

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Заочный факультет
Кафедра промышленной теплоэнергетики
Направление 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Рецензент, Начальник ПТО ООО «ТЭС»

Заведующий кафедрой, к.т.н., доц.

_____ М.К. Чапаев

_____ К.В. Осинцев

« ____ » _____ 2017 г.

« ____ » _____ 2017 г.

М.П.

**ПЕРЕВОД ПАРОВОГО КОТЛА Е-50-1,4-250 ГМ НА ВОДОГРЕЙНЫЙ
РЕЖИМ РАБОТЫ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ МАГИСТРА
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»

ЮУрГУ–13.04.01.2017.218.07 ПЗ ВКР

Руководитель магистерской программы:
д.т.н., профессор

_____ Е.В. Торопов

« ____ » _____ 2017 г.

Научный руководитель:
к.т.н., доцент

_____ А.И.Грибанов

« ____ » _____ 2017 г.

Автор работы
студент группы _____ ПЗ-389 _____.

_____ Э.Ф.Мухаметов

« ____ » _____ 2017 г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Мухаметов Э.Ф. Перевод парового котла Е-50-1,4-250 ГМ на водогрейный режим работы с целью повышения энергоэффективности. – Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ; 2017, 104 с. Библиография литературы- 26 наименований. 6 листов чертежей формата А1.

Предложен вариант перевода котла Е-50-1,4-250 ГМ на водогрейный режим работы предприятия “Зауральская ТЭЦ”, филиал ООО “БГК” в г.Сибай республики Башкортостан. В результате не способности котельной г.Сибай обеспечить потребителей в полном объеме тепловой энергией, руководством ООО “БГК” было принято решение строительства котельного цеха на базе “Зауральской ТЭЦ”. Так как на балансе ООО “БГК” находились не задействованные паровые котлы Е-50-1,4-250 ГМ, было принято решение перевести их в водогрейный режим и установить на “Зауральской ТЭЦ”. И совместно с котельной г.Сибай обеспечивать потребителей города тепловой энергией в полном объеме.

Перевод имеющихся на предприятии котлов Е-50-1,4-250 ГМ в водогрейный режим работы повлечет за собой существенную экономию средств на приобретение новых котлоагрегатов для покрытия недостающей тепловой энергии.

Пояснительная записка к дипломному проекту содержит 12 разделов, в которых изложены основные расчеты котла, выбрано основное и вспомогательное оборудование, приведено технико-экономическое обоснование перевода котла Е-50-1,4-250 ГМ на водогрейный режим работы, а также рассмотрены вопросы экологии при работе теплоэнергетического оборудования, автоматизации и безопасности жизнедеятельности.

						<i>13.04.01.2017.218.07 ПЗ</i>		
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мухаметов Э.Ф</i>			<i>Перевод котла Е-50-1,4-250 ГМ на водогрейный режим с целью повышения энергоэффективности</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Грибанов А.И.</i>					3	103
<i>Н. Конт.</i>		<i>Грибанов А.И.</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра Промышленная теплоэнергетика</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>.Осинцев К.В.</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕВОДА И ОПИСАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ.....	9
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	12
3 ОПИСАНИЕ ПАРОВОГО КОТЛА.....	18
3.1 Топочная камера.....	18
3.2 Барабан котла и сепараторные устройства.....	19
3.3 Пароперегреватель.....	20
3.4 Установка для получения собственного конденсата.....	21
3.5 Конвективная шахта.....	22
3.6 Котельный пучок.....	22
3.7 Водяной экономайзер.....	23
3.8 Воздухоподогреватель.....	23
4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА.....	26
4.1 Исходные данные для расчета.....	26
4.2 Расчет объемов энтальпий воздуха и продуктов сгорания.....	26
4.3 Расчетный тепловой баланс и расход топлива.....	32
4.4 Расчет топки.....	35
4.5 Расчет котельного пучка.....	40
4.6 Расчет водяного экономайзера.....	43
5 АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.....	46
5.1 Расчет местных сопротивлений.....	46
5.2 Расчет сопротивлений воздуха.....	47
5.3 Расчет сопротивлений дымовой трубы.....	48
5.4 Расчет перепада полных давлений по газовому тракту.....	49
5.5 Расчет воздушного тракта.....	50
6 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	53
6.1 Выбор дымососа.....	53
6.2 Выбор дутьевого вентилятора.....	53
7 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ.....	54
7.1 Расчет температур сетевой воды.....	54
7.2 Расчет тепловой схемы водогрейной части котельного цеха.....	56
8 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. НАКИПЕОБРАЗОВАНИЕ И БОРЬБА С НЕЙ.....	60
8.1 Обзор проблемы накипеобразования.....	60

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.218.07.ПЗ				

8.2	Предложение решения проблемы накипеобразования.....	63
8.3	Отчет по испытанию эффективности работы устройства “Экофор”.....	66
8.4	Расчет окупаемости устройства “Экофор”.....	71
9	ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
10	АВТОМАТИЗАЦИЯ	76
11	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИИ.....	83
11.1	Анализ необходимости разработки проекта.....	83
11.2	Планирование целей проекта в дереве целей.....	85
11.3	Расчет срока окупаемости.....	86
11.4	Составление сметы капитальных затрат.....	88
11.5	Калькуляция текущих затрат	88
11.6	Расчет основных техникоэкономических показателей.....	91
12	ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ. РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ.....	92
13	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	94
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	100
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	101

ВВЕДЕНИЕ

В связи с изменениями, происходящими в отечественной теплоэнергетике и экономике в целом, переводы паровых котлов в водогрейный режим работы стали широко применяться в последние 10-15 лет.

Целью перевода паровых котлов в водогрейный режим, является оптимизация работы котлов. В настоящее время у многих промышленных отопительных котельных в связи с изменением структуры производства отсутствует паровая нагрузка, и они работают исключительно на теплоснабжение или горячее водоснабжение.

Перевод паровых котлов в водогрейный режим работы несет за собой ряд преимуществ:

- существенное повышение КПД котла;
- экономия капитальных вложений на реконструкцию;
- снижение себестоимости 1Гкал тепловой энергии;
- возможность присоединения дополнительных потребителей тепла;
- неограниченное продление срока службы котлов, выработавших свой ресурс;
- сокращение численности эксплуатационного персонала котельной в два раза;
- снятия котла с учета в Управлении по технологическому и экологическому надзору;
- вывод из эксплуатации устаревшего оборудования (различные насосы, подогреватели, охладители и т.д.);
- Значительное повышение эксплуатационных характеристик (возможность многократных пусков и остановок, короткий срок выхода котла из холодного резерва).

Перевод котлов в водогрейный режим дает возможность сделать работу котлов безопасной, существенно повысить эффективность, теплопроизводительность и снять с учета в Управлении по технологическому и

								<i>Лист</i>
								8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>			

экологическому надзору. После перевода паровых котлов в водогрейный режим они могут эффективно эксплуатироваться еще длительное время.

Обычно переводят старые, выработавшие свой ресурс паровые котлы, которые уже не могут эксплуатироваться на расчетных параметрах по причине снижения прочностных характеристик основных труб, коллекторов и барабанов.

Настоящий проект выполнен применительно к новому паровому котлу новейшей схемы и конструкции Е-50-1,4-250 ГМ Белгородского завода энергетического машиностроения.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕВОДА И ОПИСАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПАРОВОГО КОТЛА Е-50-1,4-250 ГМ

Котельный цех Зауральской ТЭЦ в г.Сибай Республики Башкортостан расположен в отдельно стоящем здании, находящимся на территории предприятия. Решение по строительству котельного цеха на территории “Зауральской ТЭЦ” было принято руководством предприятия в связи с невозможностью котельной г.Сибай обеспечить жителей города тепловой энергией в полном объеме. Целью строительства котельного цеха “Зауральской ТЭЦ” было восполнить недостающие мощности котельной г.Сибай и совместно с данным предприятием обеспечивать жителей г.Сибай тепловой энергией в полном объеме.

Так как приобретение новых водогрейных котлов очень дорогостоящее мероприятие, а на балансе ООО “БГК” в состав, которого входит “Зауральская ТЭЦ” имелись нигде не задействованные паровые котлы Е-50-1,4-250 ГМ, было решено установить именно их и перевести в водогрейный режим работы.

При реконструкции котла сохраняются основные его элементы:

- экраны топочной камеры;
- экраны конвективного газохода;
- конвективные поверхности нагрева;
- воздухоподогреватель;
- портал и опорная система котла;
- каркас площадок обслуживания;
- каркас воздухоподогревателя;
- площадки обслуживания.

При реконструкции изменены следующие основные узлы котла:

- изменена гидравлическая схема котла;
- реконструируется котельный пучок;
- реконструируется водяной экономайзер;

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

- заменяются перепускные трубы в пределах котла;
- демонтируется барабан с внутривибарабанным устройством;
- демонтируются выносные циклоны.

Для обеспечения максимального КПД котла вода из трубопровода обратной подачи сначала в конвективные поверхности нагрева, затем в экраны топочной камеры. Конвективные поверхности нагрева реконструированного водогрейного котла Е-50-1,4-250ГМ включены в работу по противоточной схеме. Вода проходит параллельно два пакета экономайзера, затем вода из нижнего пакета экономайзера и байпасного трубопровода последовательно проходит задний экран котла, пароперегреватель, боковые экраны конвективного газохода, котельный пучок и топочные экраны и из нижнего коллектора фронтального экрана направляется в выходной коллектор. Поток из верхнего пакета экономайзера направляется в выходной коллектор, где смешивается с основным потоком воды из котла. Гидравлическая схема реконструированного котла приведена на чертеже.

Изменение нагрузки контролируется по изменению температуры воды на выходе из котла.

Реконструкция котельного пучка выполняется с целью обеспечения приемлемых для водогрейного котла скоростей воды в змеевиках ширм и выполнения тепловой изоляции стояков ширм.

Котельный пучок состоит из 30 ширм, расположенных с шагом 150 мм. Каждая ширма образована 15-ю Г-образными трубами Ø38x3мм, расположенными с шагом 60 мм. Нижние концы этих труб присоединены к вертикальным коллекторам Ø 108x8мм, а верхние - к горизонтальным коллекторам Ø 133x8. Нижние концы коллекторов Ø 108x8мм приварены к раздающему коллектору Ø 219x16мм, а верхние также как и концы коллекторов Ø 108x8мм - к коллектору Ø 426x15мм. Вертикальные коллектора, так же, как и горизонтальные, сварены между собой полосами.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для обеспечения оптимальных скоростей воды в трубах котельного пучка отглушается 12 из 15 Г-образных труб Ø38x3мм в каждой ширме. Также для организации движения воды отглушаются горизонтальные коллектора ширм Ø133мм от верхнего коллектора Ø426мм. Для предотвращения вскипания воды в горизонтальных коллекторах Ø133мм и вертикальных коллекторах Ø108мм выполняется их изоляция изнутри газохода.

У парового котла Е-50-1,4-250ГМ блоки водяного экономайзера не имеют промежуточных коллекторов, и их змеевики соединяются на монтаже между собой стыковой сваркой. Для обеспечения приемлемых скоростей воды блоки водяного экономайзера необходимо включить параллельно по воде. Для организации параллельного движения воды через блоки экономайзера изготавливаются дополнительно два коллектора и устанавливаются на монтаже. Также параллельно блокам экономайзера включен байпасный трубопровод Ø159x7мм.

Исходя из принятой гидравлической схемы, температура воды на выходе из верхнего пакета экономайзера должна быть равна температуре воды на выходе из котла. Обеспечение заданной температуры воды на выходе из водяного экономайзера осуществляется за счет установки дроссельных шайб на трубопроводах подвода воды к экономайзеру и байпасном трубопроводе.

Для предотвращения вскипания воды в водяном экономайзере должна быть предусмотрена автоматическая защита по повышению температуры воды на выходе из каждой ступени водяного экономайзера свыше 150°С при эксплуатации котла на номинальных параметрах. При эксплуатации котла на сниженных параметрах, температура воды на выходе из котла и обеих ступеней водяного экономайзера должна быть как минимум на 30°С ниже температуры кипения при рабочем давлении воды на выходе из котла.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Целью перевода паровых котлов в водогрейный режим, является оптимизация работы котлов. В настоящее время у многих промышленных отопительных котельных в связи с изменением структуры производства отсутствует паровая нагрузка, и они работают исключительно на теплоснабжение или горячее водоснабжение.[19]

Самым энергоэффективным мероприятием в таких случаях является перевод паровых котлов в водогрейный режим. При этом существенно упрощается эксплуатация котельных за счет вывода из работы всего парового контура, исключается необходимость контроля уровня воды в барабане и качества котловой воды.

Основные преимущества [20]:

- существенное повышение КПД котла;
- экономия капитальных вложений на реконструкцию;
- снижение себестоимости 1Гкал тепловой энергии;
- возможность присоединения дополнительных потребителей тепла;
- неограниченное продление срока службы котлов, выработавших свой ресурс;
- сокращение численности эксплуатационного персонала котельной в два раза;
- снятия котла с учета в Управлении по технологическому и экологическому надзору;
- вывод из эксплуатации устаревшего оборудования (различные насосы, подогреватели, охладители и т.д.);
- значительное повышение эксплуатационных характеристик (возможность многократных пусков и остановок, короткий срок выхода котла из холодного резерва).

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.218.07.ПЗ				

Перевод котлов в водогрейный режим дает возможность сделать работу котлов безопасной, существенно повысить эффективность, теплопроизводительность и снять с учета в Управлении по технологическому и экологическому надзору. После перевода паровых котлов в водогрейный режим они могут эффективно эксплуатироваться еще длительное время.

Перевод паровых котельных агрегатов на водогрейный режим полностью меняет условия работы и обслуживания котельной установки.

При эксплуатации паровой котельной установки основное внимание было уделено наблюдению за уровнем воды в котле, бесперебойной работе питательных насосов и бойлеров. При водогрейном режиме главным объектом наблюдений являются сетевые насосы, которые одновременно являются и циркуляционными, обеспечивающими движение воды через котельные агрегаты. Их бесперебойная работа — залог успешной эксплуатации котельной установки.

Наряду с работами, связанными с переоборудованием собственно котельного агрегата для его эксплуатации в водогрейном режиме, ведутся работы, относящиеся к оборудованию котельной установки, а именно[21]:

1. Демонтаж питательных насосов как с паровым, так и электрическим приводом. В случае необходимости можно не демонтировать насосы, а предусматривать их использование для других нужд.
2. Демонтаж части питательных трубопроводов с арматурой и приборов, регистрирующих уровень воды в барабане и обеспечивающих его регулирование.
3. Замена паровых предохранительных клапанов на водяные. Места размещения водяных предохранительных клапанов целесообразно до осуществления реконструкции согласовать с инспекцией Госгортехнадзора. Принято их размещать до и после экономайзера и собственно котла.

Количество предохранительных клапанов, их размеры и пропускную способность выбирают с таким расчетом, чтобы в сосуде не образовывалось давление, превышающее рабочее более чем на, 15% (Для сосудов с давлением от 3 до 60 кгс/см²).

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

Предохранительные клапаны устанавливают на патрубках или трубопроводах, непосредственно присоединенных к сосуду. При установке на одном патрубке (трубопроводе) нескольких клапанов площадь поперечного сечения патрубка должна быть не менее 1,25 суммарной площади сечения клапанов.

При определении сечения предохранительных трубопроводов длиной более 1000 мм учитывают величину их сопротивлений.

На водогрейных котлах типа ДКВР следует устанавливать не менее двух предохранительных клапанов. Клапаны водогрейных котлов должны быть отрегулированы на начало открытия при давлении не более 1,08 от рабочего давления в котле.

Расчет предохранительных клапанов, устанавливаемых на экономайзере, должен производиться по формуле расчета предохранительных клапанов для водогрейных котлов.

Монтаж системы трубопроводов для удаления воздуха из верхних точек водяного тракта котлоагрегата. Воздухосборники размещают в верхних частях всех узлов котлоагрегата, через которые транспортируется нагреваемая сетевая вода. При проверке вода отводится в дренаж через открытые воронки.

Переоборудование схемы движения воды через экономайзер с последовательной компоновки труб на параллельную, часто называемую теплофикационной. Это вызвано тем, что при паровом режиме работы котла через экономайзер транспортируется количество воды примерно равное производительности котла по пару, а при водогрейном режиме это количество увеличивается примерно в 10—20 раз. Для уменьшения гидравлических сопротивлений прохождение воды через экономайзер осуществляют по нескольким параллельным секциям. Для определения числа секций принимают скорость воды в трубах экономайзера равной 1,5—2 м.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

Дополнение циркуляционной схемы котельной системой рециркуляции горячей воды для поддержания постоянного значения температуры воды на входе в котельные агрегаты .

Целесообразность поддержания постоянных значений температуры воды на входе в котельный агрегат выше точки росы продуктов сгорания приведена в работах [23 и 24].

Анализ возможного использования схемы и оборудования существующей деаэрационной установки в новых условиях работы, т. е. после перевода котлов на водогрейный режим. Применительно к тепловой схеме котельной необходимо выбрать наиболее простую, но достаточно эффективную схему переоборудования деаэрационной установки и провести работы по ее проектированию, монтажу и эксплуатации.

Практически, все существующие отопительные и промышленно-отопительные котельные установки в СССР используют пар для' нагрева [12, 19, 20, 22]. При переоборудовании котлов на водогрейный режим вместо пара иногда целесообразно использовать перегретую воду. Большая часть установок оборудована одноступенчатыми деаэраторами, при эксплуатации которых трудно получать воду, соответствующую действующим нормативам. Ведущие институты (Всесоюзный теплотехнический —ВТИ и Центральный котлотурбинный — ЦКТИ) разработали и испытали двухступенчатые струйно-барботажные деаэраторы, с помощью которых осуществляется достаточно хорошая дегазация воды. Так, для отопительных котельных и обработки сетевой воды рекомендуются двухступенчатые вакуумные деаэраторы (ДВ) [8, 21, 22]. Поэтому при переоборудовании котлов на водогрейный режим могут быть использованы, главным образом, схемы со струйно-барботажными деаэраторами.

В ряде случаев для котельных промышленно-отопительного типа (когда в котельной установлено несколько однотипных паровых котлов не слишком большой производительности) используют один или два котла в качестве генератора пара для деаэрационной установки и, если необходимо, покрытия

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

потребности в паре для технологических нужд. При наличии котлов повышенной производительности котельный агрегат может быть реконструирован частично так, что паровой котел становится паро-водогрейным. При этом несколько контуров котельного агрегата генерируют горячую воду, а другие продолжают работать в паровом режиме с пониженными параметрами, причем пар используют для нужд деаэрационной установки [7].

В отдельных случаях может оказаться целесообразным вместо стандартного экономайзера, или в дополнение к нему, использовать специально изготовленные стальные трубчатые экономайзерные поверхности нагрева нестандартного типа, которые могут включаться как в циркуляционную схему котла (по типу обычного экономайзера), так и служить автономными нагревателями, например, для обеспечения горячего водоснабжения.

Применение дополнительных поверхностей нагрева дает возможность снижать температуру уходящих газов и тем самым добиваться более полного использования низкопотенциального тепла и дополнительной экономии топлива при условии соблюдения значений температуры стенок труб выше точки росы [10].

Тепловой расчет дополнительных нестандартных поверхностей нагрева ничем не отличается от расчета любой котельной поверхности и может быть выполнен по известному нормативному методу теплового расчета [19].

Решение вопроса о выборе той или иной схемы для получения теплоносителя, необходимого для деаэрации сетевой воды, зависит от условий работы и местонахождения конкретной реконструируемой котельной и должно производиться с учетом всех технических, эксплуатационных и экономических факторов.

8. Оборудование реконструируемого котлоагрегата автоматическими приборами безопасности (для обеспечения надежного безаварийного режима эксплуатации). Особое внимание обращается на контроль и сигнализацию работы

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

сетевых циркуляционных, подпиточных и рециркуляционных насосов, от которых зависит надежность эксплуатации котлоагрегата.

