

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Энергетический факультет
Кафедра промышленной теплоэнергетики
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
ОАО «ОГК-3» Южноуральская ГРЭС-1,
заместитель начальника КТЦ по КО
_____ П.С. Жевтяк
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доц.
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018 г.

**ПЕРЕВОД КОТЛА ПК-10Ш ЮЖНОУРАЛЬСКОЙ ГРЭС-1 НА БУРЫЙ
УГОЛЬ КОЛЬДЖАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.064.17.ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель.
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ А.И. Грибанов
« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Автор студент группы П–479
_____ И.В. Панов
« ____ » _____ 2018 г.

АННОТАЦИЯ

Панов И.В. Перевод котла ПК-10Ш Южноуральской ГРЭС-1 на бурый уголь кольджатского месторождения. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2018, 91 с., 3 ил., библиогр. список – 50 наим., 5 листов чертежей ф. А1, 1 демонстрационный лист ф. А1.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вариант использования непроектного топлива на котле ПК-10Ш Южноуральской ГРЭС, дан сравнительный анализ челябинского и кольджатского углей.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе содержит девять разделов в которых описана актуальность работы, проведен анализ отечественных и зарубежных аналогов, а также описан список использованной литературы. Изложен тепловой поверочный расчет парогенератора (топка и фестон, пароперегреватель и хвостовые части), сравнительный анализ углей, проведен расчет выбросов золы, оксидов азота и серы из дымовых труб, рассмотрена функциональная схема контрольно-измерительных приборов и автоматизации котла, составлена спецификации приборов. В разделе по безопасности жизнедеятельности выполнен анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов, безопасность производственных процессов и оборудования в котельном отделении КТЦ. Проведен обзор по энергосбережению.

В экономической части работы выполнен технико-экономический расчёт реализации проекта, выполнен SWOT – анализ по переводу котла ПК-10Ш на сжигание природного газа, представлено планирование целей предприятия и проекта. Также проведена оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов филиала «Южноуральская ГРЭС», анализ поля сил, представлен график Ганта по планированию мероприятий реализации проекта.

13.03.01.2018.064.17.ПЗ ВКР				
Изм	Дата	№ Документа	Подпись	Дата
Студент	Панов И.В.			
Проверил	Грибанов А.И.			
Перевод котла ПК-10Ш				
Южноуральской ГРЭС-1 на бурый уголь кольджатского месторождения.				
			Лит.	Лист
			В К Р	3
			Листов	
			91	
			Лист	
			ЮУрГУ	
			Кафедра промышленной	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Заказ	каф	Осипцев В.В.		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЛА ПК-10Ш НА СЖИГАНИЕ УГЛЯ КОЛЬДЖАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	11
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ.....	14
3.1 Сравнение отечественных и зарубежных пылеугольных станций	14
3.2 Сравнение челябинского и кольджатского угля	16
4 ПЕРЕВОД КОТЛА ПК-10Ш НА СЖИГАНИЕ КОЛЬДЖАТСКОГО УГЛЯ	19
4.1 Состав топлива, объемы воздуха и продуктов сгорания	19
4.2 Расчёт теплового баланса котлоагрегата и расход топлива.....	25
4.3 Расчёт топки.....	27
4.3.1 Расчет конструктивных характеристик топки	27
4.3.2 Расчет теплообмена в топке	27
4.4 Расчёт фестона.....	29
4.5 Расчёт II ступени пароперегревателя	31
4.6 Расчёт I ступени пароперегревателя	35
4.7 Расчет воздухоподогревателя I ступени	37
4.8 Расчёт экономайзера I ступени	40
4.9 Расчеты воздухоподогревателя II ступени	42
4.10 Расчёт экономайзера II ступени.....	44
5 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	47
5.1 Трехступенчатое сжигание.....	47
5.1.1 Модернизация топочного процесса	48
5.1.2 Эффективность трехступенчатого сжигания	49
5.2 Анализ работы золоуловителей-эмульгаторов	49
5.2.1 Устройство кольцевого эмульгатора.....	50
5.2.2 Работа кольцевого эмульгатора.....	51
5.2.3 Монтаж кольцевых эмульгаторов	52
5.2.4 Контрольные параметры кольцевого эмульгатора.....	53
5.3 Экологические показатели работы котла на кольджатском угле	54
5.3.1 Топливо, воздух и продукты сгорания.....	54
5.3.2 Максимальная приземная концентрация вредных веществ при выбросе из одиночного источника. (H -100м)	56
6 АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЗАЩИТА.....	62
6.1 Характеристика защиты, блокировок и сигнализации котла ПК-10Ш	62
6.2 Порядок срабатывания технологических защит	63
6.3 Подготовка и включения защит.....	65

