qлуч	Гкал/ч	4,489	4,488	0	0	Тепло, воспринятое излучением из топки

Таблица Б.5 – Тепловой расчет конвективных пакетов

Имя	Разм-ть	ЛКП1	ПКП1	ПКП2	ЛКП2	Описание
Q	Гкал/ч	8,700193	8,836295	1,777246	1,737865	Тепловая мощность
К	Вт/м2*К	51,14771	50,91983	44,44983	45,13353	Коэф. теплопередачи
Н	м2	749,25	749,25	749,25	749,25	Площадь нагрева
dТлог	Градус	596,8433	613,8204	176,8007	170,5603	Среднеинтегральный темп. напор
a_луч	Вт/м2*К	8,755792	8,383055	3,122161	3,50645	Коэф. теплоотдачи излучением
альфа_вн	Вт/м2*К	19403,33	18312,23	18960,66	19886,44	Коэф. теплоотдачи внутри труб
a1конв	Вт/м2*К	74,80922	74,40233	57,99949	58,90395	Коэф. теплоотдачи от газов конвекцией
Загр	м2*К/W	0,006	0,006	0,006	0,006	Общий коэф. загрязнения

Приложение В

Котел ПТВМ-100 с установленными двухсветными экранами и измененными КП2 и газоходом (пиковый режим)

Таблица В.1 – Тепловой баланс котла

Имя	Размерность	Величина	Описание
кпд2	%	90,363	К.П.Д. котла , расч. по обратному балансу
кпд1	%	90,363	К.П.Д. , рассчитанный по прямому балансу
Qср	Гкал/ч	100,5	Тепло, воспринятое средой
Qтопл	Гкал/ч	111,2	Тепло топлива
Qном	Гкал/ч	99,9	Ном. тепловая мощность
Вр	т/ч		Расчетный расход топлива
q2	%	9,137	Потери тепла с уходящими газами
Qокр	%	0,4	Теплопотери в окружающую среду
Qпотерь	Гкал/ч	10,72	Сумма потерь тепла
Q2	Гкал/ч	10,16	Тепло уходящих газов
Q3	Гкал/ч	0,11	Тепло химического недожега
Q4	Гкал/ч	0	Тепло механического недожега
Q5	Гкал/ч	0,445	Тепло наружного охлаждения
Q	Гкал/ч	11,47	Тепловая мощность
Lo	-	13,86	Масса сухого воздуха для сгорания 1 кг топлива
Ср	КДж/кг*К	1,11	Теплоемкость
ЛамбдаГаз	Вт/м*К	0,038	Коеф. теплопроводности газов
mu_газ	μPa·c	24,67	Динамическая вязкость дымовых газов
Pr_Газ	-	0,715	Число Прандтля в дым. газах
FПыли	м2/кг	1	Эффективная поверхность излучения частиц пыли
Расход золы	т/ч	0,0059	Массовый расход золы
Несгоревшее топливо	т/ч	0	Массовый расход несгоревшего топлива
Iгаз	КДж/кг	31,8	Энтальпия газа без золы
Iзл	КДж/кг	23,5	Энтальпия золы
Iсм	КДж/кг	250,7	Энтальпия газозоловой смеси

Таблица В.2 – Расчет топки

Имя	Размерность	Величина	Описание
S	мм	1908,3	Толщина излучающего слоя
Док	-	0,215	Доля площади окна топки
V _т	м ³	245	Объем топки
M	-	0,435	Коеф., завис. от высоты ядра факела (зависимость от нагрузки)
ПсиМатр	-	0,6	Тепловая эффективность топки (зависимость от нагрузки)
У_верх	-	0,85	Коеф. неравномерности теплового потока вверху топки
a_ун	%	100	Доля уноса золы
a_т	-	0,624	Степень черноты топки
альфа	-	1,05	Избыток воздуха
альфаO ₂	-	1,05	Избыток кислорода в дымовых газах
Q _{рн}	КДж/кг	39519	Низшая теплота сгорания топлива
H	%	0	Содержание водорода
S	%	0,115	Содержание серы в топливе
O	%	15,71	Содержание кислорода
N	%	70,05	Содержание азота
Ar	%	1,17	Содержание Ar
w	%	7,48	Влажность топлива
Вном	т/ч	11,78	Ном. расход топлива
Q _{топка}	Гкал/ч	112,3	Тепло, внесенное в топку
Q _{луч_обр}	Гкал/ч	9,2	Тепло излучения из объема за пучком