9. Выбор способа монтажа перегородок в барабанах котлов и диафрагм в трубопроводах. В первых образцах переоборудуемых котлов перегородки приваривались к стенкам барабанов для разделения их на герметичные отсеки, что могло нарушать вальцовочные соединения трубного пучка. Авторами книги разработана конструкция крепления перегородок с частичной сваркой в местах, где нет вальцовочных соединений, что достаточно для их крепления.

Незначительное перетекание воды из одного отсека барабана в другой не оказывает заметного влияния на запланированное движение основного потока воды. Осмотр перегородок в начале и после окончания отопительного сезона подтвердил целесообразность их крепления по предлагаемому способу.

Рассмотренные выше мероприятия являются основными при реконструкции паровых котельных в водогрейные.

В ряде случаев эти мероприятия не исчерпывают всех возможных работ, связанных с реконструкцией. В зависимости от вида используемого топлива, общей тепловой схемы котельной, а также климатических условий, условий топливоподачи и водоснабжения, могут возникать потребности в дополнительных разработках, характерных только для заданных конкретных условий размещения и работы котельной.[10]

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 ОПИСАНИЕ ПАРОВОГО КОТЛА

Котельный агрегат Е-50-1.4-250ГМ Белгородского котельного завода (Находящийся на балансе ЗуТЭЦ, филиал ООО “БГК” в г.Сибай), предназначен для работы при следующих параметрах[22]:

- производительность 50 т/ч;
- рабочее давление за главной паровой задвижкой – 1,4 МПа;
- температура перегретого пара – 250°С;
- температура питательной воды 104°С;
- водяной объём котла – 62 м³;
- паровой объём котла 32 м³

Компоновка котла выполнена по П образной схеме. Топка расположена в первом, восходящем газоходе. Во втором, нисходящем газоходе, расположен водяной экономайзер и воздухоподогреватель. В верхнем горизонтальном газоходе расположен пароперегреватель.

3.1 Топочная камера

Топочная камера котла выполнена в виде прямоугольной призмы с ограждающими стенами из газоплотных тепловых экранов. Поперечное сечение топки имеет размеры в плане по осям труб 4500 x 4550 мм.[22]

Газоплотные ограждающие тепловые экраны топочной камеры выполнены в виде сварных мембранных панелей из труб диаметром 57 x 4 мм, расположенных с шагом 75 мм. Для обеспечения газоплотности в промежутки между трубами ввариваются стальные полосы.

Боковые стены топочной камеры образованы боковыми экранами. Нижняя часть топочной камеры (под) закрывается отогнутыми панелями фронтального и разделительного экрана топки. На вертикальном участке фронтального экрана предусмотрены разводки для установки горелочных устройств и сопла вторичного дутья. Верхняя часть фронтального экрана топки образует потолок

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

топочной камеры. В верхней части заднего экрана топки имеется трехрядный фестон для прохода газов в конвективный газоход.

3.2 Барабан котла и сепараторные устройства

Котёл имеет 1 сварной барабан с внутренним диаметром 1600 мм и с толщиной стенки 112 мм, из стали 16ГНМ.

Для получения качественного пара в котле применены схема двухступенчатого испарения и соответствующие сепарационные устройства.

Первая ступень испарения (чистый отсек) расположена непосредственно в барабане котла.

Солёными отсеками служат выносные сепарационные циклоны (по 2 циклона на каждой стороне котла). Такая схема обеспечивает нужное качество пара при питании котла водой с содержанием до 100 мг/литр при продувке не выше 3 %.[31]

В выносную сепарационную ступень (вторую ступень испарения) включены блоки боковых стен топки, соединяющиеся с циклонами трубами Ø 133*10мм, сталь 20, циклоны, в свою очередь, соединены с барабаном котла также трубами Ø 133*10мм, сталь 20.

Каждый блок циклонов состоит из 2-х труб Ø 426*36мм, сталь 20 с расположенными в них дырчатыми подпорными листами и антикавитационными крестовинами.

В первой ступени сепарационными устройствами являются внутрибарабанные циклоны с барботажной промывкой пара и жалюзийные сепараторы.[22]

Питательная вода поступает в барабан по 12 трубам Ø 60*5.5мм. сталь 20 в раздающие короба. 50 % питательной воды через отверстия в коробах направляется на промывочные щиты. Протекает по ним и сливается в водяной объём барабана. Остальная часть питательной воды из раздающих коробов сливается непосредственно в водяной объём помимо промывочных щитов.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Пароводяная смесь из экранной системы котла поступает распределительные короба, расположенные в барабане, откуда она направляется во внутрибарабанные циклоны. Вода, отсепарированная в циклонах, сливается в водяной объём барабана: пар, поднимаясь вверх, проходит через первичный жалюзийный сепаратор, расположенный непосредственно над циклоном, а затем проходит в барабане через слой воды, текущей по промывочным листам, и попадает во вторичный сепаратор: далее, через дроссельный дырчатый лист пар проходит в пароперегреватель котла.

Средний уровень воды в барабане котла должен поддерживаться на 200 мм ниже геометрической оси барабана. Отклонение уровня от среднего не более 50 мм.

Для обеспечения равномерного нагрева барабана при растопках котла предусмотрен паровой обогрев котла от постороннего источника насыщенным паром давлением 40-140 ата.

3.3 Пароперегреватель

Пароперегреватель змеевиковый, расположение змеевиков шахматное. Змеевики расположены с поперечным шагом 75 мм перпендикулярно фронту котла; шаг в продольном направлении составляет 60мм. Пароперегреватель включен по противотоку и опирается на задний экран опускного газохода с помощью дистанционных гребенок.

Пар из барабана котла по 6-ти трубам \varnothing 133*10мм, сталь 20 поступает в камеры \varnothing 219*26мм, сталь 20, потолочного пароперегревателя. Который выполнен из труб \varnothing 32*4мм, сталь 20, и закрывает весь потолок котла, как над топкой, так и над поворотной камерой. Трубы потолочного пароперегревателя переходят в змеевики «холодного пакета». После «холодного пакета» пар по 6 трубам \varnothing 133*13мм, сталь 20, попадает в 8 крайних ширм. Пройдя крайние ширмы, пар 8-ю трубами \varnothing 133*10мм, сталь 12Х1МФ, подаётся в пароохладители 1 ступени (камеры \varnothing 273*25мм, сталь 12Х1МФ). После регуляторов пар по 8

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

трубам Ø 133*10мм, сталь 12Х1МФ, поступает в 8 средних ширм. Ширмовый пароперегреватель выполнен из труб Ø 32*4мм, сталь 12Х1МФ. Из средних ширм по 8 трубам Ø 133*10мм, сталь 12Х1МФ пар подаётся во входные камеры Ø 273*25мм, сталь 12Х1МФ «горячего» пакета пароперегревателя, откуда поступает в 10 крайних микроблоков «горячего» пакета, выполненных из труб Ø 32*4мм, сталь 12Х1МФ. Пройдя крайние микроблоки, пар попадает в промежуточные камеры Ø 273*36мм, сталь 12Х1МФ и из них перебрасывается в 8 задних микроблоков «горячего» пакета пароперегревателя, выполненных из труб Ø 32*5мм, сталь 12Х1МФ. Из средних микроблоков пар по 8 трубам Ø133*17мм, сталь 12Х1МФ, поступает в камеры пароохладителей 2 ступени. После регуляторов пар по 10 трубам Ø 133*17мм, сталь 12Х1МФ направляется в 10 крайних микроблоков выходного пакета (4 ступень) пароперегревателя, выполненных из труб Ø 32*5мм, сталь 12Х1МФ. Пройдя крайние микроблоки пар поступает в промежуточные камеры Ø 273*45мм, сталь 12Х1МФ 4-й ступени пароперегревателя и из них направляется в 8 средних микроблоков 4-й ступени, выполненных из труб Ø 32*5,5мм, сталь 12Х2МФОР. Из средних микроблоков пар по 8 трубам Ø 133*17мм, сталь 12Х1МФ, поступает в паро-сборную камеру Ø 273*45мм, сталь 12Х1МФ[22].

3.4 Установка для получения собственного конденсата

Для получения конденсата на впрыск в пароохладители, котельный агрегат оборудован змеевиковыми конденсаторами. Охлаждение пара в конденсаторах осуществляется питательной водой, прошедшей первую (по ходу воды) ступень водяного экономайзера.

Пар поступает из барабана котла по трубам Ø 60*5,5мм, сталь 20 в конденсатор Ø 426*36мм, сталь 20. Полученный конденсат сливается в сборный коллектор Ø 133*10мм по трубам Ø 60*5,5мм, сталь 20 и оттуда поступает к регулирующим клапанам.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Подача конденсата в пароохладители осуществляется за счёт перепада давления, созданного паровыми эжекторами, расположенными в камерах пароохладителя (1 ступень), а также за счёт падения давления пара между барабаном и камерой пароохладителя 2 ступени.

Для слива избытка конденсата в барабан сборный коллектор соединяется с барабаном трубами Ø 133*10мм, сталь 20.

3.5 Конвективная шахта

Конвективный газоход котла выполнен в виде вертикальной прямоугольной шахты. Боковые стены конвективной шахты образуют боковые экраны, заднюю стену образуют в нижней части задний экран котла, а в верхней части стояки ширм котельного пучка. Конвективная шахта имеет размер в плане по осям труб ограждающих экранов 1500 x 4550 мм.

Газоплотные ограждающие тепловые экраны конвективной шахты выполнены в виде сварных мембранных панелей из труб диаметром 57 x 4мм, боковые с шагом 75 мм, задний с шагом 100 мм. Для обеспечения газоплотности в промежутки между трубами ввариваются стальные полосы.

В конвективной шахте находятся ширмовый котельный пучок, пароперегреватель и два блока водяного экономайзера.[22].

3.6 Котельный пучок

Состоит из 30 ширм, расположенных с шагом 150 мм. Каждая ширма образована 15-ю Г-образными трубами Ø38x3мм, расположенными с шагом 60 мм. Нижние концы этих труб присоединены к вертикальным коллекторам Ø 108x8мм, а верхние - к горизонтальным коллекторам Ø 133x8. Нижние концы коллекторов Ø 108x8мм приварены к раздающему коллектору Ø 219x16, а верхние также как и концы коллекторов Ø 108x8мм - к коллектору Ø 426x15мм. Вертикальные коллектора, так же, как и горизонтальные, сварены между собой полосами.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Для обеспечения оптимальных скоростей воды в трубах котельного пучка отглушается 12 из 15 Г-образных труб Ø 38x3мм в каждой ширме. Также для организации движения воды отглушаются горизонтальные коллектора ширм Ø133мм от верхнего коллектора Ø426мм. Для предотвращения вскипания воды в горизонтальных коллекторах Ø133мм и вертикальных коллекторах Ø108мм выполняется их изоляция изнутри газохода.

3.7 Водяной экономайзер

Водяной экономайзер расположен под пароперегревателем. По высоте шахты экономайзер разделен на две части с ремонтными проемами. Змеевики водяного экономайзера выполнены из труб Ø28x3мм, расположенных параллельно фронту котла. Расположение змеевиков шахматное. Продольный шаг труб равен 100 мм, поперечный - 60 мм.

Для обеспечения приемлемых скоростей воды блоки водяного экономайзера включены параллельно. Также параллельно блокам экономайзера включена байпасный трубопровод Ø159x7мм с установкой дроссельной шайбы. Дроссельная шайба обеспечивает оптимальный расход воды через водяной экономайзер.

Для уменьшения гидравлического сопротивления котла вода из нижнего блока водяного экономайзера и байпасного трубопровода направляется в задний экран котла, а из верхнего блока водяного экономайзера – в выходной коллектор, где смешивается с основным потоком воды из котла. Для организации параллельного движения воды через блоки экономайзера изготавливаются дополнительно два коллектора и устанавливаются на монтаже[6].

3.8 Воздухоподогреватель

Воздухоподогреватель предназначен для подогрева воздуха, подаваемого на горелки. Подогрев осуществляется за счет тепла дымовых газов.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

Воздухоподогреватель состоит из двух ступеней, выполненных одним блоком каждая. Воздухоподогреватель выполнен из труб диаметром 40x1,5мм,сталь 10.

Воздухоподогреватель устанавливается в отдельно стоящей вертикальной шахте на собственном каркасе и соединяется с котлом газо-перепускным коробом.

Первая по ходу газов «горячая» ступень имеет высоту 1800 мм, вторая «холодная» - 2400 мм. Между ступенями имеется ремонтный проем высотой 900 мм.

На котле устанавливаются две газомазутные горелки единичной мощностью 20 МВт , которые располагаются на фронтном экране топочной камеры в один ярус. Каждая горелка имеет индивидуальные подводы газа, воздуха, а также свою систему контроля пламени и розжига. Последнее позволяет включать и отключать любую из горелок без отключения котла в целом.

Газомазутная горелка состоит из следующих основных частей:

- воздушного короба;
- внутреннего воздушного канала;
- периферийного воздушного канала;
- канала газов рециркуляции;
- газораздающего коллектора.

Во внутреннем и периферийном воздушных каналах имеются тангенциальные поворотные лопатки, управление которыми осуществляется рычагами. Ближайший к фронтному листу горелки рычаг управляет углом наклона лопаток внутреннего канала, рычаг периферийного канала.

Газораздающий коллектор представляет собой устройство, состоящее из двух соосных труб, образующих кольцевой канал для, прохода газа от входного патрубка до газораздающего насадка. Последний образован конической обечайкой с углом при вершине конуса 60°. Проходное сечение газовыпускных отверстий или газораздающих трубок и их расположение выбраны по условию

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

оптимальной глубины проникновения газовых струй в воздушный поток и отсутствия слияния соседних струй.

На фронтном листе горелки расположены фланец для установки фотодатчика, лючок для ручного розжига горелки, гляделка для визуального контроля наличия факела.

Для распыливания жидкого топлива в горелке используются паромеханические форсунки. Выходным участком проточной части горелки является амбразура, которая конструктивно относится к топке котла.

Все горелки котлов оснащены газовыми блоками БГ-8 и системой автоматизированного розжига горелок АМАКС[22].

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА

Тепловой поверочный расчет выполняют для существующего котельного агрегата. По имеющимся конструктивным характеристикам. В результате поверочного расчета получают исходные данные необходимые для выбора вспомогательного оборудования и выполнения гидравлических, аэродинамических и прочностных расчетов. Расчет котла будем вести по нормативному методу[17].

4.1 Исходные данные для расчета

- номинальная теплопроизводительность - 40 МВт;
- рабочее давление – 1,3 МПа (13 кгс/см²);
- теплоноситель – вода;
- температура воды на входе в котел – 70 °С;
- температура воды на выходе из котла – 150 °С;
- температура воздуха подаваемого в топку – 30 °С;
- температура уходящих газов за котлом – 150 °С;

4.2 Расчет объёмов энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Основным топливом является газ, поставляемый Газпром газораспределение Уфа в городе Сибай.

Состав рабочей массы топлива [29]:

CH₄ = 38 %
C₂H₆ = 25,1 %
C₃H₈ = 12,5 %
C₄H₁₀ = 3,3 %
C₅H₁₂ = 1,3 %
H₂ = 2,1 %
N₂ = 17,7 %

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания:

$$V^0 = 0,0478 \cdot \left[\sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m \cdot H_n - O_2 \right], \quad (4.2.1)$$

$$V^0 = 0,0478 \cdot (0,5 \cdot 2,1 + 2 \cdot 38 + 3 \cdot 25,1 + 5 \cdot 12,5 + 6,5 \cdot 3,3 + 8 \cdot 1,3) = 12,509 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Определим теоретические объёмы продуктов сгорания:

- Объём двухатомных газов:

при сжигании сухого газообразного топлива

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + \frac{N_2}{100}, \quad (4.2.2)$$

где N_2 – содержание азота.

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 12,509 + \frac{18,7}{100} = 10,069 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объём трёхатомных газов:

при сжигании сухого газообразного топлива

$$V_{RO_2} = 0,01 [CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n], \quad (4.2.3)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 [38 + 2 \cdot 25,1 + 3 \cdot 12,5 + 4 \cdot 3,3 + 5 \cdot 1,3] = 1,454 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объём сухих газов:

$$V_{c.z.}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0, \quad (4.2.4)$$

$$V_{c.z.}^0 = 1,454 + 10,069 = 11,583 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объём водяных паров:

при сжигании сухого газообразного топлива

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left[H_2 + H_2S + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 d_r \right] + 0,016 V^0, \quad (4.2.5)$$

$$V_{H_2O}^0 = 2,24 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем $\alpha_T = 1.1$ [24].

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Далее выбираем величину присосов воздуха для газоходов котла [21]:

- топка, котельный пучок: $\Delta\alpha_{\text{шт}}=0,1$;
- вторая ступень экономайзера: $\Delta\alpha_{\text{вЭК}}=0,03$;
- первая ступень экономайзера $\Delta\alpha_{\text{вЭК}}=0,03$;

Определим средний коэффициент избытка воздуха в газоходе для каждой поверхности нагрева.

$$\alpha_{cp} = \frac{\alpha' + \alpha''}{2}, \quad (4.2.6)$$

Определяем избыточное количество воздуха для каждого газохода.

$$V_{изб}^B = V^0 \cdot (\alpha_{cp} - 1), \quad (4.2.7)$$

Определим действительные объёмы:

- водяных паров

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0, \quad (4.2.8)$$

- суммарный объём продуктов сгорания

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2K} + V_{N_2}^0 + 0,0124 \cdot (9H^P + W^P) + 0,0161\alpha_T V^0, \quad (4.2.9)$$

Определим объемные доли трёхатомных газов и водяных паров, а также суммарную объемную долю

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}, \quad (4.2.10)$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}, \quad (4.2.11)$$

$$r_{\Pi} = r_{RO_2} + r_{H_2O}, \quad (4.2.12)$$

Полученные данные запишем в таблицу №1.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица №1 Расчет объемов и коэффициентов избытка воздуха после каждой поверхности нагрева.

Величина,	Ед. Изм.	Теоретические объемы:		
		Газоход		
		Голка, котельный пучок	2 ступень экономайзера	1 ступень экономайзера
Коэффициент избытка воздуха после поверхности нагрева, $\alpha'' = \alpha_T + \sum \alpha_i$	-	1,2	1,35	1,38
Величина присоса воздуха, $\Delta\alpha_i$	-	0,1	0,15	0,03
Средний коэффициент избытка воздуха, $\alpha_{cp} = \frac{\alpha' + \alpha''}{2}$	-	1,15	1,225	1,24
Избыточное количество воздуха, $V_{изб}^E = V^0 \cdot (\alpha_{cp} - 1)$	м ³ /м ³	1,88	2,81	3,00
Объем водяных паров, $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0$	м ³ /м ³	2,27	2,285	2,288
Полный объем продуктов сгорания, $V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + 0,0124 \cdot (9H^p + W^p) + 0,0161 \cdot \alpha_t \cdot V^0$	м ³ /м ³	13,793	13,808	13,811
Объемная доля трехатомных газов, $r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}$	-	0,1054	0,1053	0,1053
Объемная доля водяных паров, $r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}$	-	0,1646	0,1655	0,1657
Суммарная объемная доля, $r_{\Pi} = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	-	0,27	0,2708	0,271

Расчет энтальпии продуктов сгорания производится при действительных коэффициентах избытка воздуха после каждой поверхности нагрева.

Вычислим энтальпию теоретического объема воздуха для всего выбранного диапазона значений температур.

$$H_B^0 = V^0 (c\Theta)_B, \quad (4.2.13)$$

где $(c\Theta)_B$ – энтальпия воздуха, кДж/м³ [22];

V^0 – теоретический объем воздуха.

Определим энтальпию теоретического объема продуктов сгорания для всего выбранного диапазона температуры

$$H_G^0 = V_{RO_2} (c\Theta)_{CO_2} + V_{N_2} (c\Theta)_{N_2} + V_{H_2O} (c\Theta)_{H_2O}, \quad (4.2.14)$$

где $(c\Theta)_{CO_2}$, $(c\Theta)_{N_2}$, $(c\Theta)_{H_2O}$ – энтальпии трёхатомных газов, теоретического объема азота, теоретического объёма водяных паров;

V_{RO_2} , V_{N_2} , V_{H_2O} – объемы трёхатомных газов, теоретического объема азота и водяного пара, м³/м³.