					<i>13.03.01.2018.064.17.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	67
7.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов	67
7.2 Вредные вещества рабочей зоны	68
7.3 Защита от шума	69
7.4 Влияние вибрации	71
7.5 Техника безопасности персонала	72
7.5.1 Требования к персоналу	73
7.5.2 Требования к оборудованию	73
7.5.3 Правила безопасности по обслуживанию оборудования	73
7.5.4 Обслуживание котельных установок	74
7.6 Пожарная безопасность	75
7.7 Электробезопасность	76
8 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	77
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	79
9.1 Технико-экономический расчет	79
9.1.1 Капитальные затраты	79
9.1.2 Расчет годовой экономии	79
9.1.3 Расчет срока окупаемости	83
9.2 SWOT-анализ вариантов проектных решений	84
9.3 Дерево целей проекта	85
9.4 План-график Ганта	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	89

ВВЕДЕНИЕ

Южноуральская ГРЭС проектировалась под челябинский бурый уголь марки 3-БР. В последние годы качество поставляемого угля ухудшилось. Зольность повысилась до 40-45%, а удельная теплота сгорания упала до 10500-12122 кДж/кг, вместо проектной 15466 кДж/кг. С ухудшением качества топлива растут эксплуатационные затраты на выработку электроэнергии, ремонт и модернизацию оборудования, а также затраты на очистку дымовых газов от вредных выбросов. Всё это, наряду с дефицитом челябинского угля и высокой его стоимостью, отрицательно сказывается на экономичности и надёжности работы станции, делает не конкурентоспособной продукцию Южноуральской ГРЭС.

В сложившейся ситуации перевод котлов на природный газ исключительно выгоден, так как затраты на его добычу и доставку невелики по сравнению с затратами на добычу челябинского угля. Однако существующая тенденция роста цен на мировом рынке приведёт в ближайшее время к значительному росту цен на природный газ, а вследствие и ограничению его использования на внутреннем рынке.

В этой связи станция ведёт поиск альтернативного твёрдого топлива. Особенностью углей, предназначенных для сжигания в топках котлов различной производительности, является их «открытая» добыча, что значительно удешевляет их стоимость. Уголь кольджатского месторождения (Казахстан) служит качественным топливом для электростанций, пылевидное сжигание которого обеспечивает снижение удельных выбросов в атмосферу пыли и окислов азота.

Предложено использование трёхступенчатой схемы сжигания, позволяющей эффективно снизить содержание оксидов азота в продуктах сгорания и монтаж кольцевого эмульгатора с целью удаления золowych частиц из продуктов сгорания. Проведён анализ работы кольцевого эмульгатора и показано его достоинство по сравнению с ранее применяемыми мокрыми скрубберами.

Перевод котла ПК-10Ш Южноуральской ГРЭС на сжигание непроектного угля позволит расширить возможности электростанции по использованию различных видов топлива и снизить зависимость от поставщиков.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЛА ПК-10Ш НА СЖИГАНИЕ УГЛЯ КОЛЬДЖАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Южноуральская ГРЭС одна из первых в Советском Союзе тепловых электростанций Урала и Сибири, на которой было установлено оборудование отечественного производства на высокие параметры пара проектной мощностью 1000 МВт. Расположена в 90 километрах от города Челябинска, что обуславливает установку на I-II очередях 10 котлов ПК-10Ш, на III очереди 3 котлов ПК-14, построенных Подольским машиностроительным заводом им. Орджоникидзе и смонтированных в 50-х годах XX века для сжигания Челябинского бурого угля марки З-БР. Котлы вертикальные, водотрубные с естественной циркуляцией, с камерной топкой, имеют П-образную компоновку, два барабана, основной и предвключенный. Качество поставляемого угля ухудшается, так зольность повысилась до 40÷45%, а удельная теплота сгорания упала до 10500-12122 кДж/кг, вместо проектной 15466 кДж/кг. Моральное и физическое старение котельного оборудования, как основного, так и вспомогательного, ухудшение качества угля приводит к росту эксплуатационных затрат на выработку электроэнергии, затрат на ремонт и модернизацию оборудования, а также затраты на очистку дымовых газов от вредных выбросов, что отрицательно сказывается на экономичности и надёжности работы станции, снижает конкурентоспособность Южноуральской ГРЭС на энергетическом рынке.