Результаты расчета экранов в топке аналогичен таблице Б.3

Таблица В.3 – Расчет конвективных пакетов

Имя	Разм-ть	ЛКП1	ПКП1	ПКП2	ЛКП2	Описание
Днар	мм	28	28	28	28	Наружный диаметр
sТруб	мм	3	3	3	3	Толщина стенки трубы
s1	мм	64	64	64	64	Поперечный шаг труб
s2	мм	33	33	33	33	Продольный шаг труб
N _г	-	12	12	16	16	К-во рядов труб по ходу газов
N _{зах}	-	6	6	16	16	К-во заходов труб
N _{пар}	-	288	288	288	288	Число параллельных труб
N _{г_д}	-	48	48	48	48	К-во рядов труб по ширине газохода

Лтруб	мм	12944,73	12944,73	11572,87	11572,87	Длина трубы (для пов-тей нагрева - длина трубы в обогреваемой зоне
-------	----	----------	----------	----------	----------	--

Продолжение таблицы В.3

Имя	Разм-ть	ЛКП1	ПКП1	ПКП2	ЛКП2	Описание
В	мм	3115	3115	2985	2985	Ширина конвективного газохода
Аг	мм	6230	6230	6230	6230	Глубина конвективного газохода вдоль трубы
Н	м2	749,25	749,25	749,25	749,25	Поверхность нагрева
аГаз	градус	0	0	0	0	Угол натекания потока газов
Загр	м2*К/W	0,006	0,006	0,006	0,006	Коэф. загрязнения
dстен	мм	45	45	45	45	Раст. от труб до стенки
Н	м2	749,25	749,25	749,25	749,25	Поверхность нагрева
Лоб_за	мм	600	600	600	600	Длина объема газов за пучком
dРном	бар	0,245	0,245	0,245	0,245	Перепад давления в номинальном режиме
dАльфа	-	0,02	0,02	0,02	0,02	Присосы холодного воздуха
Квх	-	0,5	0,5	0,5	0,5	Коэф. сопротивления входа
Квых	-	1	1	1	1	Коэф. сопротивления выхода
К_поворот	-	0,2	0,2	0,2	0,2	Коэф. сопротивления поворотов
Шер-ть	мм	0,03	0,03	0,03	0,03	Шероховатость
Vгаз	нм3/с	20,11	20,11	20,47	20,47	Объемный расход газа при н.у.
dАльфа	-	0,02	0,02	0,02	0,02	Присосы холодного воздуха
Mгаз	т/ч	94,1	94,1	95,8	95,8	Массовый расход газа
S	мм	61,2	61,2	61,2	61,2	Толщина излучающего слоя
Qср	Гкал/ч	24,2	24,6	5,1	5,0	Тепло, воспринятое средой
Iгаз	КДж/кг	468,6	491,8	237,6	263,7	Энтальпия 1 kg дымовых газов
Tгаз	Градус	424	444	221	244	Температура газа
w_газ	м/с	6,9	7,0	4,3	4,4	Скорость дымовых газов
Dср	т/ч	1058,3	1058,3	1058,3	1058,3	Расход среды
го_w	кг/м2*с	1175,3	1175,3	1050,8	1050,8	Массовая скорость среды
w_вх	м/с	1,2	1,3	1,1	1,2	Скорость среды на входе
w_вых	м/с	1,3	1,3	1,1	1,2	Скорость среды на выходе
i	КДж/кг	545,2	660,4	565,3	680,2	Энтальпия среды
d_i	КДж/кг	97,4	96,0	20,1	19,8	Изменение энтальпии
Tср	Градус	130	156	134	161	Температура среды
a1конв	Вт/м2*К	76,28	76,63	60,98	61,99	Коэф. теплоотдачи от газов конвекцией
a1	Вт/м2*К	85,19	85,95	64,16	65,57	Коэф. т/о вне труб (a1)
альфа_вн	Вт/м2*К	9402,6 0	9991,1 8	8886,9 7	9355,8 0	Коэф. теплоотдачи внутри труб
К	Вт/м2*К	51,83	51,95	45,89	46,61	Коэф. теплопередачи
dТлог	Градус	604	589	172	167	Среднеинтегральный темп. напор
Tвход	Градус	107	134	130	156	Температура среды на входе
Нср вх	КДж/кг	447,8	564,4	545,2	660,4	Энтальпия среды на входе
Qбаланс	Гкал/ч	20,2	19,7	5,1	5,0	Тепло, воспринятое от газов по балансу
Qлуч	Гкал/ч	4,4	4,5	0,0	0,0	Тепло, воспринятое излучением из топки