Определим энтальпию избыточного количества воздуха для всего выбранного диапазона значений температуры:

$$H_{изб}^B = (\alpha - 1)H_B^0, \quad (4.2.15)$$

Определим энтальпию продуктов сгорания (при коэффициенте избытка воздуха $\alpha > 1$, кДж/м³)

Результаты расчетов сведем в таблицу №2.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблица №2 – Энтальпия теоретического объема воздуха и продуктов сгорания.

Температура продуктов сгорания за поверхностью нагрева, °С ⊕	H_B^0 Энтальпия воздуха, кДж/кг.	Энтальпия газов H_G^0 , кДж/кг.	Энтальпия трехатомных газов. H_{RO_2} кДж/кг.	Энтальпия двухатомных газов, H_{N_2} кДж/кг.	Энтальпия водяных паров H_{H_2O} кДж/кг.
100	1263,8	1605,6	132,84	1049,3	423,4
200	2563,1	3276	288,68	2117,9	869,4
300	3920,1	5035,3	460,93	3230	1344,3
400	5346,3	6891,7	645,75	4396,1	1849,8
500	6831,8	8842,3	839,1	5615,5	2387,7
600	8367,8	10881	1039,9	6882,4	2958,7
700	9942,8	12994,8	1244,77	8185,9	3564,1
800	11547,3	15172,6	1453,19	9517,2	4202,2
900	13174,2	17384,3	1663,88	10850,9	4869,5
1000	14815,7	19670,1	1875,66	12233,8	5560,6
1100	16470,6	21971,1	2088,66	13610,1	6272,4
1200	18137,5	24297,5	2302,6	14994,8	7000,1
1300	19805,1	26638,9	2516,6	16380,5	7741,8
1400	21842,7	28996,1	2370,76	17740,2	8495,1
1500	23167,3	31362	2943,9	19160,3	9257,8
1600	24853,9	33671,7	3157,8	20485,9	10028
1700	26549,7	36129,6	3370,6	21951,2	10807,8
1800	29144,9	38522,5	3584,3	23349,4	11588,8
1900	29951,3	40999,9	3796,1	24830,3	12373,5
2000	31655,3	43301,2	4008,1	26137,1	13155,9
2100	33369,4	45707,2	4218,58	27532,8	13955,8
2200	35084,9	48117,2	4427,78	28936,9	14752,5

4.3 Расчетный тепловой баланс и расход топлива

Тепловой баланс – это распределение теплоты, вносимой в котлоагрегат при сжигании, на полезно использованную теплоту и тепловые потери. Тепловой баланс составляется на 1 кг твердого (жидкого) или на 1 м³ газообразного топлива применительно к установившемуся тепловому состоянию котельного агрегата [18].

Уравнение теплового баланса имеет вид:

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5, \quad (4.3.1)$$

в процентах от располагаемой теплоты:

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = 100\% \quad (4.3.2)$$

Здесь

$$q_1 = \frac{Q_1}{Q_p^p} \cdot 100 \quad (4.3.3)$$

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p^p} \cdot 100 \text{ и т.д.};$$

Q_p^p – располагаемая теплота, кДж/кг;

$Q_1(q_1)$ – теплота, полезно использованная в котле, кДж/м³;

$Q_2(q_2)$ – потери теплоты с уходящими газами, кДж/м³;

$Q_3(q_3)$ – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, кДж/м³;

$Q_4(q_4)$ – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, кДж/м³;

$Q_5(q_5)$ – потери теплоты в окружающую среду, кДж/м³;

Тепловые расчеты котла выполняем, пользуясь низшей теплотой сгорания газообразного топлива[22]:

$$Q_H^c = 108 \cdot H_2 + 126 \cdot CO + 234 \cdot H_2S + 358 \cdot CH_4 + 591 \cdot C_2H_6 + 638 \cdot C_2H_6 + \\ + 860 \cdot C_3H_6 + 913 \cdot C_3H_8 + 1135 \cdot C_4H_{10} + 1187 \cdot C_4H_{10} + 1461 \cdot C_5H_{12} + 1403 \cdot C_6H_6, \quad (4.3.4)$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

где H_2 ; CO_2 ; H_2S ; CH_4 и т.д. – объемное содержание газов, входящих в состав газообразного топлива, %.

$$Q_H^C = 45893,8 \text{ кДж/м}^3.$$

Физическая теплота топлива определяется по формуле[23 и 24]:

$$Q_{ТЛ} = c_T^P \cdot t_T \quad (4.3.5)$$

Физической теплотой топлива для газа пренебрегают в виду сравнительно малой величины. Температуру уходящих газов принимаем равной 150 °С, тогда потеря тепла с уходящими газами определяется по уравнению[19]:

$$Q_2 = \frac{(H_{у.г.} - \alpha_{у.г.} \cdot H_{х.в.}^0)(100 - 0)}{100}, \quad (4.3.6)$$

где $H_{у.г.}$ - энтальпия уходящих газов, кДж/м³;

$H_{х.в.}^0$ - энтальпия холодного воздуха, кДж/м³;

$\alpha_{у.г.}$ - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах;

Рассчитаем энтальпию уходящих газов $H_{у.г.}$ [24]:

$$H_{у.г.} = H_G^0 + H_B^0 \cdot (\alpha_{у.г.} - 1), \quad (4.3.7)$$

H_G^0 - энтальпия продуктов сгорания в дымовых газах,

H_B^0 - энтальпия воздуха в дымовых газах,

определяются по таблице 2.

Энтальпия холодного воздуха:

$$H_{х.в.}^0 = V^0 \cdot c_p \cdot t_B, \quad (4.3.8)$$

где c_p – теплоемкость воздуха $c_p = 1,297 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К)}$;

t_b – температура забора воздуха, $t_b = 30 \text{ С}$.

$$H_{х.в.}^0 = 12,509 \cdot 1,297 \cdot 30 = 486,7 \text{ кДж/м}^3.$$

$$H_{у.г.} = 2440,8 + 1913,4 \cdot (1,27 - 1) = 2957 \text{ кДж/м}^3.$$

Рассчитаем потери тепла с уходящими газами:

$$Q_2 = \frac{(2957,42 - 1,27 \cdot 486,7)(100 - 0)}{100} = 2339,3 \text{ кДж/м}^3.$$

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_P} \cdot 100, \quad (4.3.9)$$

$$q_2 = \frac{2339,3}{45893,8} \cdot 100 = 5,09\%$$

Потери теплоты от химического недожога $q_3 = 0,5\%$

Потери теплоты в окружающую среду $q_5 = 0,2\%$ [23].

Рассчитаем КПД брутто котла по обратному балансу[24]:

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5), \quad (4.3.10)$$

где q_2 – потеря тепла с уходящими газами;

q_3 – потери теплоты от химического недожога;

q_4 – потеря теплоты от механической неполноты сгорания равная нулю;

q_5 – потери теплоты в окружающую среду;

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (5,1 + 0,5 + 0,2) = 94,2 \text{ \%}.$$

Полезная мощность водогрейного котла:

$$Q_{\text{в.к.}} = G_{\text{в}} (i_{\text{г.в.}} - i_{\text{х.в.}}), \quad (4.3.11)$$

где $G_{\text{в}}$ – расход воды через водогрейный котел;

$i_{\text{г.в.}}, i_{\text{х.в.}}$ – энтальпия горячей и холодной воды, кДж/м³.

$$Q_{\text{в.к.}} = 464,231 \cdot (547,27 - 462,14) = 39520,3 \text{ кВт}$$

Подсчитаем расход топлива подаваемого в топку водогрейного котла:

$$B_{\text{в.к.}} = \frac{Q_{\text{в.к.}}}{Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot \eta_{\text{бр}}} \cdot 100, \quad (4.3.12)$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_{B.K.} = \frac{39520,3}{45893,8 \cdot 94,2} \cdot 100 = 1,11 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Теплота, полезно используемая в котле, кДж/м³:

$$Q_1 = \frac{G_B}{B_{B.K.}} (i_{Г.В.} - i_{Х.В.}), \quad (4.3.13)$$

G_B – расход воды, кг/с;

$i_{Г.В.}, i_{Х.В.}$ – энтальпии воды, поступающей в котел и выходящей из него, кДж/м³.

$$Q_1 = \frac{464,231}{1,11} (547,27 - 462,14) = 36047,5 \text{ кДж/м}^3.$$

Расход действительно сгоревшего топлива B_p , м³/с [4]:

$$B_p = \frac{B_{B.K.} \cdot (100 - q_4)}{100}, \quad (4.3.14)$$

$$B_p = \frac{1,11 \cdot (100 - 0)}{100} = 1,11 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Коэффициент сохранения теплоты:

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{KA} + q_5}, \quad (4.3.15)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,2}{94,2 + 0,2} = 0,99785$$

По расходу действительно сгоревшего топлива выбираем 2 газомазутные горелки ГМ-20 с номинальной мощностью 20 МВт на одну горелку.

4.4 Расчет топки

Топочная камера предназначена для сжигания природного газа. Топочная камера котла выполнена в виде прямоугольной призмы с ограждающими стенами из газоплотных тепловых экранов. Поперечное сечение топки имеет размеры в плане по осям труб Ø4500 x 4550 мм.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Газоплотные ограждающие тепловые экраны топочной камеры выполнены в виде сварных мембранных панелей из труб диаметром $\varnothing 57 \times 4$ мм, расположенных с шагом 75 мм. Для обеспечения газоплотности в промежутки между трубами ввариваются стальные полосы.

Боковые стены топочной камеры образованы боковыми экранами. Нижняя часть топочной камеры (под) закрывается отогнутыми панелями фронтального и разделительного экрана топки. На вертикальном участке фронтального экрана предусмотрены разводки для установки горелочных устройств и сопла вторичного дутья. Верхняя часть фронтального экрана топки образует потолок топочной камеры. В верхней части заднего экрана топки имеется трехрядный фестон для прохода газов в конвективный газоход.[31].

Стены топочной камеры полностью экранированы трубами $\varnothing 57 \times 4$ с шагом $S = 75$ мм. Трубы экранов соединены между собой двумя горизонтальными поясами жёсткости. Объём топочной камеры равен 154 м^3 . Эффективная поверхность нагрева котла – 251 м^2 . Топочная камера выполнена в виде прямоугольной призмы. Целью расчета является определение температуры газов на выходе из топки [22].

Зададимся температурой продуктов сгорания на выходе из топки 1100°C [24]. Для принятой температуры энтальпия продуктов сгорания на выходе из топки будет равна $H_r^0 = 21971,1 \text{ кДж/м}^3$.

Объем топки:

$$V_T = 154 \text{ м}^3$$

Суммарная поверхность стен топки:

$$F_{ст} = 192 \text{ м}^2$$

Площадь лучевоспринимающей поверхности топки:

$$H_{л} = 189,6 \text{ м}^2$$

Высота расположения горелок:

$$h_2 = 1,5 \text{ м}$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Полезное тепловыделение в топке рассчитывается по формуле:

$$Q_T = Q_P \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_B - Q_{B.VH.} + rH_{OTB}, \quad (4.4.1)$$

где Q_B – теплота, вносимая в топку воздухом, кДж/м³.

$$Q_B = \alpha_T \cdot H_{X.B.}^0, \quad (4.4.2)$$

$$Q_{B.VH.} = 0$$

$rH_{OTB} = 0$, где

α_T – коэффициент избытка воздуха;

$H_{X.B.}^0$ – энтальпия присосанного холодного воздуха при $t = 30$ °С ($H_{X.B.}^0 = 39,8V^0$);

$Q_{B.VH.}$ – теплота, внесенная в котельный агрегат с поступившим в него воздухом, учитывается только при внешнем подогреве вне котла, кДж/м³;

rH_{OTB} – теплота рециркулирующих продуктов сгорания, учитывается только при возврате в топку части продуктов сгорания, кДж/м³.

$$Q_B = 1,15 \cdot 497,86 = 547,65 \text{ кДж/м}^3$$

$$Q_T = 45893,8 \cdot \frac{100 - 0,5 - 0 - 0}{100 - 0} + 547,65 = 46211,98 \text{ кДж/м}^3$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов:

$$\psi = \chi \cdot \xi, \quad (4.4.3)$$

$\xi = 0,65$ – коэффициент учитывающий снижение тепловосприятия экранных поверхностей нагрева (принимается по [30]);

χ – угловой коэффициент определяется по номограмме: $\chi = 0,987$.

$$\psi = 0,987 \cdot 0,65 = 0,64155$$

Эффективная толщина излучающего слоя:

$$s = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{CT}}, \quad (4.4.5)$$

V_T – объем топочной камеры, м³;

F_{CT} – поверхность стен топочной камеры, м².

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$s = 3,6 \cdot \frac{154}{192} = 2,89 \text{ м}$$

Определяем коэффициент ослабления лучей (м·МПа)⁻¹:

$$k = k_{\Gamma} \cdot r_{\Pi} + k_{\text{с}}, \quad (4.4.6)$$

k_{Γ} – коэффициент ослабления лучей трехатомными газами, (м·МПа)⁻¹ (определяется по номограмме [3]).

$k_{\text{с}}=0,5$ – коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами, (м·МПа)⁻¹ (определяется по формуле [3]).

$$k_{\text{с}} = 0,3 \cdot (2 - \alpha_{\Gamma}) \cdot (1,6 \cdot \frac{T_{\Gamma}''}{H^{\text{P}}} - 0,5) \cdot \frac{C^{\text{P}}}{H^{\text{P}}}, \quad (4.4.7)$$

$$k_{\text{с}}=1,575$$

где $C^{\text{P}}/H^{\text{P}}$ – процентное содержание входящих в состав природного газа углеводородных соединений

Парциальное давление трёхатомных газов:

$$p_n = r_n p, \text{ где} \quad (4.4.8)$$

где p – давление в топочной камере котла, МПа.

Для котлоагрегатов, работающих без наддува, принимается $p = 0,1$ МПа.

$$p_n = 0,1237 \cdot 0,1 = 0,124 \text{ МПа.}$$

$$k_{\Gamma} = 52 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}},$$

$$k = 52 \cdot 0,1237 + 1,575 = 8,0074 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}.$$

Степень черноты факела:

$$\alpha_{\phi} = m \cdot \alpha_{\text{св}} + (1 - m) \cdot \alpha_{\Gamma}, \quad (4.4.9)$$

где α_{Γ} – степень черноты среды, заполняющей топку.

Степень черноты среды зависит от оптической толщины среды и определяется по рис. 5.6 [3].

$$\alpha_{\phi} = 0,866.$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Степень черноты топки:

$$\alpha_T = \frac{\alpha_\phi}{\alpha_\phi + (1 - \alpha_\phi) \cdot \psi}, \quad (4.4.10)$$

$$\alpha_T = \frac{0,866}{0,95197} = 0,91.$$

Определяют параметр M :

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot x_T, \quad (4.4.11)$$

Относительное положение максимума температуры для большинства топлив определяется как:

$$x_T = h_T / H_T, \quad (4.4.12)$$

где h_T – расстояние от пода топки до оси горелки, м;

$h_T = 1,5$ м. (из конструктивных характеристик).

H_T – расстояние от пода топки до середины выходного окна топки, м;

$H_T = 11,5$ м. (из конструктивных характеристик).

$$x_T = 1,5 / 11,5 = 0,13,$$

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,13 = 0,514$$

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания [12]:

$$c_{ср}^{сумм} = \frac{Q_T - H_T''}{T_a - T_T''}, \quad (4.4.13)$$

где T_a – теоретическая (адиабатная) температура горения, К;

T_T'' – температура (абсолютная) на выходе из топки, К;

H_T'' – энтальпия продуктов сгорания, кДж/м³;

Q_T – полезное тепловыделение в топке, кДж/м³.

$$c_{ср}^{сумм} = \frac{46211 - 21971}{2293 - 1100} = 24,68 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К}).$$

Действительная температура на выходе из топки:

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$v_T'' = \frac{T_a}{M \left(\frac{5,67 \cdot \psi \cdot F_{CT} \cdot \alpha_T \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot c_{cp}^{сумм}} \right)^{0,6} + 1} \quad (4.4.15)$$

$$g_T'' = \frac{2293}{0,514 \left(\frac{5,67 \cdot 0,64155 \cdot 192 \cdot 0,91 \cdot 2293}{10^{11} \cdot 0,99785 \cdot 1,11 \cdot 24,68} \right)^{0,6} + 1} = 1091,97^0 C$$

Полученное значение отличается от ранее принятого менее, чем на 30°С, поэтому принимаем его за окончательное[27].

Удельная нагрузка топочного объема (кВт/м³)[24]:

$$q_v = \frac{BQ_H^P}{V_T} \quad (4.4.16)$$

$$q_v = 4,87 \cdot \frac{45893,8}{154} = 1451, \text{кВт/м}^3$$

4.5 Расчет котельного пучка

Диаметр труб:

$$d=0,038\text{мм.}$$

Количество труб:

$$z_1=15.$$

Площадь сечения для прохода газа:

$$F_r=6,39\text{м}^2.$$

Поперечный шаг труб:

$$s_1=0,15\text{м.}$$

Продольный шаг труб:

$$s_2=0,06\text{м.}$$

Площадь поверхности нагрева:

$$H=247,6\text{м}^2.$$

Эффективная толщина излучающего слоя:

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

$$s = 0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot s_1 \cdot s_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d, \quad (4.5.1)$$

$$s = 0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot 0,15 \cdot 0,06}{3,14 \cdot 0,001444} - 1 \right) \cdot 0,038 = 0,237 \text{ м.}$$

Температура газов на входе в котельный пучок[10]:

$g' = 1091,97^{\circ}C$ - из расчета топки.

Энтальпия газов на входе в котельный пучок:

$H' = 21971,1 \text{ кДж/м}^3$ - из расчета топки.

Температура газов за котельным пучком:

$t'' = 550^{\circ}C$ - принятая.

Энтальпия газов за котельным пучком:

$H'' = 9861,7 \text{ кДж/м}^3$ (по таблице 2.)

Тепло отданное котельному пучку продуктами сгорания:

$$Q_2 = \varphi \cdot (H' - H''), \quad (4.5.2)$$

$$Q_2 = 0,99785 \cdot (21971,1 - 9861,7) = 12083,4 \text{ кДж/м}^3.$$

Средняя температура воды в трубах:

$$t_{cp} = \frac{t_n + t_{об}}{2}, \quad (4.5.3)$$

$t_n = 150^{\circ}C$,

$t_{об} = 70^{\circ}C$,

$$t_{cp} = \frac{150 + 70}{2} = 110^{\circ}C.$$

Средняя температура газов:

$$g_{cp} = \frac{g' + g''}{2}, \quad (4.5.4)$$

$g' = 1091,97^{\circ}C$ (из расчета топки),

$g'' = 550^{\circ}C$ (принятая),

$$g_{cp} = \frac{1091,97 + 550}{2} = 821^{\circ}C.$$

Средний температурный напор:

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$\Delta t = \vartheta_{cp} - t_{cp}, \quad (4.5.5)$$

$$\Delta t = 821 - 110 = 711^{\circ}C.$$

Средняя скорость газов:

$$\omega = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{F \cdot 273}, \quad (4.5.6)$$

$$\omega = \frac{1,11 \cdot 13,793(821 + 273)}{6,39 \cdot 273} = 9,6 \text{ м/с.}$$

Объемная доля водяных паров:

$$r_{H_2O} = 0,1906 \text{ (из расчета).}$$

Объемная доля трехатомных газов:

$$r_{RO_2} = 0,1237 \text{ (из расчета).}$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов:

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}, \quad (4.5.7)$$

$$r_n = 0,1906 + 0,1237 = 0,3143.$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов:

$$p \cdot r_n \cdot s = 0,3143 \cdot 0,1 \cdot 0,237 = 0,007 \quad (4.5.8)$$

Температура Загрязненной стенки:

$$t_{cm} = t_{cp} + \Delta t, \quad (4.5.9)$$

$$t_{cm} = 110 + 711 = 821^{\circ}C.$$

Коэффициент теплоотдачи излучением[29]:

$$a_{л}=10,7.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией:

$$a_{к}=67,8.$$

Коэффициент использования поверхностей нагрева:

$$\text{Принимаем } \xi=1.$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке:

$$a_1 = \xi \cdot (a_{к} + a_{л}), \quad (4.5.10)$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$a_1 = 1 \cdot (10,7 + 67,8) = 78,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ К}).$$

Коэффициент теплопередачи:

$$k = a_1 \cdot \psi, \quad (4.5.11)$$

$$k = 78,5 \cdot 0,987 = 77,48 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ К}).$$

Тепловосприятие конвективного пучка по уравнению теплопередачи:

$$Q_m = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}, \quad (4.5.12)$$

$$Q_m = \frac{77,48 \cdot 247,6 \cdot 711}{1,11 \cdot 10^3} = 12288,2 \text{ кДж}/\text{м}^3.$$

Расхождение расчетных тепловосприятий:

$$\Delta Q = \frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100, \quad (4.5.13)$$

$$\Delta Q = \frac{12288,2 - 12083,4}{12288,2} \cdot 100 = 1,66\%$$

Расхождение между тепловосприятием Q_T котельного пучка и количеством теплоты, отданным газами не превышает 2%.