Южноуральская ГРЭС является основным загрязнителем атмосферного воздуха города Южноуральска и Увельского района. При сжигании угля образуются сернистые и азотистые оксиды (SO_x , NO_x), летучие частицы – пыль, зола, с содержанием кремния от 20 до 70%, бензапирен, имеющий сильно канцерогенное и мутагенное действие, мазутная зола.

Природный газ является экологически чистым видом топлива. Большие запасы природного газа по сравнительно низким ценам и ужесточение экологических требований по снижению вредных выбросов на угольных электростанциях, заставляет всё чаще задуматься об альтернативном топливе, таким как кольджатский уголь.

При решении задачи совершенствования использования топлив для котлов на первый план можно поставить научно-технические мероприятия, осуществляемые с минимально возможными капиталовложениями, использующие резервы имеющегося оборудования. При этом экономические и экологические показатели сжигания топлива должны доводиться до уровня современных требований. Перевод котла ПК-10Ш Южноуральской ГРЭС на сжигание кольджатского угля, позволит повысить технико-экономические и экологические показатели по сравнению со сжиганием челябинского бурого угля. Это в свою очередь позволит расширить возможности электростанции по использованию различных видов топлива и повысит конкурентоспособность на рынке, снизит зависимость от поставщиков угля.

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Стратегические цели государственной политики в области экологического развития, обозначенные документом Основы государственной политики в области экологического развития РФ на период до 2030г. [1]. Важным направлением является

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.064.17.ПЗ

решение социально-экономических задач, обеспечивающих экологически ориентированный рост экономики, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов для удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, реализация права каждого человека на благоприятную окружающую среду, укрепление правопорядка в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности.

Согласно распоряжению Правительства Российской Федерации № 1715-Р от 31 ноября 2009г. Об энергетической стратегии России на период до 2030г., главными стратегическими ориентирами долгосрочной государственной энергетической политики являются: энергетическая безопасность, энергетическая эффективность экономики, бюджетная эффективность энергетики, экологическая безопасность энергетики. Одним из механизмов решения данных вопросов является создание благоприятной экономической среды для функционирования топливно-энергетического комплекса. Должно быть развёрнуто широкое инновационное обновление отраслей топливно-энергетического комплекса за счёт отечественных технологий, материалов и оборудования, полученных в результате активного взаимодействия топливно-энергетического комплекса и промышленности на первом этапе, а также международного сотрудничества. При этом следует обратить внимание на монозависимость российской экономики и энергетики от природного газа, доля которого в структуре внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов составляет до 53%.

Исходя из закона об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, с 1 января 2010г. государственное учреждение обязано обеспечить снижение в сопоставимых условиях объёма потреблённых им воды, дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой и электрической энергии, угля в течение 5 лет не менее чем на 15% от объёма, фактически потреблённого им с 2009г. каждого из указанных ресурсов с ежегодным снижением такого объёма не менее чем на 3%. [3] Эти требования предлагается выполнить, в том числе за счёт заключения новых контрактов на поставки энергетических ресурсов и топлива, используемого в целях выработки энергии.

Тепловой расчет котла ПК-10Ш проведен по методике приведенной в справочнике В.И. Частухина «Тепловой расчет промышленных парогенераторов»

В разделе автоматики и КИП использовано учебное пособие А.Е. Булкина «Автоматическое регулирование энергоустановок». Автоматическое регулирование энергоустановок».

Вопросы экологии выполнены с использованием материалов методического пособия «Очистка дымовых газов» А.И. Грибанова. При расчете массовых выбросов загрязняющих веществ и высоты дымовой трубы выполнен при помощи этого же пособия.