Таблица В.4 – Тепловой расчет конвективных пакетов

Имя	Разм-ть	ЛКП1	ПКП1	ПКП2	ЛКП2	Описание
Q	Гкал/ч	24,62	24,27	5,08	5,01	Тепловая мощность
K	Вт/м2*К	51,83	51,95	45,89	46,61	Коэф. теплопередачи
H	м2	749,25	749,25	749,25	749,25	Поверхность нагрева
dТлог	Градус	604	589	172	167	Среднеинтегральный темп. напор
a_луч	Вт/м2*К	8,91	9,32	3,18	3,59	Коэф. теплоотдачи излучением
альфа_вн	Вт/м2*К	9402,6	9991,2	8887,0	9355,8	Коэф. теплоотдачи внутри труб
a1конв	Вт/м2*К	76,28	76,63	60,98	61,99	Коэф. теплоотдачи от газов конвекцией
Загр	м2*К/W	0,006	0,006	0,006	0,006	Общий коэф. загрязнения

Список литературы

- 1 Соколов Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности: учеб. Пособие / Б.А. Соколов. – М.: Издательский центр «Академия». – 2008. – 64с.
- 2 Зыков А.К. Паровые и водогрейные котлы: Справочное пособие / А.К. Зыков. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – (Б-ка тепломонтажника). - 128с.
- 3 Орумбаев Р.К., Орумбаева Ш.Р. Оценка экономического и экологического эффекта при замене морально устаревших водогрейных котлов в Республике Казахстан // Actual Problems of Economics. ISSN – 19936788. Киев. №5, 2012. – С. 38 – 43. Impact Factor Journal. Impact Factor Journal.
- 4 Повышение эффективности и надежности башенных водогрейных котлов ПТВМ-100 / Орумбаев Р. К., Сергеев В. В., Кибарин А. А., Орумбаева Ш. Р., Ходанова Т. В., Коробков М. С. // ВЕСТНИК Алматинского университета энергетики и связи. - 2015. - №4. - С. 11-18.
- 5 Пуск и наладка водогрейных котлов ПТВМ-100 при сжигании мазута / З.В. Пакуляк, М.К. Боублей, А.Г. Ткачук, Л.Н. Яшунин, А.И. Шпиц // Энергетик. – 1972. - № 8. – С.30-31.
- 6 Жирнов Н. И., Кроль Л. Б., Лившиц Э. М., Рабкин Ю. И. Пиковые водогрейные котлы большой мощности. - М.-Л.: Энергия, 1964. - 168 с.
- 7 Зенин М.А. Исследования пиковых теплофикационных водогрейных котлов // Промышленная энергетика. – 1966. - № 6. – С.18-21.
- 8 Влияние способа очистки поверхностей нагрева на надежность водогрейных котлов большой производительности: обзор / Ю.В. Печенкин, Г.П. Гладышев, В.В. Нечаев, М.В. Петров. – М.: Информэнерго, 1974. – 30с.
- 9 Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). Под ред. Кузнецова Н. В. и др. М.: Энергия, 1973. - 296 с.
- 10 Гурвич А. М., Карасина Э.С., Митор В. В., ВТИ-ЦКТИ. Информационное письмо №1, Уточнения к нормативному методу теплового расчета котельных агрегатов. - ВТИ, - 1961.
- 11 Правила технической эксплуатации станций и сетей: Утв. Постановлением Правительства РК от 24.10.2012г. №1352.
- 12 Типовая инструкция по эксплуатационным химическим очисткам водогрейных котлов. – М.: Союзтехэнерго, 1980.
- 13 Доверман Г.И., Шельгин Б.Л., Мошкарин А.В., Мельников Ю.В. Расчет котельных агрегатов с использованием современных программных продуктов: Учеб. пособие / ГОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина". - Иваново, 2007. - 220 с.
- 14 СНиП 23-03-2003 "Защита от шума".
- 15 СН РК 2.04-29-2005 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

16 Жандаулетова Ф.Р., Бегимбетова А.С. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат. – Алматы: АИЭС, 2009. – 34 с.

17 Кужекин И.П., Ларионов В.П., Прохоров Е.Н. Молния и молниезащита. – М.: «Знак». 2003 – 30 с.

18 Липсиц И.В., Косов В.В. Инвестиционный проект. – Москва, Бек, 1996. – 304с.

19 Парамонов С.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». – Алматы: АУЭС, 2013. – 17 с.

20 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. – М.: Высшая школа, 2003.