4.6 Расчет водяного экономайзера

Площадь поверхности нагрева:[22]:

$$H = 442 \text{ м}^2.$$

Температура газов на входе:

$$v' = 421^\circ \text{С}.$$

Энтальпия газов на входе в ступень:

$$H' = 7281,8 \text{ кДж}/\text{м}^3.$$

Температура газов на выходе:

$$v'' = 180^\circ \text{С}.$$

Энтальпия газов на выходе:

$$H'' = 2941,9 \text{ кДж}/\text{м}^3.$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Температура воды на входе в ступень:

$$t' = 70^{\circ} C.$$

Энтальпия питательной воды:

$$H_{п.в.} = 70,4 \text{ (таблица 24 [1])}.$$

Тепловосприятие ступени:

$$Q_z = \varphi \cdot (H' - H''), \quad (4.6.1)$$

$$Q_z = 4330,6 \text{ кДж/ м}^3.$$

Температура воды на выходе:

$$t'' = 137^{\circ} C.$$

Средняя температура газов:

$$g = 0,5 \cdot (g' + g''), \quad (4.6.2)$$

$$g = 300,5^{\circ} C.$$

Средняя температура воды:

$$t = 0,5 \cdot (t' + t''), \quad (4.6.3)$$

$$t = 103,5^{\circ} C.$$

Наибольшая разность температур между средами:

$$\Delta t_{\delta} = v' - t'', \quad (4.6.3)$$

$$\Delta t_{\delta} = 284^{\circ} C.$$

Наименьшая разность температур между средами:

$$\Delta t_{м} = g'' - t', \quad (4.6.4)$$

$$\Delta t_{м} = 110^{\circ} C.$$

Температурный напор:

$$\Delta t_{npm} = 0,5 \cdot (\Delta t_{\delta} + \Delta t_{м}), \quad (4.6.5)$$

$$\Delta t_{npm} = 197.$$

Тепловосприятие по уравнению теплообмена:

$$Q_m = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}, \quad (4.6.6)$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$Q_m = 4362,2 \text{ кДж/ м}^3.$$

Расхождение расчетных тепловосприятий:

$$\Delta Q = \frac{Q_m - Q_c}{Q_m} \cdot 100, \quad (4.6.7)$$

Расхождение между тепловосприятием экономайзера Q_T и количеством теплоты отданными газами не превышает 2%.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5 АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЛА

Цель аэродинамического расчета – выбор тягодутьевых машин на основе их производительности и перепада давлений в газовом и воздушном трактах[17].

5.1 Расчет местных сопротивлений

Суммарное сопротивление на произвольном участке газового тракта складывается из суммы местных сопротивлений:

$$\Delta h = \sum_{i=1}^n \Delta h_{Mi} + \Delta h_{тр}, \quad (5.1.1)$$

где $\sum_{i=1}^n \Delta h_{Mi}$ – сумма местных сопротивлений мм вод.ст.;

$\Delta h_{тр}$ – сопротивление трения, мм вод. ст.

Местное сопротивление рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{м} = \xi_{м} \cdot h_{д}, \quad (5.1.2)$$

где $h_{д}=170$ – динамический напор, определяемый по рис. 11.1 [25];

$\xi_{м}$ – величина коэффициента местного сопротивления, принимается в зависимости от типа местного сопротивления, и определяется для угла поворота по формуле[11]:

$$\xi_{м} = K_{\Delta} \cdot \xi_0 \cdot B \cdot C, \quad (5.1.3)$$

где $K_{\Delta} \cdot \xi_0$ – безразмерный коэффициент, (для коленьев без закругления принимается 1,4)

B – коэффициент зависящий от угла поворота, при повороте на 90° принимается равным 1,

C – коэффициент определяемый для газоходов с закруглением кромок, для незакругленных воздухопроводов принимается равным 1.

$$\xi_{м} = 1,4 \cdot 1 \cdot 1 = 1,4,$$

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.218.07.ПЗ				

Тогда местные сопротивления:

сопротивление поворота на 90° в поворотной камере:

$$\Delta h_{m1} = 1,4 \cdot 170 = 238 \text{ Па}, \quad (5.1.4)$$

сопротивление поворота на 90° :

$$\Delta h_{m2} = 1,4 \cdot 170 = 238 \text{ Па}, \quad (5.1.5)$$

сопротивление поворота на 90° перед дымососом:

$$\Delta h_{m3} = 1,4 \cdot 170 = 238 \text{ Па}, \quad (5.1.6)$$

Для определения местных потерь в диффузоре за дымососом определим скорость движения газов после расширения:

$$w_2 = w_1 d_1 / d_2, \quad (5.1.7)$$

$$w_2 = 20 \cdot 0,6 / 2 = 6 \text{ м/с}.$$

тогда сопротивление диффузора:

$$\Delta h_{m4} = 0,5 \cdot 18 = 9 \text{ Па}, \quad (5.1.8)$$

сопротивление входа в дымовую трубу:

$$\Delta h_{m5} = 1,27 \cdot 18 = 22,86 \text{ Па}, \quad (5.1.9)$$

сопротивление на выходе из конвективной части:

$$\Delta h_{m6} = 0,7 \cdot 3,2 = 2,24 \text{ Па}. \quad (5.1.10)$$

Суммируем найденные местные сопротивления:

$$\sum_{i=1}^5 \Delta h_{mi} = 238 \cdot 3 + 9 + 22,86 + 2,24 = 748,1 \text{ Па}.$$

5.2 Расчет сопротивлений трения

Сопротивление трения в i – том участке газохода, мм вод.ст., определяется по формуле[23]:

$$\Delta h_{mp} = \lambda \cdot \frac{l}{d_3} \cdot h_d, \quad (5.2.1)$$

где λ – коэффициент трения, принимаем $\lambda = 0,03$;

l – длина участка газохода, м;

d_3 – эквивалентный диаметр газохода, равный $d_3 = 0,6$ м.

Длинами участков задаемся ориентировочно, относительно габаритам котла.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Динамический напор на участке от топки до дымососа при 20 м/с:

$$h_d = 160 \text{ Па.}$$

$$l = 50 \text{ м.}$$

Тогда сопротивление трения:

$$\Delta h_{ex}^{m-d} = 0,03 \cdot \frac{50}{0,6} \cdot 160 = 400 \text{ Па.} \quad (5.2.2)$$

Динамический напор на участке от дымососа до дымовой трубы при 6 м/с:

$$h_d = 18 \text{ Па.}$$

$$l = 20 \text{ м.}$$

Сопротивление газохода на участке дымосос – дымовая труба:

$$\Delta h_{ex}^{m-d} = 0,03 \cdot \frac{20}{3} \cdot 18 = 3,6 \text{ Па.} \quad (5.2.3)$$

Полное сопротивление на участке топка – дымовая труба:

$$\Delta h_{ex}^{m-dm} = 400 + 3,6 = 403,6 \text{ Па.} \quad (5.2.4)$$

5.3 Расчет сопротивления дымовой трубы

Суммарное сопротивление дымовой трубы складывается из сопротивления трения

$\Delta h_{тр}$, Па, и потери давления с выходной скоростью $\Delta h_{вых}$, Па:

$$\Delta h_{дт} = \Delta h_{тр} + \Delta h_{вых}, \quad (5.3.1)$$

где $\Delta h_{тр}$ – сопротивление трения, Па.;

$\Delta h_{вых}$ – потери давления с выходной скоростью, Па.

Сопротивления трения определяются по формуле:

$$\Delta h_{mp} = H \frac{\lambda}{8 \cdot i} \cdot h_o, \quad (5.3.2)$$

где λ – коэффициент сопротивления трения, $\lambda = 0,015$;

$i = 0,03$ – величина уклона дымовой трубы [15].

Внутренний диаметр дымовой трубы на выходе определяется как:

$$d_0 = d_{осн} - 2H \cdot i, \quad (5.3.3)$$

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.218.07.ПЗ				

$$d_0 = 4 - 2 \cdot 28,31 \cdot 0,03 = 2,3 \text{ м.}$$

Динамическое давление для расчета сопротивления дымовой трубы определяется по принятой скорости газов на выходе из трубы ω_0 , м/с, и температуре уходящих газов у дымососа, T_d , °С:

$$h_d = 17 \text{ Па.}$$

Тогда сопротивление трения:

$$\Delta h_{TP} = 28,31 \cdot \frac{0,015}{8 \cdot 0,03} \cdot 17 = 30,08 \text{ Па} \quad (5.3.4)$$

Потеря давления с выходной скоростью определяется по формуле:

$$h_{вых} = \xi_{вых} \cdot h_d, \quad (5.3.5)$$

где $\xi_{вых}$ – коэффициент сопротивления.

Величину коэффициента сопротивления принимаем $\xi_{вых} = 1$ [19], тогда

$$h_{вых} = 1 \cdot 17 = 17 \text{ Па}$$

Суммарное сопротивление дымовой трубы:

$$\Delta h_{дт} = 30,08 + 17 = 47,08 \text{ Па.}$$

5.4 Расчет перепада полных давлений по газовому тракту

Перепад полных давлений по газовому тракту, Па:

$$H_n = H_C^K + \Delta H - H_C^T, \quad (5.4.1)$$

где H_C^K – разрежение создаваемое тягой конвективной части котла, Па;

ΔH – суммарное сопротивление газового тракта, Па;

H_C – самотяга дымовой трубы, Па.

$$\Delta H = \Delta h_{ex}^{m-\partial m} + \sum_{i=1}^5 \Delta h_{Mi} + \Delta h_{дт}, \quad (5.4.2)$$

$$\Delta H = 403,6 + 748,1 + 47,08 = 1198,8 \text{ Па.}$$

$$H_n = 44,63 + 1198,8 - 36,55 = 1206,88 \text{ Па.}$$

					13.04.01.2017.218.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

5.5 Расчет воздушного тракта

Расчет сопротивления воздухопроводов холодного воздуха

Сопротивление воздухопроводов складывается из местных сопротивлений, сопротивления горелок и сопротивления трения:

$$\Delta h_{впр} = \sum_{i=1}^n \Delta h_{Mi} + \Delta h_{тр} + \Delta h_{г}, \quad (5.5.1)$$

где $\sum_{i=1}^n \Delta h_{Mi}$ – сумма местных сопротивлений, Па;

$\Delta h_{тр}$ – сопротивление трения, Па,

$\Delta h_{г}$ – сопротивление горелок.

Местное сопротивление рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{Mi} = \xi_{Mi} \cdot h_{д}, \quad (5.5.2)$$

где ξ_{Mi} – величина коэффициента местного сопротивления.

Сопротивление горелки ГМ-20:

$$\Delta h = 1265 \text{ Па.}$$

По расходу воздуха и сечению воздухопровода определяем скорость воздуха в потоке $w_{г} = 0,29 \text{ м/с}$.

По полученной скорости и температуре холодного воздуха определяем $h_{д} \approx 2 \text{ Па}$.

Δh_{M1} – сопротивление поворота на 90° возле места забора холодного воздуха

$$\xi_{M1} = 1,4,$$

$$\Delta h_{M1} = 1,4 \cdot 2 = 2,8 \text{ Па.}$$

Δh_{M2} – сопротивление поворота на 90° перед вентилятором

$$\Delta h_{M2} = 1,4 \cdot 2 = 2,8 \text{ Па.}$$

Δh_{M3} – сопротивление заборного устройства (фильтра)

$$\Delta h_{M3} = 1 \cdot 2 = 2 \text{ Па.}$$

Сумма местных сопротивлений

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$\sum_{i=1}^2 \Delta h_{Mi} = 2 \cdot 2,8 + 2 + 1265 = 1272,6 \text{ Па.}$$

Сопротивление трения на участке воздуховода, Па, определяется по формуле:

$$\Delta h_{mp} = \lambda \cdot \frac{l}{d_s \cdot h_0}, \quad (5.5.3)$$

где λ – коэффициент трения, для стального воздуховода $\lambda = 0,02$;

l – длина воздуховода холодного воздуха, м;

d_s – эквивалентный диаметр воздуховода, м.

$$\Delta h_{mp} = 0,02 \cdot \frac{10}{0,6} \cdot 2 = 0,7 \text{ Па.}$$

Расчет самотяги

Величина самотяги любого вертикального участка воздушного тракта рассчитывается по формуле[15]:

$$h_c = \pm H \cdot g \cdot (1,23 - \rho \cdot \frac{273}{t_s + 273}), \quad (5.5.4)$$

где H – высота рассчитываемого участка газохода, $H=2$ м;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

$\rho_0 = 1,32 \text{ кг/м}^3$;

t_s – температура воздуха на расчетном участке, °С.

Высота вертикального участка $H_{c1} = 2$ м.

Температура воздуха $26,1^\circ\text{С}$

Определяем самотягу:

$$h_{c1} = 2 \cdot 9,81 \cdot (1,23 - 1,32 \cdot \frac{273}{26,1 + 273}) = 0,494 \text{ Па.}$$

Перепад полных давлений

Перепад полных давлений в воздушном тракте определяется по формуле:

$$\Delta H_{\Pi} = \Delta H_{\text{В}} - H_c - H_{\text{с.конв}}, \quad (5.5.5)$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

где $\Delta H_{\text{в}}$ – суммарное сопротивление воздушного тракта котла, Па;

$H_{\text{с}}$ – результирующая самотяга воздушного тракта, мм вод. ст.;

$H_{\text{с.конв}}$ – самотяга конвективной части котла.

$$\Delta H_{\text{п}} = 128,4 - 0,494 \cdot 44,63 = 83,276 \text{ Па.}$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

6 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор дымососа

Выбор дымососа производится по объему дымовых газов и по напору.

Поскольку после проведения реконструкции парового котла Е-50-1,4-250ГМ в водогрейный режим работы расход дымовых газов уменьшился

($V_{д.г.}=13,811\text{м}^3/\text{м}^3$), то нам вполне подходит дымосос марки ДН-12,5.

Характеристики дымососа марки ДН-12,5:

- Мощность - 30, кВт;
- Производительность - 26,6, тыс.м³/час.;
- Давление – 155, мм.вд.ст.

6.2 Выбор дутьевого вентилятора.

Дутьевой вентилятор выбираем по расходу воздуха на горелку и по напору. К установке принимаем вентилятор марки ВДН-12,5.

Характеристики дутьевого вентилятора марки ВДН-12,5:

- Мощность - 30, кВт;
- Производительность - 26,6, тыс.м³/час.;
- Давление – 243, мм.вд.ст.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

7 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

Проведем тепловой расчет схемы котельного цеха Зауральской ТЭЦ г.Сибай Республики Башкортостан, состоящей из двух реконструированных в водогрейный режим работы котлов типа Е-50-1,4-250 ГМ, и одного котла утилизатора от ГТЭС-16ПА.

Мощность (тепловая) каждого реконструированного котла по 40 МВт. Мощность (тепловая) котла утилизатора от ГТЭС-16ПА 16МВт Суммарная мощность 96МВт. Предположим, что котел работает с 100% нагрузкой. Т.е. потребляемая мощность равна:

$$96 \cdot 1 = 96 \text{ МВт.}$$

Пусть 77% тепла расходуется на нужды отопления, 23% на нужды ГВС, т.е. 73,92 МВт, и 22,08 МВт соответственно.

7.1 Расчет температур сетевой воды

Температурный график сетевой воды зависит от температуры окружающего воздуха, ее можно: качественно, количественно и качественно-количественно регулировать (Рис.7.1) [21]. В данном случае имеем качественное регулирование по отопительной нагрузке (регулирование путем изменения температуры сетевой воды) в закрытой системе теплоснабжения при температурном графике тепловой сети 115-70 С. Для поддержания расчетной температуры воздуха в помещении расход воды через систему отопления должен быть постоянным.

Расчет будем вести по стандартным параметрам:

$\tau_{o1} = 115^{\circ} \text{C}$ - температура воды в подающем трубопроводе;

$\tau_{o2} = 70^{\circ} \text{C}$ - температура воды в обратном трубопроводе;

$\tau_{o3} = 95^{\circ} \text{C}$ - температура воды, поступающей в систему отопления;

$\delta\tau_o = 80^{\circ} \text{C}$ - перепад температур в тепловой сети.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Температура воды в прямом трубопроводе[22]:

$$\tau'_{o1} = t_B + \Delta t'_o \cdot \overline{Q}_o^{0,8} + \overline{Q}_o \cdot (\delta \tau'_o - 0,5 \theta'_o), \quad (7.1.1)$$

Температура воды в обратном трубопроводе:

$$\tau'_{o2} = t_B + \Delta t'_o \cdot \overline{Q}_o^{0,8} - 0,5 \cdot \overline{Q}_o \cdot \theta'_o, \quad (7.1.2)$$

Разность температур в местной системе:

$$\theta'_o = \tau_{o3} - \tau_{o2}, \quad (7.1.3)$$

$$\theta'_o = 95 - 70 = 25^0 C$$

Температурный напор отопительного прибора:

$$\Delta t'_o = \frac{\tau_{o3} + \tau_{o2}}{2} - t_B, \quad (7.1.4)$$

$$\Delta t'_o = \frac{95 + 70}{2} - 18 = 62,5^0 C,$$

где $t_B = 18^0 C$ - температура воздуха в помещении (принимается в зависимости от $t_{H.O.}$), так как $t_{H.O.} < -31 C$.

Относительная величина тепловой нагрузки:

$$\overline{Q}_o = \frac{t_B - t_H}{t_B - t_{H.O.}}, \quad (7.1.5)$$

$$\overline{Q}_o = \frac{20 - 18}{20 - (-34)} = 0,222,$$

где t_H - температура воздуха в помещении в холодный период года

$t_H = 18 C$;

$t_{H.O.}$ - средняя температура наиболее холодной пятидневки из восьми зим за последние 50 лет [19], $t_{H.O.} = -34 C$.

Тогда:

$$\tau'_{o1} = 18 + 62,5 \cdot 0,222^{0,8} + 0,222 \cdot (80 - 0,5 \cdot 25) = 53,733^0 C$$

$$\tau'_{o2} = 18 + 62,5 \cdot 0,222^{0,8} - 0,5 \cdot 0,222 \cdot 25 = 35,973^0 C.$$

Расчет сведем в таблицу 7.1

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Таблица 7.1 Текущие значения температуры воды в прямом и обратном трубопроводе.