Раздел БЖД выполнен в соответствии с законом РФ №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», СНиПом 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», ГОСТом 12.1.010-76 «Взрыво-опасность. Общие требования», ГОСТом 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» и др.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Экономическая часть выполнена по материалам учебного пособия А. А. Алабугина, Р.А. Алабугиной «Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов»

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Давление перегретого пара	9,91 МПа
Температура перегретого пара	540 °С
Топливо Теплота сгорания	Бурый уголь/биомасса 10,5÷12,56 МДж/кг
Эффективная радиационная поверхность топки	786 м ²
КПД котла	90,5÷93,1%

Главная цель ретрофита на электростанции в котлах с твёрдым шлакоудалением от К1 по К4 заключается в возможности совместного сжигания биомассы, продлении срока службы котлов, повышении эксплуатационной готовности котлов, сокращении потребления бурого угля, выполнении требований ЕС относительно выбросов.

Значения выбросов после реконструкции:

- гарантированное: СО 250 мг/ нм³, NO_x 400 мг/нм³
- замеренные во время сжигания угля: СО 91 мг/ нм³, NO_x 289 мг/ нм³
- замеренные при комбинированном сжигании биомассы и угля: СО 164 мг/ нм³, NO_x 340 мг/нм³

Выбросы соотносят с нормальными условиями и 6 % O₂ содержания в сухих продуктах сгорания.

3.2 Сравнение челябинского и кольджатского угля

Показатели качества угля приведены в таблице 3.4

Таблица 3.4 - Сравнительная характеристика показателей качества угля

Показатели качества	Кольджатский уголь	Челябинский уголь
1	2	3
Q_p	15531,48 кДж/кг	10878,4 кДж/кг
W_p	20,8 %	13,1 %
S_p	0,38 %	0,65 %
N_p	0,59 %	0,95 %
A_p	19,8 %	36,5 %
B	36,89 т/ч	58,16 т/ч
D_0	200 т/ч	200 т/ч.

Различия между рассматриваемыми углями связаны с отличающимися теплотехническими показателями и некоторыми физико-химическими свойствами. Сравнительная характеристика челябинского и кольджатского углей приведены в табл. 3.5

Таблица 3.5 - Характеристика органической и минеральной части челябинского и кольджатского углей

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Показатель	Челябинский		Кольджатский	
	A ^d = 42 %	A ^d = 49,8 %	A ^d = 6,5 %	A ^d = 22,2 %
1	2	3	4	5
Рабочая влажность W _t ^r , %	13,1	12,5	23,7	32,4
Гигроскопическая влажность W ^{гп} , %	6,6	5,4	10,0	11,7
Выход летучих веществ V ^{daf} , %	45,0	47,2	44,1	49,1
Содержание серы S _t ^d , %	0,7	0,7	0,8	3,5
Содержание карбонатов (CO ₂) _м ^d , %	0,5	0,5	0,2	0,8
Теплота сгорания Q _Н ^p , кДж/кг	12342,8	10334,48	17112,5 6	15480,8
Элементный состав на сухую беззольную массу				
Углерод C ^{daf} , %	70,7	68,3	73,0	75,0
Водород H ^{daf} , %	5,2	5,3	5,0	5,5
Сера S ^{daf} , %	1,3	1,4	0,9	4,1
Азот N ^{daf} , %	1,9	2,0	1,3	1,6
Кислород O ^{daf} , %	20,9	23,0	15,9	18,6
Теплота сгорания летучих Q _{лет} кДж/кг	22635,44	22509,92	24350,88	26442,88
Группа устойчивости к окислению и самовозгоранию	IV		IV	
Показатель взрываемости K _т группа взрываемости	1,4	1,1	2,1	1,9
	II	II	III	IV
Химический состав минеральной части				
SiO ₂ , %	57,1	59,2	15,4	50
Al ₂ O ₃ , %	26,5	27,6	5,1	22,1
TiO ₂ , %	0,9	0,9	0,3	1,0
Fe ₂ O ₃ , %	7,1	5,5	6,1	31,9

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5
CaO, %	2,4	1,2	7,2	29,5
MgO, %	2,8	2,5	1,8	6,0
K ₂ O, %	2,3	2,3	0,2	1,2
Na ₂ O, %	0,9	0,8	0,5	1,8

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температуры плавкости золы				
DT (температура деформации), °C	1200	1220	1050	1270
HT (температура полусферы), °C	1400	1430	1090	1280
FT (температура растекания), °C	1430	1460	1110	1300
Температура начала нормального жидкого шлакоудаления $t_{нж}$, °C	1550	1600	960	1010
Температура начала шлакования $t_{шл}$, °C	1025	1045	27,7	32,5
Безопасная влажность по условиям смерзаемости, W_6 , % характеристика склонности к смерзанию	18,1	14,8	1050	1270
Коэффициент размолоспособности $K_{ЛО}^{ВТИ}$	1,25	1,21	1,14	1,22
Показатель абразивности угля A , мг/кг	42,9	50,4	9,3 -16,4	
Влажность				
Рабочая влажность W_t^r , %	13,1	12,5	18,0	18,0
Гигроскопическая влажность $W^{гн}$, %	6,6	5,4	10,0	11,7
Безопасная влажность W^6 , %	18,1	14,8	24,7	24,1
$\Delta = (W_t^r - W^6)$, %	-5,0	-2,3	-1	8,3

Отличие челябинского и кольджатского углей по содержанию золы и влаги существенно отражается на теплоте их сгорания.

					<i>13.03.01.2018.064.17.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$A^r = A^{daf} \cdot \frac{100 - W_t^r}{100}, \quad (4.1)$$

где $W_t^r = 27,1 \%$ - среднее значение рабочей влажности,

$$A^r = 12,5 \cdot \frac{100 - 27,1}{100} = 9,1125\%$$

Содержание серы на рабочую массу (4.2):

$$S^r = S^{daf} \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100}, \quad (4.2)$$

$$S^r = 1,8 \cdot \frac{100 - 27,1 - 9,1125}{100} = 1,15\%$$

Содержание углерода на рабочую массу (4.3):

$$C^r = C^{daf} \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100}, \quad (4.3)$$

$$C^r = 74,1 \cdot \frac{100 - 27,1 - 9,1125}{100} = 47,266\%$$

Содержание водорода на рабочую массу (4.4):

$$H^r = H^{daf} \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100}, \quad (4.4)$$

$$H^r = 5,2 \cdot \frac{100 - 27,1 - 9,1125}{100} = 3,317\%$$

Содержание кислорода на рабочую массу (4.5):

$$O^r = O^{daf} \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100}, \quad (4.5)$$

$$O^r = 17,2 \cdot \frac{100 - 27,1 - 9,1125}{100} = 10,9\%$$

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Содержание азота на рабочую массу (4.6):

$$N^r = N^{daf} \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100}, \quad (4.6)$$

$$N^r = 1,5 \cdot \frac{100 - 27,1 - 9,1125}{100} = 0,957\%.$$

Проверяем правильность расчёта:

$$27,1 + 9,1125 + 1,15 + 47,266 + 3,317 + 10,9 + 0,97 = 99,8\%.$$

Рассчитаем теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива по формуле (4.7):

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^r + 0,375 \cdot S^r) + 0,265 \cdot H^r - 0,0333 \cdot O^r, \quad (4.7)$$

$$V^0 = 0,0889 \cdot (47,266 + 0,375 \cdot 1,15) + 0,265 \cdot 3,317 - 0,0333 \cdot 10,9 = 4,8 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Найдем теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха по формуле (4.8):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot N^r / 100 \quad (4.8)$$

где $V_{N_2}^0$ - теоретический объем азота,

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,8 + 0,8 \cdot 0,957 / 100 = 3,765 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Теоретический объем трехатомных газов рассчитывается по формуле (4.9):

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^r + 0,375 \cdot S^r}{100}, \quad (4.9)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{47,266 + 0,375 \cdot 1,15}{100} = 0,89 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Действительный объем водяных паров:

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^r + 0,0124 \cdot W^r + 0,0161 \cdot V^0 \quad (4.10)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3,3 + 0,0124 \cdot 27,1 + 0,0161 \cdot 4,8 = 0,78 \frac{M^3}{KT}$$

По нормативным значениям присосов воздуха в газоходах выбираем коэффициент избытка воздуха на выходе из топки: $\alpha_m = 1,2$ тогда: п/перегреватель II ступень $\alpha_{n/n} = 1,23$; п/перегреватель I ступень $\alpha_{n/n} = 1,25$; в/экономайзер II ступень $\alpha_{e/e} = 1,27$; воздухоподогреватель II ступен $\alpha_{e/n} = 1,32$; в/экономайзер I ступень $\alpha_{e/e} = 1,34$; воздухоподогреватель I ступень $\alpha_{e/n} = 1,39$.