$t, ^\circ C$	-34	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
\bar{Q}_o	1	0,926	0,833	0,741	0,648	0,556	0,463	0,370	0,222
τ_{o1}	115	101,277	95,228	87,191	69,911	62,609	58,008	55,187	53,733
τ_{o2}	70	67,197	63,588	59,911	56,071	52,129	47,968	43,587	35,973

7.2 Расчет тепловой схемы водогрейной части котельного цеха Зауральской ТЭЦ

Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление для режима наиболее холодного месяца определяется по формуле[22]:

$$K_o = \frac{t_{BH} - t_{P.B.}}{t_{BH} - t_{P.O.}}, \quad (7.2.1)$$

где $t_{в.н.}$ – принятая температура воздуха внутри отапливаемых помещений;

$t_{P.B.}$ – температура наружного воздуха наиболее холодного месяца;

$t_{P.O.}$ – температура наружного воздуха максимально-зимнего периода.

$$K_o = \frac{18 - (-26)}{18 - (-34)} = 0,7$$

Температура воды в подающей линии на нужды отопления для режима наиболее холодного месяца:

$$t_1 = 18 + 64,5 \cdot K_o^{0,8} + 67,5 \cdot K_o, \quad (7.2.2)$$

$$t_1 = 18 + 64,5 \cdot 0,7^{0,8} + 67,5 \cdot 0,7 = 113,7^\circ C.$$

Температура обратной сетевой воды после систем отопления для режима наиболее холодного месяца:

$$t_2 = t_1 - 80 K_o, \quad (7.2.3)$$

$$t_2 = 113,7 - 80 \cdot 0,7 = 57,7^\circ C.$$

Отпуск теплоты на отопление для максимально-зимнего режима:

$$Q_{об} = 73,92 \text{ МВт}$$

для режима наиболее холодного месяца:

$$Q_o = Q_{o+} \cdot K_{o,} \quad (7.2.4)$$

$$Q_o = 73,92 \cdot 0,7 = 51,744 \text{ МВт}$$

Суммарный отпуск теплоты на нужды отопления и ГВС для максимально-зимнего режима:

$$Q = Q_o + Q_{ГВС}, \quad (7.2.5)$$

где $Q_{ГВС}$ – расход теплоты на горячее водоснабжение, МВт.

$$Q = 73,92 + 22,08 = 96 \text{ МВт};$$

для режима наиболее холодного месяца:

$$Q = Q_o \cdot K_o + Q_{ГВС}, \quad (7.2.6)$$

$$Q = 51,744 + 22,08 = 73,824 \text{ МВт};$$

Расход воды в подающей линии для нужд горячего водоснабжения, для максимально-зимнего режима и режима наиболее холодного месяца:

$$G_{Г.В.}^{ПОТР} = \frac{860 \cdot Q_{ГВС}}{t_{Г.В.}^{ПОТР} - t_{С.В.}}, \quad (7.2.7)$$

где $t_{Г.В.}^{ПОТР}$ – температура горячей воды, подаваемой потребителю, °С;

$t_{С.В.}$ – температура сырой воды (принимается летом 15°С, зимой 5°С).

$$G_{Г.В.}^{ПОТР} = \frac{860 \cdot 22,08}{60 - 5} = 345,2 \text{ т/ч.}$$

для летнего режима:

$$G_{Г.В.}^{ПОТР} = \frac{860 \cdot Q_{ГВС}}{t_1^{ЛЕТ} - (\Delta t_B + t_{С.В.})}, \quad (7.2.8)$$

где $t_1^{ЛЕТ}$ – температура подающей линии, для летнего периода, °С;

Δt_B – минимальная разность температур греющей и подогреваемой воды (принимается равной 10°С).

$$G_{Г.В.}^{ПОТР} = \frac{860 \cdot 17,25}{120 - (10 + 15)} = 156,16 \text{ т/ч.}$$

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.218.07.ПЗ				

Расход сетевой воды на отопление для максимально зимнего режима:

$$G_{Г.В.}^O = \frac{860 \cdot Q_o}{t_1 - t_2}, \quad (7.2.9)$$

$$G_{Г.В.}^O = \frac{860 \cdot 73,92}{150 - 70} = 794,64 \text{ т/ч.}$$

для режима наиболее холодного месяца:

$$G_{Г.В.}^O = \frac{860 \cdot 51,744}{150 - 70} = 556,25 \text{ т/ч.}$$

Расход воды внешними потребителями на отопление и горячее водоснабжение для максимально зимнего режима:

$$G_{ВН} = G_O + G_{Г.В.} \quad (7.2.10)$$

$$G_{ВН} = 794,64 + 345,2 = 1139,84 \text{ т/ч.}$$

для режима наиболее холодного месяца:

$$G_{ВН} = 556,25 + 345,2 = 901,45 \text{ т/ч.}$$

Расход сырой воды на восполнение утечек в теплосети внешних потребителей для максимально-зимнего режима:

$$G_{УТ} = 0,01 \cdot K_{ТС} \cdot G_{ВН}, \quad (7.2.11)$$

где $K_{ТС}$ – процент (от часового расхода) утечки воды, для закрытой системы принимается 1,5-2%.

$$G_{УТ} = 0,01 \cdot 2 \cdot 1139,84 = 22,79 \text{ т/ч.}$$

для режима наиболее холодного месяца:

$$G_{УТ} = 0,01 \cdot 2 \cdot 901,45 = 18,03 \text{ т/ч.}$$

для летнего режима:

$$G_{УТ} = 0,01 \cdot 2 \cdot 156,16 = 3,12 \text{ т/ч.}$$

Расход сырой воды, поступающей на химводоочистку для максимально-зимнего режима:

$$G_{С.В.} = 1,25 \cdot G_{УТ} \quad (7.2.12)$$

$$G_{С.В.} = 1,25 \cdot 22,79 = 28,49 \text{ т/ч.}$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для режима наиболее холодного месяца:

$$G_{C.B.} = 1,25 \cdot 18,03 = 22,54 \text{ т/ч.}$$

для летнего режима:

$$G_{C.B.} = 1,25 \cdot 3,12 = 3,9 \text{ т/ч.}$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ

8.1 Обзор проблемы накипеобразования

Проблема образования водной накипи является общей для большинства областей техники. Практически нет ни одной отрасли промышленности, теплоэнергетики или объектов жилищно-коммунального хозяйства, которые бы не были с ней связаны. Отложения солей жесткости (соли кальция и магния) на поверхности нагревательного, теплообменного и технологического оборудования, внутри трубопроводов, повышают энергетические затраты, снижают ресурс работы оборудования, требуют значительных эксплуатационных расходов. С другой стороны, повышение энергетических затрат неразрывно связано с неизбежным увеличением вредных выбросов в окружающую среду, как в процессе производства, так и при использовании энергоносителей.

Процессы образования накипи и инкрустаций связаны с наличием в природной воде, в том числе и в пресной, больших количеств растворенных солей кальция и магния.

Основными примесями речных вод, содержащих 500-600 мг/л растворенных солей, являются ионы кальция, магния, натрия, бикарбонатов, сульфатов и хлоридов. Маломинерализованные речные воды содержат преимущественно ионы кальция и магния.

Солесодержание подземных вод зависит от условий залегания подземного горизонта и меняется от 100-200 мг/л до нескольких граммов на литр. В пресных водах артезианских скважин преобладают ионы Ca^{2+} и HCO_3^- . В маломинерализованных водах больше всего содержится ионов Ca^{2+} . Суммарная концентрация катионов кальция и магния, выраженная в мг-экв/л, определяет жесткость воды.

Общую жесткость воды определяют также как сумму карбонатной (временной) и некарбонатной (постоянной) жесткости. Карбонатная жесткость обусловлена присутствием солей гидрокарбонатов кальция и магния и

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

устраняется при кипячении воды. При нагревании воды гидрокарбонаты распадаются с образованием нестойкой угольной кислоты и нерастворимых осадков карбоната кальция и гидроксида магния. Некарбонатная жесткость связана с присутствием в воде кальция и магния в виде солей серной, соляной и азотной кислот и при кипячении не устраняется [6].

Жесткая вода непригодна для систем оборотного водоснабжения, для питания паровых и водогрейных котлов, а также практически для всех видов теплообменного оборудования. Отложения солей жесткости приводят к значительному увеличению тепловой энергии на нагрев и к эквивалентному увеличению затрат на расход топлива. Также они отрицательно сказываются на теплообменных и гидравлических характеристиках, выводятся из строя насосное, запорное и регулировочное оборудование, ускоряются коррозионные процессы и увеличиваются затраты на перекачивание.

На рис. 1 приведены данные по потерям тепловой энергии в зависимости от толщины слоя отложений солей жесткости (по материалам компании «Lifescience Products LTD», Великобритания). Слой в 3 мм поглощает 25% тепловой энергии, а если на стенках котла или бойлераросло 13 мм, то «теряется» уже 70% тепла. Отложения толщиной 10 мм формируются менее чем за один год.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

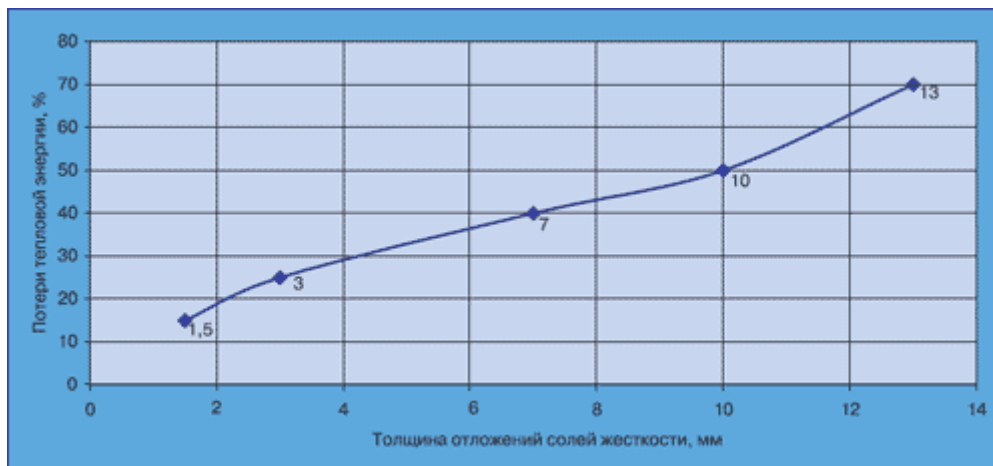


Рис. 8.1 Потери тепловой энергии при теплопередаче через греющую поверхность (по данным фирмы «Lifescience», Великобритания)

Если взглянуть на проблему накипи с точки зрения перерасхода топлива при эксплуатации теплоэнергетического оборудования, то картина очень схожая (рис. 2).

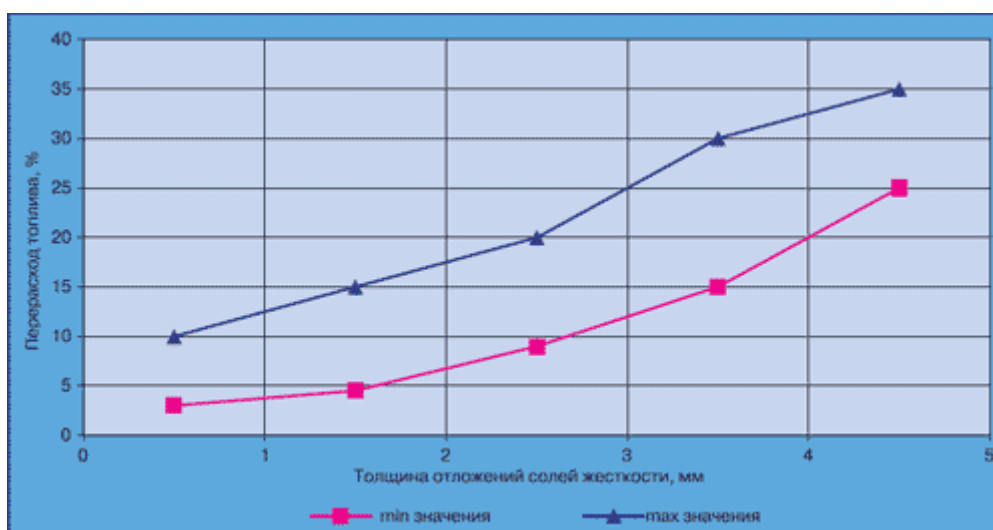


Рис. 8.2 Перерасход топлива в зависимости от толщины слоя накипи на поверхности нагрева [32].

Слой накипи толщиной 5 мм приводят к перерасходу топлива до 30%, а отложения толщиной 10 мм - повышают его расход в два раза.

Специалисты НИИ высоких напряжений рассматривают еще один важный аспект вредного влияния накипи - повышение рабочей температуры стенки водогрейной (дымогарной или жаровой) трубы [6]. Для примера на рис. 3

приведена зависимость температуры стенки водогрейной экранной трубы, размещенной в топочном пространстве (температура 1100 °С), от толщины слоя накипи. Данные представлены для различных величин теплопроводности накипи.

Увеличение слоя накипи на поверхности нагрева котла со стороны воды существенно повышает температуру стенки водогрейных труб. В свою очередь, повышение температуры приводит к снижению, как предела прочности металла, так и предела его текучести. При этом образуются свищи, и происходит разрыв труб.

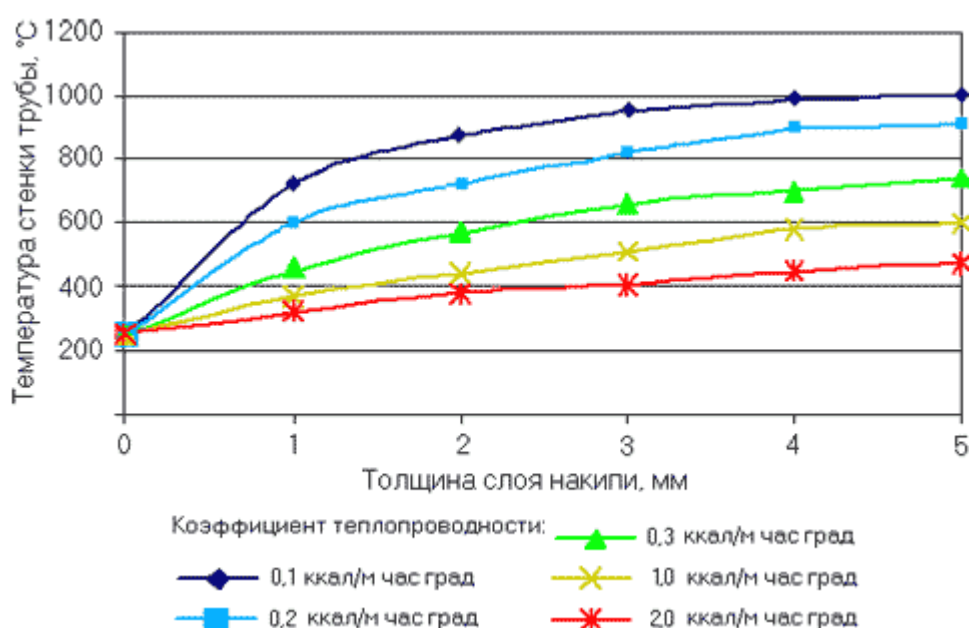


Рис. 8.3. Влияние толщины слоя накипи и ее теплопроводности на температуру стенки трубы [32].

8.2 Решение проблемы накипеобразования

Для предотвращения образования накипи предлагаю использовать прибор под названием ЭКОФОР. Устройство снижает интенсивность накипеобразования, постепенно устраняет существующую накипь и предотвращает внутренние поверхности поверхностей нагрева от отложений.

Технические характеристики:

- напряжение питающей сети 220-240 В.
- частота тока 50-6- Гц.
- потребляемый ток не более 0,5 А.
- режим работы длительный
- масса не более 8кг.
- исполнение устройства по степени защиты IP65

Принцип работы и конструкция прибора ЭКОФОР:

На внутренних стенках поверхностей нагрева котлов в результате адгезии, силы которой имеет электростатическую составляющую, образуется накипь, снижающая теплоотдачу.

Устройство уменьшает электростатическую составляющую адгезии, являющейся одной из основных причин образования накипи, за счет специально организованной нейтрализации этой электростатической составляющей. Нагрев воды в котле при этом интенсифицируется. Накипь постепенно разрушается, переходит в шлам. Теплоотдача улучшается. Образуется магнетитовая пленка, которая продолжает находиться под воздействием устройства, защищает поверхность от накипи и коррозии.

Устройство конструктивно выполнено в виде металлического ящика с двумя отсеками. Для исключения попадания солнечного света, дождя и снега на элементы световой индикации верхняя часть устройства снабжена козырьком. На крышке верхнего отсека устройства установлены выключатель и световой индикатор “ПИТАНИЕ” а также кнопочный выключатель и световой индикатор “КОНТРОЛЬ” для контроля исправности линии, соединяющей устройство с объектом.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

В нижнем отсеке устройства под крышкой установлены защитные предохранители и клеммный набор для подключения проводов питания и связи с объектом, а также, если потребуется и с компьютерной системой управления.

Устройство содержит трансформатор, конвертер, выключатель питания, кнопочный выключатель, световые индикаторы, плату соединительную и клеммный набор.

Конвертер обеспечивает более полное снятие электрических зарядов с поверхностей нагрева.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

8.3 Отчет по испытанию эффективности работы противонакипного устройства “Экофор” на водогрейном котле №1 Зауральской ТЭЦ.

Предмет программы испытания.

Опробование эффективности работы противонакипного устройства “Экофор” для подтверждения заявленных характеристик, обеспечивающих отталкивание катионов солей жесткости от внутренней части металлических труб поверхностей нагрева водогрейных котлов Зауральской ТЭЦ, за счет чего предотвращается образование отложений.

Базовые критерии, по которым была проведена оценка эффективности работы устройства:

1. Контрольные вырезки.

В сентябре 2013г. Был произведен анализ внутренних поверхностей нагрева труб фронтального экрана топки, на количество отложений после проведенной химической промывки ВК-1 и ВК-2. Эти данные были приняты за начальные параметры степени загрязненности поверхностей нагрева котлов.

Устройство было установлено 29.01.2014 на ВК-1, подключено к верхнему коллектору на фронтном экране. Проверка работоспособности данного устройства проводилась ежедневно, кратковременным нажатием кнопки “Сеть” (включался зеленый сигнал- цепь не оборвана).

В процессе эксплуатации котлов в октябре 2014 и в июне 2015 проведены вырезки контрольных образцов на ВК-1 и ВК-2.

ВК-1	Количество отложений г/м ²	ВК-2	Количество отложений г/м ²
2013	23,88	2013	25,53
2014	545,5	2014	596
2015	1010,5	2015	1020

Таблица 8.1 Результаты контрольных вырезок.

Скорость образования отложений:

ВК-1 – 130,7 г/м² на 1000 часов работы;

ВК-2 – 323,9 г/м² на 1000 часов работы.

По результатам контроля скорости образования отложений установлено: на ВК-1 скорость образования отложений ниже чем на ВК-2 в 2,4 раза.

Дополнительно провели анализ скорости образования накипи в период работы котла ВК-1 до установки устройства 2010-2013гг.

Количество отложений – 1347г/м²

Время работы котла – 9158ч.

Скорость образования отложений ВК-1 - 147 г/м² на 1000 часов работы

2. Температура уходящих газов.

Период сбора данных январь 2014- март 2015г. Была зафиксирована температура уходящих газов в ВК-1 и ВК-2 в 10 различных промежутков времени с выработкой котлов 28 Гкал [Рисунок 8.1].