Расчётные данные заносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1- Топливо кольджатский бурый уголь

Показатели	Значение
1	2
Паропроизводительность котла, D	230 т/ч
Давление в барабане, p_b	109 кгс/см ²
Температура перегретого пара, $t_{пп}$	510°С
Давление питательной воды, $p_{пв}$	150 кгс/см ²
Температура питательной воды, $t_{пв}$	215°С
Давление перегретого пара у главной паровой задвижки, $p_{пп}$	101 кгс/см ²
Температура горячего воздуха, $t_{гв}$	350°С
Температура холодного воздуха, $t_{хв}$	30°С
Температура уходящих газов, ϑ_{yx}	150°С

Компоновка агрегата “П”- образная. Топочная камера располагается в восходящем потоке, а хвостовые поверхности нагрева в вертикальной конвективной шахте.

Конвективная шахта связана с топочной камерой газоходом с горизонтальным потолком и наклонным полом, в котором размещаются поверхности нагрева пароперегревателя.

Характеристика продуктов сгорания в газоходах котлоагрегата дана в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Характеристика продуктов сгорания в газоходах котлоагрегата (ct)₂ и ($c\vartheta$)₂.

Рассчитываемая	Ед.	Газоходы
----------------	-----	----------

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ				

величина		Топка и фестон	п/п II ст.	п/п I ст.	в/э II ст.	Взп II ст.	в/э I ст.	Взп I ст.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коэффициент избытка воздуха α		1,2	1,23	1,25	1,27	1,32	1,34	1,39
V_{RO_2}	м ³ /кг	0,890	0,89	0,89	0,890	0,890	0,890	0,890
$V_{N_2} = V^0_{N_2} + (\alpha - 1) \cdot V^0$	м ³ /кг	4,716	4,86	4,95	5,049	5,287	5,382	5,620
$V_{H_2O} = V^0_{H_2O} + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$	м ³ /кг	0,796	0,79	0,80	0,801	0,805	0,807	0,811
$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$	м ³ /кг	6,403	6,55	6,64	6,741	6,983	7,079	7,321
$r_{RO_2} = V_{RO_2} / V_{\Gamma}$	-	0,139	0,14	0,13	0,132	0,127	0,126	0,122
$r_{H_2O} = V_{H_2O} / V_{\Gamma}$	-	0,124	0,12	0,12	0,119	0,115	0,114	0,111
$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	-	0,263	0,26	0,25	0,251	0,243	0,240	0,232

На котлах ПК-10 Ш первая и вторая ступень воздухоподогревателя двухходовые. На котлах ПК-14 первая ступень воздухоподогревателя - двухходовая, вторая - одноходовая.

Отличие котла ПК-14 от котла ПК-10 Ш заключается, в основном, в более развитых хвостовых поверхностях нагрева, меньших скоростях газов, воздуха и соответственно сниженных газовых и воздушных сопротивлениях. Эти особенности делают котел ПК-14 более надежным и экономичным.

Внутрибарабанное устройство котла выполнено по схеме двухступенчатого испарения - чистый и солевой отсеки. В солевом отсеке выделена панель левого заднего бокового экрана. Остальные панели включены в чистый отсек. Сначала в предвключенном барабане происходит сепарация пароводяной смеси, а далее в основном происходит промывка всего пара питательной водой.

Расчеты энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива в таблице 4.3:

Таблица 4.3- Энтальпия теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива, кДж/кг

Темп.	Энтальпия теоретического количества воздуха, необходимого для	Энтальпия дымовых газов	Энтальпия азота	Энтальпия водяных паров	Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания

горения					
1	2	3	4	5	6
$v, ^\circ\text{C}$	$I_{\text{г}}^0 = V^0 \cdot (ct)_{\text{г}}$	$I_{\text{RO}_2} = V_{\text{RO}_2} \cdot (cv)_{\text{RO}_2}$	$I_{\text{N}_2}^0 = V_{\text{N}_2}^0 \cdot (cv)_{\text{N}_2}$	$I_{\text{H}_2\text{O}}^0 = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot (cv)_{\text{H}_2\text{O}}$	$I_{\text{г}}^0 = I_{\text{RO}_2} + I_{\text{N}_2}^0 + I_{\text{H}_2\text{O}}^0$
30	188				
100	638	150	498	118	
200	1286	318	995	238	1550
300	1948	498	1500	362	2359
400	2619	687	2016	490	3193
500	3306	886	2540	621	4048
600	4011	1088	3076	756	4920
700	4731	1300	3619	897	5816
800	5461	1518	4181	1044	6744
900	6191	1736	4755	1192	7684
1000	6940	1960	5333	1349	8642
1100	7708	2187	5911	1506	9604
1200	8477	2418	6484	1667	10569
1400	10033	2884	7686	2000	12570
1600	11613	3353	8887	2347	14587
1800	13189	3830	10107	2704	16641
2000	14808	4310	11339	3070	18720
2200	16427	4795	12586	3440	20821