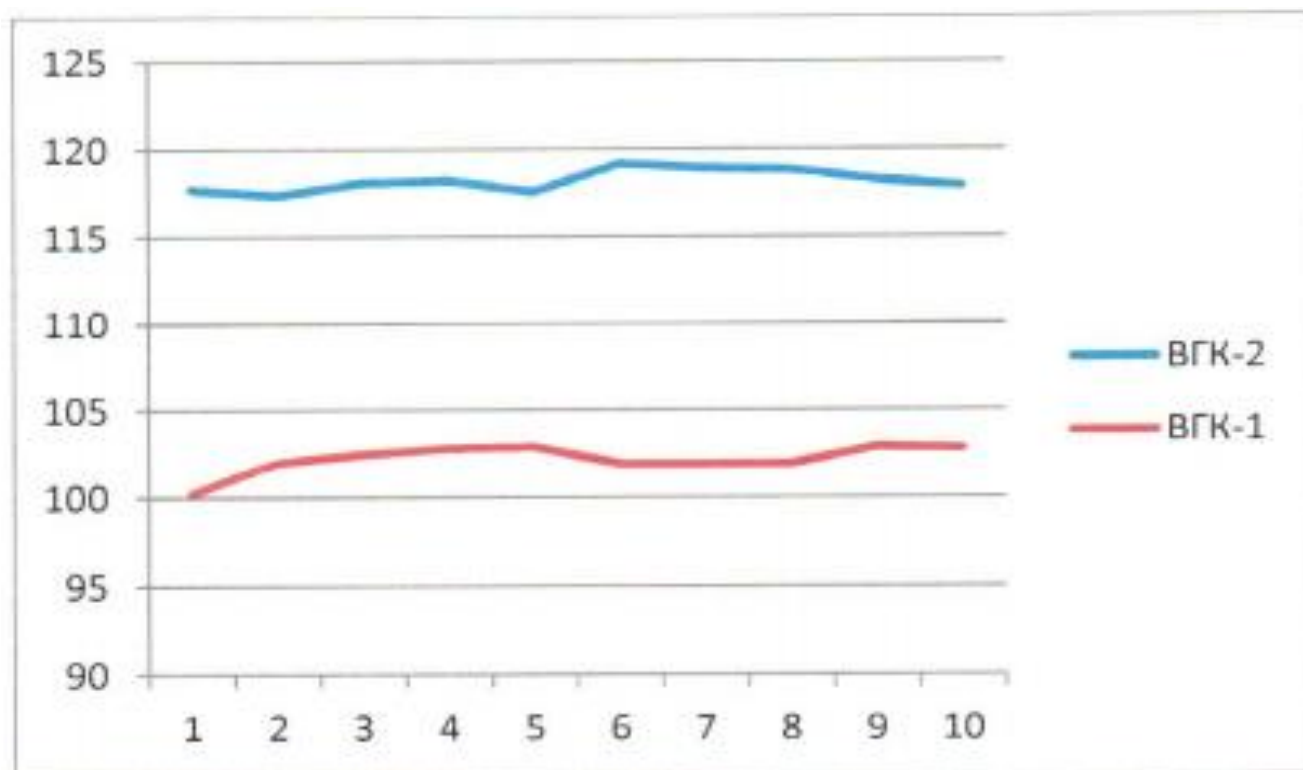


Рис.8.4 Сравнение температуры уходящих газов ВК-1 и ВК-2 при Q=28 Гкал/ч.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.01.2017.218.07.ПЗ

Лист

68

Также было произведено сравнение температуры уходящих газов на ВК-1 в периоды установки устройства и после [Рисунок 8.2].

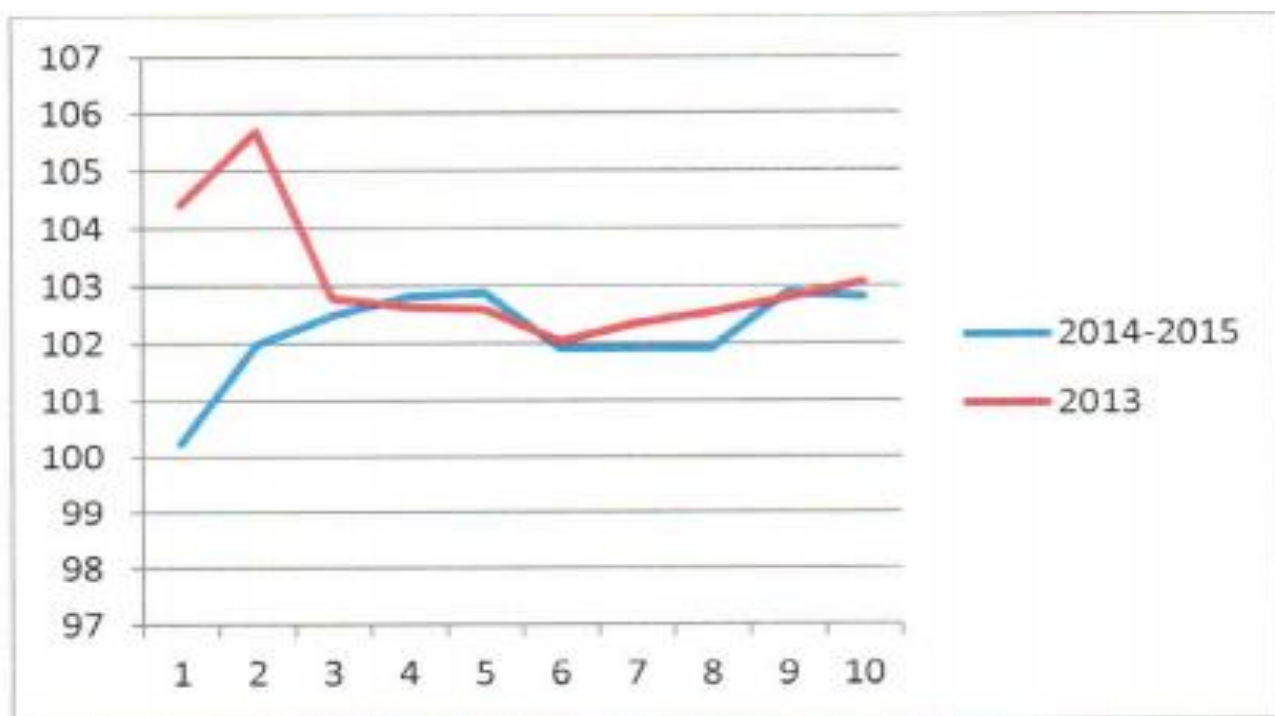


Рис.8.5 Сравнение температуры уходящих газов ВК-1 при Q=28 Гкал/ч.

3. Гидравлическое сопротивление котла.

Анализ был выполнен аналогично пункту 2..

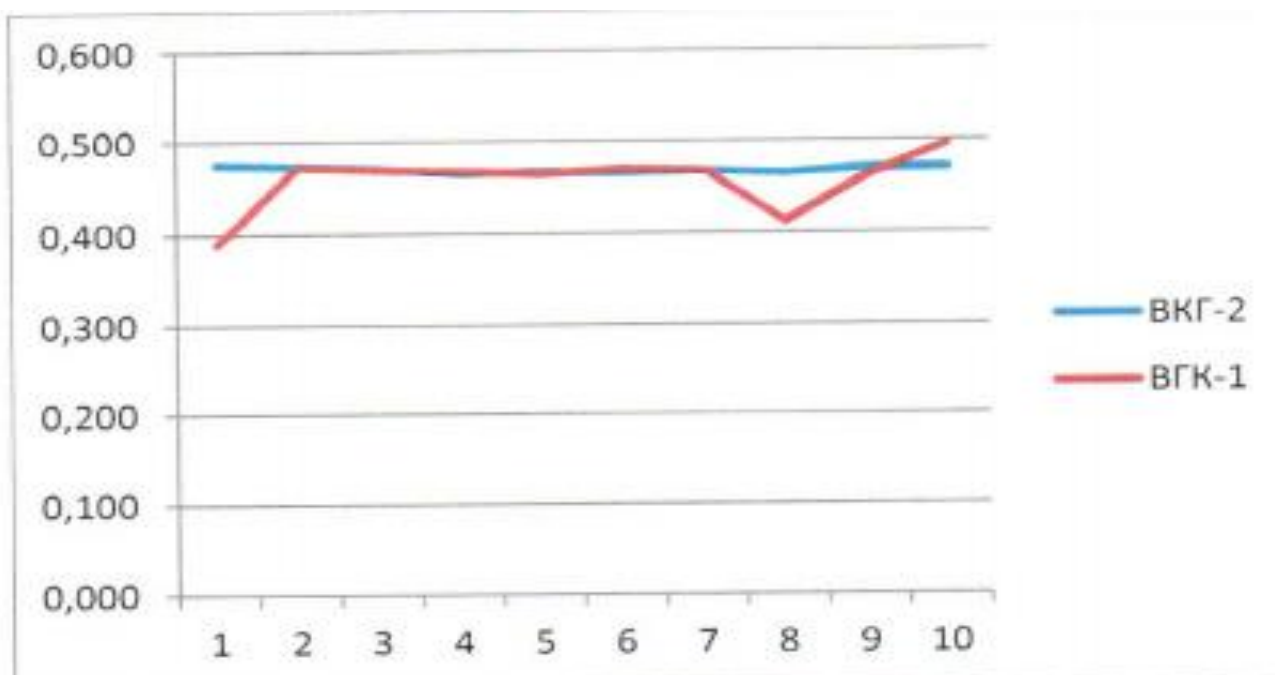


Рис.8.6 Сравнение гидравлического сопротивления ВК-1 при Q=28 Гкал/ч.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.01.2017.218.07.ПЗ

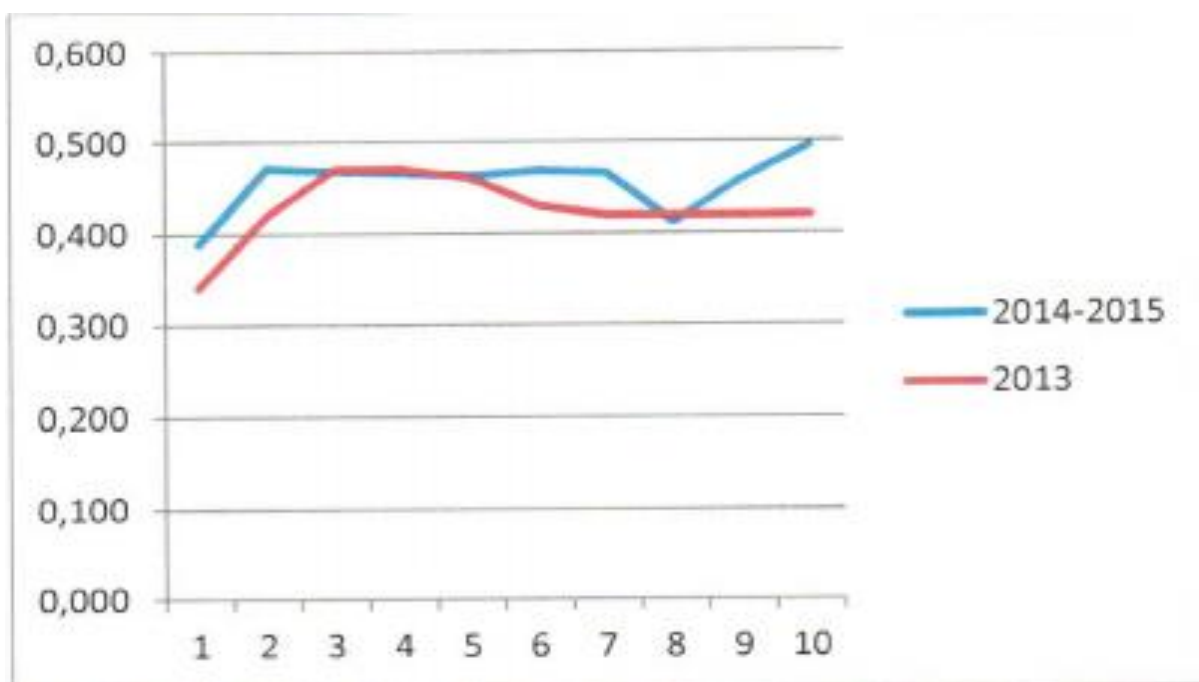


Рис.8.7 Сравнение гидравлического сопротивления ВГ-1 и ВК-2 при Q=28 Гкал/ч.

4. Изменение температуры сетевой воды на выходе из котла. (Анализ был выполнен аналогично пункту 2).

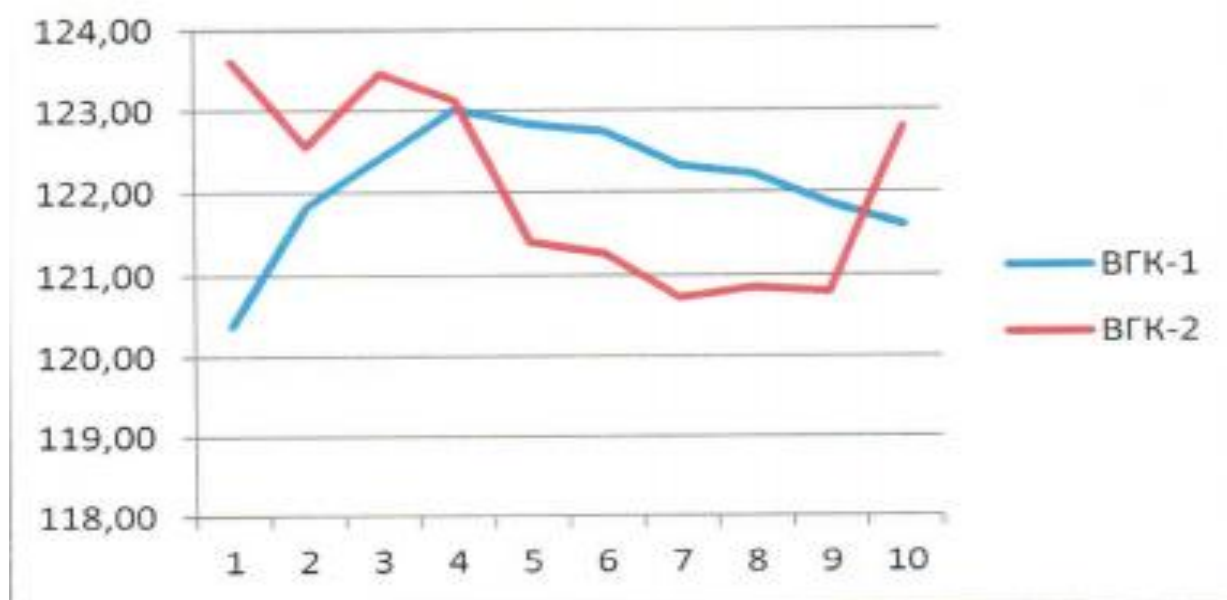


Рис. 8.8 Сравнение температуры сетевой воды на выходе из ВК-1 и ВК-2 при Q=28 Гкал/ч.

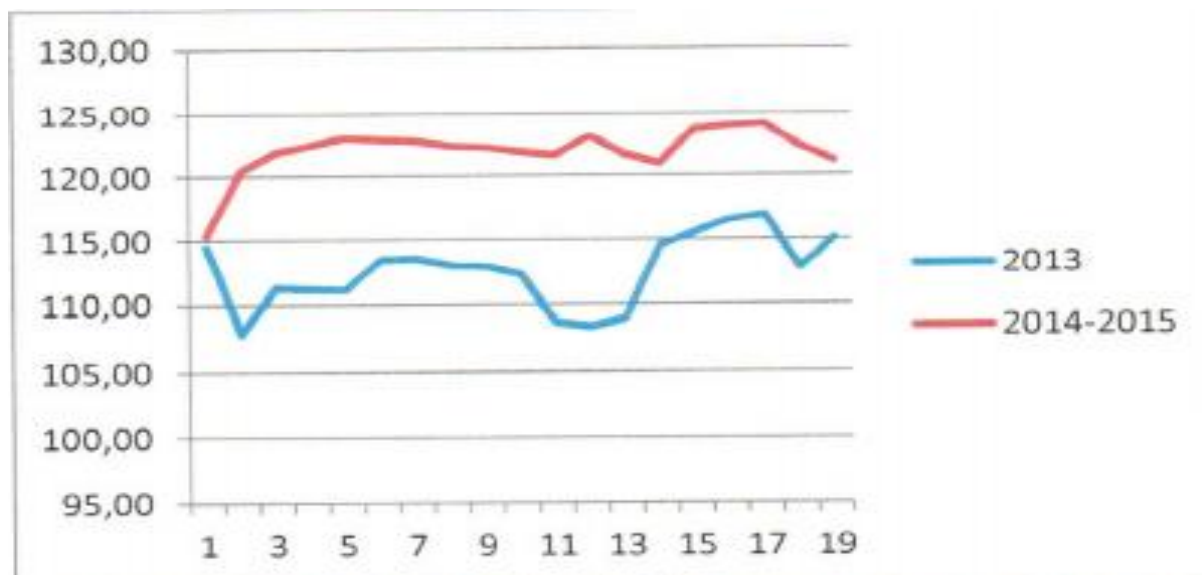


Рис. 8.9 Сравнение температуры сетевой воды на выходе из ВК-1 при Q=28 Гкал/ч.

5. Скорость каррозии.

Год	ВК-1	ВК-2
2013г.	На поверхности точечно язвенная коррозия. Язвы диаметром до 1 мм. Глубиной до 1мм.	На поверхности незначительная точечно-язвенная коррозия.
2014г.	На поверхности точечно язвенная коррозия. Язвы диаметром до 1 мм. Глубиной до 1мм.	На поверхности точечно-язвенная коррозия. Язвы диаметром до 2мм. И глубиной до 1мм.
2015г.	На поверхности точечно язвенная коррозия. Язвы диаметром до 1 мм. Глубиной до 1мм.	На поверхности точечно-язвенная коррозия. Язвы диаметром до 2мм. И глубиной до 1мм.

Исходя из оценки базовых критериев можно сделать следующие выводы:

1. Скорость образования накипи на ВК-1 меньше чем на ВК-2 (в 2,4 раза).

2. Постоянное значение температуры уходящих газов свидетельствует о сохранении коэффициента теплоотдачи на прежнем уровне.

3. Постоянное значение гидравлического сопротивления котла свидетельствует о сохранении проходного сечения нагревательного тракта котла.

4. Температура сетевой воды на выходе из котла имеет незначительное изменение.

5. Скорость коррозии на ВК-1 на котором установлено устройство меньше, в сравнении со статическими данными ВК-2.

Заключение:

Приобретение устройства целесообразно.

8.4 Расчет окупаемости

Основным параметром по которому велась оценка эффективности работы устройств «Экофор» является скорость образования отложений на внутренних поверхностях нагрева котла. Расчет окупаемости устройства «Экофор» был выполнен исходя из фактических затрат на проведение химической промывки котлов.

Сравнительный анализ работы котлов ВК-1 и ВК-2 за 2013-2015гг.

После анализа контрольных вырезок котлов было установлено что за период работы с 2013 по 2015гг количество отложений у ВК-1 с устройством Экофор увеличилось с 23,885 г/м² до 1010,5 г/м² при наработке котла 7547ч, а количество отложений у ВК 2 увеличилось с 25,535 г/м² до 10205 г/м² при наработке котла 3070ч.

По полученным данным можно сделать вывод , что необходимость проведения химической промывки на котле с устройством Экофор снижается в 2.4 раза.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Фактические затраты на проведение кислотной промывки одного котла (согласно данным 2013г):

Стоимость ингибированной соляной кислоты – 64 794,85 руб. без НДС

Стоимость едкого натра для нейтрализации кислоты – 8 905,01 руб. без НДС

Стоимость работ по демонтажу и монтажу тепловой изоляции нижних коллекторов для проведения восстановительных работ – 87 512,11 руб. без НДС

Восстановительные работы по вскрытию и чистке коллекторов, ремонту дренажей, проведение контрольных вырезок до и после кислотной промывки, оформление сварочной документации – 234 176,56 руб. без НДС

Контроль металла и проведение исследования металла экранной трубы - 21 905,69 руб. без НДС

Стоимость материала, примененных в процессе ремонта (давальческий материал Заказчика) – 13 025 руб. без НДС

Итого: $64794,85 + 8905,01 + 87\,512,11 + 234\,176,56 + 13025 = 430\,319,22$ руб. без НДС

По результатам анализа контрольных вырезок (скорость образования отложений), проведение кислотной промывки планируется ежегодно после прохождения отопительного периода.

Помимо этого, частое проведение кислотной промывки негативно сказывается на металлических поверхностях нагрева водогрейного котла, утончая толщину применяемых труб, разъедая сварные стыки, что в последствии может привести к большим затратам на замену труб экранных и «хвостовых» поверхностей нагрева.

Окупаемость устройства экофор составит:

Стоимость устройств составляет 627 000 руб.

Затраты на химическую промывку котлов за 2 года без устройства Экофор составят $430\,319,22 * 4 = 1\,721\,276,88$ руб.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Затраты на химическую промывку котлов за 2 года с устройством Экофор на ВК-1 составят:

$430\,319,22 * 3 = 1\,290\,957,66$ руб.

За 2 года экономия составит 430 319,22 руб.

Окупаемость устройства Экофор составит 4 года.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

9 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Среди причин, которые увеличивают расход топлива в котельных, можно выделить следующие: физический и моральный износ котельных установок; отсутствие или плохая работа автоматики; несовершенство газогорелочных устройств; несвоевременная наладка теплового режима котлоагрегата, образование отложений на поверхностях нагрева, плохая теплоизоляция; отсутствие приборов учета расхода энергоносителей; неоптимальная тепловая схема; отсутствие экономайзеров-подогревателей, неплотности газоходов[4].

В зависимости от типа котельной установки расход условного топлива на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии составляет 0,159-0,180 т.у.т., что соответствует КПД котла от 87 до 80 %. При работе котельных установок на газе КПД (брутто) может быть увеличен до 85-92 %.

Номинальный КПД (брутто) водогрейных котельных установок мощностью менее 10 Г кал/ ч, используемых в том числе и в муниципальном секторе теплоэнергетики, составляет при работе на газе величину 89,8- 94 %, при работе на мазуте - 86,7-91,1%

Перечень основных мероприятий, приводящих к снижению затрат энергии в источниках тепловой энергии, приведен в настоящей главе. Ниже рассматриваются некоторые из энергосберегающих мероприятий.

Перевод паровых котлов в водогрейный режим работы.

Существенному повышению фактических КПД паровых котлов способствует их перевод в водогрейный режим. По условиям надежности работы в котлах, проработавших 20 и более лет, снижается рабочее давление до 0,6+08 МПа, а реально при эксплуатации на многих котлах поддерживается давление 1-2 атм. Работа паровых котлов на таких низких давлениях отрицательно сказывается на устойчивости циркуляции, из-за снижения температуры насыщения и увеличения доли парообразования в экранных трубах наблюдается интенсивное накипеобразование и увеличивается вероятность пережога труб. Кроме того, при работе котла на давлении от 1 до 3 атм из-за низкой температуры насыщения

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

необходимо отключать чугунный водяной экономайзер, т. к. там может наблюдаться парообразование, что недопустимо. Эти и другие особенности приводят к тому, что КПД этих паровых коров не превышает 80-82 %, а в некоторых случаях, когда трубы сильно загрязнены, КПД котла уменьшается до 70-75% [4].

Переведенный в водогрейный режим паровой котел Е-50-1,4-250 ГМ в эксплуатации не уступает специализированным водогрейным, а по ряду показателей и возможностям превосходят их, например, в части [25]:

- доступности для внутреннего осмотра, контроля, ремонта;
- возможности более гибкого регулирования теплопроизводительности (качественного по температуре сетевой воды и количественного перерасходу в допустимых пределах);
- улучшения работы отдельных элементов конструкции, например, труб рециркуляции и обогреваемых опускных трубных пучков, для которых исчезает опасность захвата и сноса пара, в связи с чем открываются возможности для большей форсировки;
- повышения КПД котлоагрегата с переводом в водогрейный режим.

Рациональное распределение нагрузки между несколькими одновременно работающими котлами

Поскольку зависимости КПД котлов, расходов условного топлива от производительности индивидуальны для различных модификаций конструкций котлов, сроков их эксплуатации, то рациональным распределением нагрузки между двумя и более котлами можно влиять на суммарные энергозатраты котельной.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

10 АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЛА

Краткая характеристика объекта автоматизации

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) – система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации, осуществляющая управление технологическим процессом в реальном времени.

АСУ ТП является многоуровневой системой управления, содержащей локальные подсистемы: подсистема автоматизации газоснабжения, котлов Е-50-1,4-250ГМ, реконструированных в водогрейный режим, теплотехнического оборудования, насосной станции резервного топлива, коммерческих узлов учета, систем контроля загазованности котельной и хозяйства резервного жидкого топлива[22].

Управление технологическими процессами расширяемой частью Зауральской ТЭЦ ООО "БГК" осуществляется централизованно с пульта управления. На посту управления располагаются АРМ (автоматизированное рабочее место) оператора-технолога с функциями архивирования СО4, резервное АРМ СО3. Станция СО4 обеспечивает web-контроль.

АСУ ТП предназначена для эффективного и надежного управления технологическими процессами путем:

- отпуска тепловой энергии реконструированными для работы в водогрейном режиме котлоагрегатами на базе Зауральской ТЭЦ;
- обеспечения персонала своевременной, достоверной и достаточной информацией о ходе технологического процесса и состоянии основного оборудования для возможности оперативного управления;
- обеспечения персонала необходимой информацией (включая регистрацию событий, расчет технико-экономических показателей и диагностику состояния оборудования) для анализа, оптимизации, планирования работы оборудования и ведения технической отчетности;
- обеспечения персонала информацией о работоспособности технических средств АСУ ТП.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Структура АСУ ТП:

АСУ ТП построена как многоуровневая интегрированная человеко-машинная система, работающая в темпе технологического процесса (реальном времени), и включает в себя оперативный технологический и обслуживающий персонал и комплекс программно-технических средств.

В функциональной структуре АСУ ТП выделяются следующие функциональные подсистемы:

сбор, первичная обработка и распределение информации, получаемой от датчиков технологических параметров;

представление информации и взаимодействие пользователей с ПТК;

информационно-вычислительная, реализующая алгоритмы расчетных функций, накопления, архивации информации;

самоконтроль и самодиагностика ПТК;

инструментальная (для сопровождения системы, настройки прикладных программ, информационной базы, программирования).

Уровни иерархии:

Система состоит из 3-х иерархических уровней.

В 1-й (нижний/полевой) уровень входят датчики тепломеханических параметров, различные преобразователи, источники дискретной информации (концевые выключатели, ключи, кнопки, электрические контактные датчики пр.) и исполнительные устройства электрифицированной арматуры.

Датчики, предлагаемые для сбора информации, имеют выходные сигналы:

- аналоговые сигналы постоянного тока 4-20 мА по ГОСТ 26.011-80;
- термопреобразователей сопротивления с НСХ 50М по ГОСТ Р 8.625-2006.

В качестве датчиков дискретной информации используются:

- дискретные датчики (давления; уровня);
- концевые выключатели электрифицированной арматуры;
- концевые выключатели регулирующей арматуры;
- блок-контакты электромагнитов включения механизмов;

-контакты ключей управления;

-контакты реле.

Во 2-ой (средний) уровень системы входят:

микропроцессорные устройства (контроллеры) для автоматического сбора и первичной обработки измеряемых параметров, выполнения функций технологических защит и блокировок, автоматического регулирования и дистанционного управления[22];

средства, предназначенные для локальной вычислительной сети.

В 3-й (верхний) уровень системы входят: средства для вычислительной обработки информации, ее регистрации, архивирования, отображения, документирования и диалога с системой, локальная вычислительная сеть (ЛВС).

Отображение информации оператору-технологу:

Выдача данных осуществляется на цветные мониторы и устройство печати.

Вызов видеокадров осуществляется по инициативе оперативного персонала.

Информация, выдаваемая на монитор, группируется на видеокадрах по функциональному признаку и отображается в виде фрагментов технологических схем, графиков, таблиц.

Любые отключения каналов контроля параметров, определяющих взрывоопасность объекта, или изменение параметров системы защиты фиксируются системой.

Период обновления информации на видеокадрах не превышает двух секунд (для основных видеокадров).

Информация представляется оператору по принципу "детализации сверху - вниз (от общего к частному)".

Отклонение измеряемых параметров за допустимые сигнализируется изменением цвета параметра на красный, отклонение параметров за установленные – на желтый, нормальная величина – зеленым, недостоверность – синим цветом.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

Технологическая сигнализация:

Технологическая сигнализация (ТС) предназначена для инициативного извещения оперативного персонала о возникновении нарушений в технологическом процессе, изменений в составе работающего оборудования, о нарушениях состояния программно-технических средств АСУ ТП и обнаруженных неисправностях.

Эти сообщения выдаются оперативному персоналу посредством видеомонитора и принтера.

Технологическая сигнализация подразделяется на аварийную и предупредительную.

ТС предусматривает:

- аварийную сигнализацию об отклонениях параметров, срабатывании технологических защит, действий противоаварийной автоматики;

- предупредительную сигнализацию об отклонении за установленные пределы технологических параметров и изменении состояния подсистем управления;

- предупредительную сигнализацию о действии АВР механизмов и источников электроснабжения;

- предупредительную сигнализацию об обнаруженных неисправностях различных устройств, отключении автоматов питания в электрических сборках и др. устройств, автоматическом включении и отключении защит[22].

Функция технологических защит:

Технологические защиты (ТЗ) выявляют факт возникновения аварийной ситуации и формируют управляющие воздействия на исполнительные устройства с целью защиты персонала, защиты оборудования и локализации последствий аварии.

Технологические защиты имеют аварийную и предупредительную сигнализацию срабатывания. В пределах одного агрегата по глубине воздействия технологические защиты разделяться по приоритетам.

В алгоритмах ТЗ необходимо предусмотреть автоматический ввод и вывод защит. Система автоматического ввода и вывода защит обеспечивает возможность нормальной эксплуатации технологического оборудования во всех эксплуатационных режимах, включая пусковые, без вмешательства персонала в работу защит. Ввод и вывод защиты регистрируется и индицируется. Система автоматического ввода-вывода построена таким образом, чтобы в случае «перезапуска» состояние защит соответствовало режиму технологического оборудования.

Контроль реализации команд защит осуществляется технологической функцией "Контроль действия защит (КДЗ)".

Предусмотрена возможность опробования каждой из защит как на работающем, так и на остановленном оборудовании без подачи выходных команд на объект в соответствии с РД 153-34.1-35.142-00. При опробовании защит на действующем оборудовании (в объеме, достаточном для проверки автоматически не диагностируемых элементов защиты) срабатывание любой не опробуемой защиты приводит к немедленной и полной отмене опробования.

Алгоритмы технологических защит, блокировок и АВР выполняются в соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей оборудования и нормативными документами, действующими в энергетике.

Задачи защит имеют программные ключи ("накладки"), обеспечивающие включение и выключение задач с АРМ оператора.

Технологические защиты и блокировки (ТЗ и Б) включены постоянно, отключение задачи без санкции работающего персонала определяется как отказ соответствующих функций АСУ ТП.

Команды ТБ, ТЗ сохраняются на время, достаточное для выполнения наиболее длительной операции по управлению.

Состояние ТЗ и ТБ регистрируется.

Предусмотрена регистрация первопричины срабатывания защит.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

Система технологических защит водогрейных котлов №1, №2 реализовывают следующие защиты:

- технологические защиты, действующие на останов котла:
- понижение расхода воды через котел;
- повышение давления воды за котлом;
- понижение давления воды за котлом;
- повышение температуры воды за котлом;
- отключение электродвигателя дымососа;
- отключение электродвигателя вентилятора;
- понижение давления газа перед котлом;
- понижение давления резервного топлива перед котлом;
- погасание факела всех горелок.

Останов водогрейного котла должен производиться путем отключения всех видов топлива к котлу:

- закрытие задвижки на газопроводе к котлу;
- закрытие ПЗК-1 и ПЗК-2 всех горелок;
- открытие клапанов безопасности всех горелок;
- закрытие клапанов на подаче газа к запальным устройствам горелок;
- закрытие отсечного клапана и задвижки на трубопроводе резервного топлива к котлу;
- закрытие задвижек на трубопроводах резервного топлива к каждой горелке;
- закрытие задвижки на обратном трубопроводе резервного топлива от котла;
- отключение действия регулятора на направляющий аппарат дутьевого вентилятора.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Локальные технологические защиты, действующие на прекращение подачи топлива к котлу – невоспламенение или погасание факела газовой горелки.

Защитные блокировки:

запрет открытия задвижки на газопроводе к котлу, если не закрыт

ПЗК-1 (первый по ходу) хотя бы одной горелки;

запрет розжига горелок при растопке котла без вентиляции;

прекращение и запрет подачи топлива к горелке в случае полного закрытия шибера на линии подвода воздуха к этой горелке;

запрет подачи газа к горелке при отсутствии факела запальника данной горелки;

запрет открытия ПЗК-2 (второй по ходу) при неоткрытом ПЗК-1;

открытие с запретом на закрытие клапана на свече безопасности при закрытии первого и второго ПЗК и закрытие с запретом на открытие клапана на свече безопасности при открытом ПЗК-1;

запрет розжига горелок без проведения проверки плотности (опрессовки) арматуры блоков газооборудования;

запрет открытия задвижки на трубопроводе резервного топлива к котлу при незакрытии хотя бы одной задвижки на линии подвода резервного топлива перед любой горелкой.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

11.1 Анализ необходимости разработки проекта.

Котельный цех Зауральской ТЭЦ в г.Сибай Республики Башкортостан расположен в отдельно стоящем здании, находящимся на территории предприятия. Решение по строительству котельного цеха на территории “Зауральской ТЭЦ” было принято руководством предприятия в связи с невозможностью котельной г.Сибай обеспечить жителей города тепловой энергией в полном объеме. Целью строительства котельного цеха “Зауральской ТЭЦ” было восполнить недостающие мощности котельной г.Сибай и совместно с данным предприятием обеспечивать жителей г.Сибай тепловой энергией в полном объеме.

Так как приобретение новых водогрейных котлов очень дорогостоящее мероприятие, а на балансе ООО “БГК” в состав, которого входит “Зауральская ТЭЦ” имелись нигде не задействованные паровые котлы Е-50-1,4-250 ГМ, предлагается реконструировать паровые котлы на водогрейный режим работы.

11.1.1 Качественный анализ вариантов проектных решений (SWOT- анализ)

Оценить возможные риски при реконструкции котельного агрегата позволит SWOT-анализ (табл 10.1), который широко используется в стратегическом управлении и менеджменте, так как является одновременно простым и качественным инструментом для оценки конкурентоспособности предприятия на рынке товаров и услуг. SWOT-анализ позволит выявить сильные и слабые стороны предприятия (внутренние факторы), а также возможности и угрозы(внешние факторы) [13].

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.218.07.ПЗ					

Таблица 11.1 – С проведением реконструкции.

<p><u>S:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Более дешевое производство теплоэнергии 2) Упрощенный технологический процесс 3) Уменьшение затрат на заработную плату обслуживающему персоналу 4) Снижение выбросов в окружающую среду 5) Повышение уровня автоматизации производства 6) Увеличение межремонтного периода 7) Наиболее низкая стоимость 1 Гкал тепла 	<p><u>W:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Затраты на переоборудование котельной 2) Недостаточный уровень автоматизации тепловых процессов 3) Затраты на разработку проекта
<p><u>O:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Спрос на тепловую энергию 2) Имеющийся опыт перевода паровых котлов Е-50-1,4-250 ГМ на водогрейный режим работы. 	<p><u>T:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Развитие альтернативных методов отопления зданий (пример теплонасосная установка) 2) Рост цен на топливо

Таблица 11.2 – Без проведения реконструкции

<p><u>S:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Нет затрат на разработку проекта и переобучение персонала 2) Известная технология эксплуатации оборудования паровых котлов 	<p><u>W:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Негативное воздействие на окружающую среду 2) Наличие на предприятии отработавшего свой ресурс оборудования, замена которого в ближайшее будущее на новое невозможна 3) Большой расход топлива (увеличение текущих затрат) 4) высокие выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. 5) отсутствие запчастей в случае поломки
---	--

О:

1) Наличие опытных специалистов (теплоэнергетиков) на рынке труда

Т:

1) Повышение тарифов на топливо
2) Штрафы за превышение ПДК (ужесточение ПДК).

Вывод: На основе SWOT-анализа делаем вывод о том, что реконструкция парового котла Е-50-1,4-250 ГМ позволит снизить вредное влияние на окружающую среду за счет снижения выбросов продуктов сгорания и уменьшения количества промышленных стоков, а также затраты денежных средств на собственные нужды, тем самым как вариант, повысив зарплату сотрудникам.

11.1.2 Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов разработки системы управления.

Движущие силы:

- Растущие штрафы за превышение норм ПДК;
- Снижение текущих затрат в связи с уменьшением расхода топлива;
- Рост тарифов на топливо, связанный с истощением природных ресурсов

Сдерживающие силы:

- Недостаточный уровень автоматизации тепловых процессов на котельной;
- Увеличение капитальных затрат (приборы КИП и автоматики).

Вывод: Движущие силы помогают достичь целей в поставленные сроки, а в нашем случае влияние движущих сил преобладает, следовательно, можно сказать что цель предприятия реконструировать паровой котел будет достигнута.

11.2 Планирование целей проекта в дереве целей.

Дерево целей представляет собой структурную модель которая показывает соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления

(Приложение А). Для его построения миссия предприятия, делится на проектные цели его подразделений (в том числе, энергохозяйства), операционные цели исполнителей [14].

11.3 Расчет срока окупаемости проекта реконструкции парового котла Е-50-1,4-250 ГМ и экономии текущих затрат

Срок окупаемости проекта определяется по формуле:

$$T_{\text{ОКУП}} = \frac{\Delta K}{\Delta И}, \quad (11.3.1)$$

Капитальные затраты рассчитываются по формуле:

$$\Delta K = K_M + K_{\text{ОБ}} + K_{\text{ДЕМ}} + K_{\text{ЗП}} + K_{\text{ПН}} - K_{\text{ПМ}}, \quad (11.3.2)$$

$$\Delta K = 2450 + 1700 + 2255 + 1260 + 1110,265 - 67 = 8708,265 \text{ ,тыс.руб,}$$

K_M - затраты на монтажные и прочие работы по реконструкции котла, $K_M=2450000$ руб.;

$K_{\text{ОБ}}$ - затраты на приобретение необходимого оборудования, материалов и коммуникаций, $K_{\text{ОБ}}=1700000$ руб.;

$K_{\text{ДЕМ}}$ - стоимость демонтажа старого оборудования и работ по расчистке площади под устанавливаемое оборудование, $K_{\text{ДЕМ}}=2255000$ руб.;

$K_{\text{ЗП}}$ - заработная плата рабочих, $K_{\text{ЗП}}=1260000$ руб.;

$K_{\text{ПМ}}$ - стоимость демонтированных поверхностей нагрева по цене металлолома, $K_{\text{ПМ}}=67000$ руб.;

$K_{\text{ПН}}$ - стоимость пуско-наладочных работ, $K_{\text{ПН}}=1110265,5$ руб.

В результате реконструкции котла снизятся потери тепла с уходящими газами, возрастет КПД котла и уменьшится расход топлива на $0,125 \text{ м}^3/\text{с}$.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расход топлива на паровой котел:

$$B_{ПК} = 1,225 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расход топлива на котел переведенный в водогрейный режим:

$$B_{БК} = 1,1 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Годовой расход топлива на котел переведенный в водогрейный режим:

$$B_{БК}^{\text{ГОД}} = 1,1 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 265 = 25185600 \text{ м}^3/\text{год}.$$

За год экономия топлива составит:

$$\Delta B = 0,125 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 265 = 2862000 \text{ м}^3/\text{год}.$$

При цене газа 2951 руб. за 1000 м^3 затраты на топливо определяются как:

$$\Delta I_T = 2,951 \cdot 25185,6 \cdot 10^3 = 54320,935 \text{ тыс.руб.}$$

Снижение затрат на текущие и прочие ремонты после реконструкции должно составить 40-60% от расходов на ремонт котла, т.е. при средней стоимости текущего ремонта парового котла Е-50-1,4-250 ГМ = 1250 тыс. руб.:

$$I_{ТР} = 0,6 \cdot 1250 = 750 \text{ тыс.руб.}$$

Отчисления на амортизацию устанавливаемого оборудования определяются по формуле:

$$\Delta I_A = 0,98 \cdot \Delta K \cdot N_A, \quad (11.3.3)$$

$$\Delta I_A = 0,98 \cdot 8708,265 \cdot 0,024 = 204,8 \text{ тыс.руб.}$$

$N_A=0,024$ - средняя норма амортизации оборудования.

Изменение текущих затрат составит:

$$\Delta I = 0,1 \cdot (\Delta I_T + \Delta I_{ТР} + \Delta I_A), \quad (11.3.4)$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta И = 0,1 \cdot (54320,935 + 750 + 204,8) = 5527,6 \text{ тыс.руб.}$$

Тогда срок окупаемости проекта:

$$T_{оквп} = \frac{8708,265}{5527,6} = 1,7 \text{ года.}$$

Срок окупаемости данного проекта 1,7 года, что меньше 5 лет. Учитывая экономический и экологический эффект реконструкции, считаем, что перевод котла Е-50-1,4-250 ГМ в водогрейный режим работы может быть принят к реализации.

11.4 Составление сметы капитальных затрат на реконструкцию

Смета капитальных затрат обобщает перспективы по приобретению основных фондов (Табл.10.4) [26]

Таблица 10.3- Состав сметы капитальных затрат

Наименование затрат	Величина	Единица измерения
Разработка проекта реконструкции	70	тыс.руб
Приобретение необходимого оборудования (приборы КИП т автоматики), материалов и коммуникаций	1700	тыс.руб
Демонтаж старого оборудования и работы по расчистке площади под устанавливаемое оборудование	2255	тыс.руб
Монтажные и прочие работы по реконструкции котла	2450	тыс.руб
Заработная плата рабочих	1260	тыс.руб
Стоимость пусконаладочных работ	1110	тыс.руб
ИТОГО:	8845	тыс.руб

11.5 Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание

Годовые затраты на топливо:

$$I_T = C_T \cdot V_{\text{ГОД}}, \quad (11.5.1)$$

Годовые затраты на воду:

$$I_B = C_B \cdot G_{\text{ГОД}}, \quad (11.5.2)$$

где C_B - цена на воду составляет около 16,65 руб/м³.

Отчисления на социальные нужды определяются величиной Единого социального налога, ставка ЕСН составляет 26% от фонда оплаты труда

(Табл.10.4).

Затраты на содержание оборудования в части материалов и запчастей для ремонта составляют 1% от стоимости оборудования.

Амортизация оборудования:

$$I_A = N_A \cdot Об, \quad (11.5.3)$$

где $N_A=10\%$ - норма амортизации;

Об- общая стоимость оборудования.

Затраты на содержание и текущий ремонт сооружений:

$$I_{\text{ТР}} = 0,25 \cdot Об, \quad (11.5.4)$$

Прочие производственные расходы:

$$I_{\text{ПР}} = 0,1 \cdot (\Phi_{\text{Э}}^{\text{ГОД}} + \Phi_{\text{Р}}^{\text{ГОД}} + \Phi_{\text{У}}^{\text{ГОД}}), \quad (11.5.5)$$

Себестоимость производимой теплоты:

$$S = \frac{I_{\Sigma}}{Q_{\text{ГОД}}}, \quad (11.5.6)$$

					13.04.01.2017.218.07.ПЗ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11.4- Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание

Наименование затрат	Единица измерения	Величина
Топливо	тыс.руб/год	$2951 \cdot 25185600 = 64320,9 \cdot 10^6$
Сырая вода	тыс.руб/год	$16,65 \cdot 87600000 = 1458,54 \cdot 10^6$
Основная и дополнительная заработная плата эксплуатационного персонала	тыс.руб/год	10115,745
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб/год	$0,26 \cdot 10115,745 = 2630,094$
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования		
Содержание оборудования в части материалов и запчастей для ремонта	тыс.руб/год	$0,01 \cdot 2630,094 = 26,301$
Амортизация оборудования	тыс.руб/год	$0,1 \cdot 2630,094 = 263,01$
Основная и дополнительная заработная плата ремонтного персонала	тыс.руб/год	5793,34
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб/год	$0,26 \cdot 5793,34 = 1506,268$
Итого затрат на содержание и эксплуатацию оборудования	тыс.руб/год	7588,918
Производственные расходы		
Зарботная плата персонала управления	тыс.руб/год	3140
Социальные отчисления	тыс.руб/год	$0,26 \cdot 3140 = 816,4$
Содержание и текущий ремонт сооружений	тыс.руб/год	$0,0025 \cdot 15164,397 = 37,91$
Прочие производственные расходы	тыс.руб/год	$0,1 \cdot (5793,34 + 10115,745 + 3140) = 1904,909$
Итого производственных затрат	тыс.руб/год	$6345,96 \cdot 10^6$
Себестоимость продукции	руб/Гкал	886,37

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.04.01.2017.218.07.ПЗ

Лист

91

11.6 Расчет основных технико-экономических показателей

Таблица 11.5- Основные технико-экономические показатели проведения проекта реконструкции котла Е-50-1,4-250 ГМ.

Наименование показателя	Обозначение	Расчетные данные
Установленная мощность	МВт	40
Число часов использования установленной мощности	Час	7243
Удельный расход электроэнергии на собственные нужды	%	10
Годовой расход топлива на котел	м ³ /год	25185600
Средняя зарплата одного работника		
- эксплуатационный персонал	тыс.руб/год	215,23
- ремонтный персонал		199,77
Себестоимость отпущенной тепловой энергии	руб/Гкал	886,37
Срок окупаемости	год	1,7

12 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ

12.1 Определение выбросов загрязняющих веществ

Расчет выброса оксидов азота при сжигании природного газа:

$$m(M) = V_p \cdot Q_i^P \cdot K_{NO_2} \cdot \beta_K \cdot \beta_i \cdot \beta_a \cdot (1 - \beta_r) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot K_n, \quad (12.1.1)$$

где V_p – расчетный расход топлива, m^3/c ;

Q_i^P – низшая теплота сгорания топлива, $MДж/м^3$;

$\beta_K = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки;

$\beta_i = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения;

$\beta_a = 1,225$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота;

β_r – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота (т.к. рециркуляция отсутствует, $\beta_r = 0$);

β_δ – безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру (т.к. ступенчатый ввод воздуха отсутствует, $\beta_\delta = 0$);

$K_n = 1$ – коэффициент пересчета.

удельный выброс оксидов азота при сжигании газа[16]:

$$K_{NO_2} = 0,013\sqrt{V_p \cdot Q_i^P} + 0,03, \quad (12.1.2)$$

$$K_{NO_2} = 0,013\sqrt{4,84 \cdot 45,89} + 0,03 = 0,224 \text{ г/МДж.}$$

$$m(M) = 4,87 \cdot 45,89 \cdot 0,224 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 1 = 61,3 \text{ г/с.}$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$C_{NO_2} = \frac{m(M)}{B_p} = 0,116 \text{ г/м}^3. \quad (12.1.3)$$

Расчет выбросов оксида углерода при сжигании природного газа:

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot B \cdot \rho \cdot q_3 \cdot R \cdot Q_i^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (12.1.4)$$

где ρ – плотность газа (принимается 838 г/м^3);

q_3 – потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива;

R – коэффициент, учитывающий долю потерь тепла, вследствие химической неполноты сгорания топлива (принимается равным $0,5$);

q_4 – потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива.

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot 4,87 \cdot 838 \cdot 0,005 \cdot 0,5 \cdot 45,89 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 0,468 \text{ г/с.}$$

Расчет концентрации бенз(а)пирена в дымовых газах при сжигании природного газа:

Концентрация бенз(а)пирена $C_{\text{бенз.}}$ (мкг/м^3) рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{БЕНЗ.}} = \frac{q_{\text{ПГ}}^{-1,26} \cdot (0,0356 + 0,163 \cdot 10^{-2} \cdot q_v)}{e^{-0,25(\alpha_T - 1)}} \cdot K_r \cdot K_d \cdot K_{CT} \cdot K_{\text{ПЛ}}, \quad (12.1.5)$$

где $q_{\text{ПГ}}$ – теплонапряжение поверхности зоны активного горения, МВт/м^2 ;

q_v – теплонапряжение топочного объема, кВт/м^3 ;

α_T – коэффициент избытка воздуха в дымовых газах на выходе из топки;

K_r – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции (при отсутствии рециркуляции принимаем $K_r = 1$;

K_d - коэффициент, учитывающий нагрузку котла определяется по формуле:

$$K_d = (2 - N_{\text{ф}}/N_{\text{н}})^{2,4}, \quad (12.1.6)$$

где $N_{\text{ф}}$ – фактическая мощность котла,

$N_{\text{н}}$ – номинальная мощность котла;

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_d = (2 - 37/40)^{2,4} = 1,26$$

12.2 Расчет высоты дымовой трубы по рассеиванию вредных веществ

Высота дымовых труб при искусственной тяге определяется в соответствии с действующими нормативными документами по расчету концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий и санитарными нормами проектирования промышленных предприятий [16].

$$V = V_r \cdot B, \quad (12.2.1)$$

$$V = 11,77 \cdot 4,87 = 57,32 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{C_m \sqrt[3]{V(T_g - T_g)}}}, \quad (12.2.2)$$

где H - высота дымовой трубы над уровнем земли, м;

A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе, имеет размерность: $\text{с}^{2/3} \cdot \text{мг} \cdot \text{град}^{1/3} / \text{г}$ (для севера и северо-запада Европейской территории России, среднего Поволжья и Урала принимают $A = 160$);

M – мощность выброса (количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени), г/с;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе (для газообразных вредных веществ – сернистого газа, сероуглерода и т.п. и мелкодисперсных аэрозолей – пыли, золы и т.п., скорость упорядоченного оседания которых не превышает 5 см/с, принимается $F = 1$).

η – безразмерный коэффициент, учитывающий рельеф местности (для равнинной местности $\eta = 1$);

									Лист
									95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.218.07.ПЗ				

V – объем газовой смеси, m^3/c , определяемый как произведение площади (m^2) устья источника выброса (площадь сечения выхода трубы) на среднюю скорость (ω_0 , m/c) выхода газовой смеси из устья трубы;

T_r - температура выбрасываемой газовой смеси, величину которой определяют по технологическим нормативам действующим для данного производства;

T_b - температура окружающего атмосферного воздуха, за которую принимают среднюю температуру наружного воздуха в 13 ч наиболее жаркого месяца года (по СНиП 23-01-2003 «Строительная климатология» для г. Сибай – $26,1^\circ C$).

m и n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса и зависящие от высоты трубы, поэтому расчет проводится в два этапа.

На первом этапе m и n принимаем равными единице и по уравнению 1 определяем высоту трубы:

$$H = \sqrt{\frac{160 \cdot 56 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1}{0,82^3 \sqrt{57,32 \cdot (150 - 26,1)}}} = 23,84 \text{ м.}$$

На втором этапе уточняем значения m и n . Для чего сначала рассчитываем коэффициенты f и v_m по формулам:

$$f = 10^3 \frac{\omega D}{H^2(T_r - T_b)}, \quad (12.2.3)$$

$$f = 10^3 \frac{20 \cdot 4}{23,84^2 (150 - 26,1)} = 0,0011,$$

$$v_m = 0,65^3 \sqrt{\frac{V(T_r - T_b)}{H}}, \quad (12.2.4)$$

$$v_m = 0,65^3 \sqrt{\frac{57,32(150 - 26,1)}{23,84}} = 17,26.$$

Затем рассчитываем значение m и n по следующим формулам:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34^3\sqrt{f}}, \quad (12.2.5)$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при $v_m \leq 0,3$ $n = 3$;

при $0,3 < v_m \leq 2$ $n = 3 - \sqrt{(v_m - 0,3)(4,36 - v_m)}$;

при $v_m > 2$ $n = 1$,

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,0018} + 0,34\sqrt[3]{0,0018}} = 1,4.$$

После уточнения значения величин m и n производим перерасчёт величины H .

$$H = \sqrt{\frac{160 \cdot 56 \cdot 1 \cdot 1,41 \cdot 1 \cdot 1}{0,82\sqrt[3]{57,32 \cdot (150 - 26,1)}}} = 23,31 \text{ м.}$$

В соответствии со СНиП 2.09.03-85, принимаем унифицированную высоту дымовой трубы равную 30 м. Труба выполнена из стали 20.

12.3 Расчёт дымовой трубы на создание естественной тяги

Величина самотяги, Па, любого вертикального участка газового тракта, включая дымовую трубу, определяется по формуле[25]:

$$h_c = H \cdot g \cdot \left(1,23 - \rho_0 \cdot \frac{273}{v_2 + 273}\right), \quad (12.3.1)$$

H – высота рассчитываемого участка газохода, м;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

$\rho_0 = 1,32 \text{ кг/м}^3$;

v_2 – средняя температура газов на расчетном участке, °С.

Расчет самотяги будем производить для двух участков: для конвективной шахты $H_{кш}$, м, и для дымовой трубы $H_{дт}$, м.

Средняя температура газов в конвективной шахте:

$$v_2 = \frac{v_{кч} + v_{yx}}{2}, \quad (12.3.2)$$

$v_{кч}$ – температура уходящих газов на выходе из конвективной части, °С.

$$v_2 = \frac{152 + 150}{2} = 151^\circ \text{C}$$

Высота конвективной шахты $H_{кш} = 6,84$ м. Тогда самотяга:

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

$$h_c = 6,84 \cdot 9,81 \cdot (1,23 - 1,32 \cdot \frac{273}{151 + 273}) = 44,63 \text{ Па.}$$

Средняя температура газов в дымовой трубе:

$$v_z = \frac{v_d + t_{xg}}{2}, \quad (12.3.3)$$

v_d - температура газов перед дымососом, °С;

t_{xg} - температура холодного воздуха, °С.

$$v_z = \frac{150 + 20}{2} = 85^0 \text{ C}.$$

Самотяга в дымовой трубе, Па:

$$h_c^{dm} = 28,21 \cdot 9,81 \cdot (1,23 - 1,32 \cdot \frac{273}{85 + 273}) = 62,05 \text{ Па.}$$

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ОХРАНА ТРУДА

13.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В данной работе рассматривается котельный цех Зауральской ТЭЦ, в котором установлены два котла типа Е-50-1,4-250 ГМ. Перевод в водогрейный режим одного из них рассмотрен в данном проекте. За работой и обслуживанием котельных агрегатов, насосным оборудованием, трубопроводами пара и горячей воды следят машинисты котлов. Рабочей зоной машиниста котлов является главный щит управления с приборами контроля и средствами воздействия на работу котлов и вспомогательного оборудования, площадки, помосты, лестницы.

В зоне обслуживания оборудования на машиниста котельной могут действовать следующие опасные и вредные производственные факторы[7]:

- вращающиеся и движущиеся машины и механизмы;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- ограниченное пространство;
- повышенное тепловое излучение;
- повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте;
- тяжесть трудового процесса (динамическая и статическая нагрузки);
- напряженность трудового процесса (эмоциональные нагрузки).

При эксплуатации котлов могут произойти травмоопасные или аварийные ситуации, которые могут оказывать воздействие на организм человека, т.е., машиниста котлов, либо на состояние окружающей среды. Причиной травм может быть:

- Электрический ток, источником поражения которого могут быть незащищенные и неизолированные провода;
- Воздействие на легкие природного газа и продуктами его сгорания;
- Возможный взрыв котла с вероятностью пожара;
- Нагретые элементы трубопроводов;

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- Падения вследствие плохой освещенности площадок, помостов и лестниц, или падение на скользкий пол, на который были разлиты вода, топливо, масло.

Во время работы котлов возможны следующие аварийные ситуации:

- Нарушение герметичности газопроводов и газоходов;
- Разрыв сетевых трубопроводов, а также экранных поверхностей нагрева котла;
- Короткое замыкание электропроводки или других агрегатов котельного цеха;
- Прекращение подачи воды или электроэнергии;
- Стихийные бедствия или другие случаи не связанные с работой котла.

13.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса и организация мероприятий защиты.

Совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда, называются условиями труда.

Их воздействие на организм человека в течении длительного времени может вызывать какие либо патологические изменения. В соответствии с нормативными документами действие всех ОВПФ нормируется, нормой являются предельно допустимые условия(ПДУ)[8].

Работа машиниста котла относится ко второму классу условий труда. Это допустимые условия труда, которые характеризуются такими уровнями факторов рабочей среды и трудового процесса, которые не превышают установленных гигиенических нормативов для рабочих мест, а возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются во время регламентированного отдыха или к началу следующей смены и не должны оказывать неблагоприятного воздействия на состояние здоровья работающих или потомство. Допустимые условия труда условно относятся к безопасным.

Нормируются следующие ОВФП: воздух рабочей зоны, световая среда, виброакустические факторы.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены тепловой и динамический расчеты котла Е-50-1,4-250 ГМ, переведенного в водогрейный режим работы, после чего было выбрано вспомогательное оборудование (дымосос и вентилятор). Разработана и описана схема автоматизации реконструированного котла. Проведен расчет определения максимальной концентрации вредных веществ в атмосфере и показал что перевод котла в водогрейный режим работы возможен, так как концентрация вредных веществ ниже допустимой. В экономической части работы рассчитаны стоимость одной Гкал тепла равной 856,68 руб. и срок окупаемости проекта реконструкции котла равный 1,7 года. Что говорит о том что перевод котла в водогрейный режим работы является экономически оправданным мероприятием.

Так же в работе рассмотрена проблема накипеобразования на внутренних поверхностях экранных труб котла и предложен вариант использования противонакипного устройства "Экофор", приведен отчет по результатам использования данного устройства на другом котлоагрегате, а также рассчитан срок окупаемости данного прибора.

Полученные результаты расчетов дают основание на то, что реконструированный котельный агрегат может длительное время надежно работать и, следовательно, перевод парового котла Е-50-1,4-250 ГМ Зауральской ТЭЦ можно считать технически обоснованным.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Введён в действие 27.11.2009 // Российская газета № 5050 27 ноября 2009 г. – 2009.
2. ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов // «Российская газета» от 21.06.03 № 120/1. – 2003.
3. Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ.
4. ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартинформ, 2013.
5. ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Оознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – М.: Изд-во стандартов, 2001.
6. ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов // «Российская газета» от 21.06.03 № 120/1. – 2003.
7. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа, водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 388. – М.: ДЕАН, 2007.
8. Приказ Минтруда России №551н от 17 августа 2015 г. Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок (с 08.01.2016.)
9. РД 34.03.301-87. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. - Ч.: фирма "АТОКСО", 1995.
10. СП 89.13330.2011. Котельные установки. – М.: Минрегион России, 2012.
11. СП 41-104-2000. Проектирование автономных источников теплоснабжения – М: Госстрой России, 2000.
12. СТО ЮУрГУ 04–2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008.
13. Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 46 с.

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

14. Бологова, В.В. Экономика энергетики: учебник для вузов / В.В. Бологова, Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 320 с.
15. Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики. / Г.Ф. Быстрицкий, – М.: КноРус, 2011.
16. Грибанов, А.И. Очистка дымовых газов. Часть I. / А.И. Грибанов – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006.
17. Иванова, Г.М. Теплотехнические измерения и приборы / Н.Д. Кузнецов, В.С. Чистяков – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 460 с.
18. Куликов А.И. Топливо. Тепловой баланс котельного агрегата: учеб. пособие / Куликов А.И., Смоляков А.Ф., Дюкова И.Н. и др. - СПб: СПбГЛТУ, 2012. - 64 с.
19. Липов Ю.М. Компоновка и тепловой расчет парового котла: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Липов, Ю.Ф. Самойлов, Т.В Виленский. – М.: , 2012. – 208 с.
20. Лисиенко, В.Г. Хрестоматия энергосбережения: справочное издание / В.Г. Лисиенко, Я.М. Щелоков, М.Г. Ладыгичев; под ред. В.Г. Лисиенко. – в 2-х книгах. – М.: Теплоэнергетик, 2005. – 688 с.
21. Сазанов, Б. В. Промышленные теплоэнергетические установки и системы : учебное пособие для вузов / Б.В. Сазанов. – МЭИ, 2014.
22. Инструкция по эксплуатации реконструированный в водогрейный режим паровых котло Е-50-1,4-250 ГМ.
23. Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Академия, 2008.
24. Спейшер, В.А. Повышение эффективности использования газа и мазута в энергетических установках / Спейшер, В.А. Горбаненко А.Д. – М.: Энергия, 1974. – 208с.
25. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / А. В. Клименко, О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, А.Г. Вакулко. – М.: Изд-во МЭИ, 2010.
26. Экономико-управленческая часть дипломного проекта для студентов энергетического факультета / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2011. – 46 с.
27. Аква Терм – <http://www.aqua-therm.ru>
28. Ростепло – <http://www.rosteplo.ru>
29. Справочник химика – <http://www.chem21.info.ru>

30. Справочник электрика и энергетика – <http://www.elecab.ru>

					<i>13.04.01.2017.218.07.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105