Энтальпии продуктов сгорания рассчитаны в таблице 4.4:

Таблица 4.4- Энтальпии продуктов сгорания (*I – 9* таблица)

$v, ^\circ\text{C}$	$I_{\text{г}}^0$, кДж/кг	$I_{\text{г}}^0$, кДж/кг	Топка, фестон	П/П II ст.	П/П I ст.	В/Э II ст.	В/П II ст.	В/Э I ст.	В/П I ст.
			$\alpha=1,2$	$\alpha=1,23$	$\alpha=1,25$	$\alpha=1,27$	$\alpha=1,32$	$\alpha=1,34$	$\alpha=1,39$
100	627,8	757,8						971	1003

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					24

200	1265,2	1534,0					1939	1964	2027
300	1916,8	2335,0				2852	2948	2987	3082
400	2577,9	3160,1			3805	3856	3985	4037	4165
500	3253,3	4006,5		4755	4820	4885	5048	5113	5275
600	3947,7	4869,8		5778	5857	5936	6133	6212	
700	4656,4	5757,7		6829	6922	7015	7248	7341	
800	5374,6	6674,3		7910	8018	8125	8394		
900	6093	7606	8825	9008	9130	9251	9556		
1000	6830,1	8555,4	9921	10126	10263	10399			
1100	7586,3	9507,8	11025	11253	11404				
1200	8342,6	10464,0	12133	12383					
1400	9874,1	12445,2	14420						
1600	11429,4	14442,4	16728						
1800	12980,0	16477,3	19073						
2000	14573,4	18535,8	21450						
2200	16166,7	20616,7	23850						

4.2 Расчёт теплового баланса котлоагрегата и расход топлива

Расчёт теплового баланса котлоагрегата и расхода топлива сделаны в таблице 4.5

Таблица 4.5- Расчёт теплового баланса котлоагрегата и расход топлива

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота сгорания топлива	Q_p^p	Q_p^p	кДж/кг	17531
Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива	q_3	Табл. 4-3 [47]	%	0,5

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5
Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива	q_4	Табл. 4.3 [47]	%	2
Температура уходящих газов	ϑ_{yx}	По заданию	°С	150

Энтальпия уходящих газов	I_{yx}	Табл. 4.4	кДж/кг	1412,57
Температура воздуха в котельной	$t_{x.в.}$	По выбору	°С	30
Теоретическая энтальпия воздуха в котельной	$I_{x.в.}^0$	Табл. 4.3	кДж/кг	188
Потеря теплоты с уходящими газами	q_2	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{x.в.}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	$\frac{(1412 - 1,39 \cdot 188)(100 - 2)}{17531} = 6,4$
Потеря теплоты от наружного охлаждения	q_5	По рис. 3-1 [47]	%	0,5
Сумма тепловых потерь	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	%	$0,5 + 2 + 6,4 + 0,5 = 9,4$
КПД котла	$\eta_{ка}$	$100 - \sum q$	%	$100 - 9,4 = 90,6$
Коэффициент сохранения теплоты	φ	$1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} + q_5}$	—	$1 - 0,5/90,6 + 0,5 = 0,995$
Паропроизводительность котла	D	По заданию	кг/с	64
Давление пара в барабане	$p_б$	По заданию	МПа	10,8
Температура перегретого пара	t_{nn}	По заданию	°С	510
Температура питательной воды	$t_{нв}$	По заданию	°С	215
Энтальпия перегретого пара	i_{nn}	Табл. VI-8 [47]	кДж/кг	3403
Энтальпия питательной воды	$i_{нв}$	Табл. VI-6 [47]	кДж/кг	924
Значение продувки	p_n	По выбору	%	5

Окончание таблицы 4.5

1	2	3	4	5
Энтальпия воды при температуре насыщения	$i_{кин}$	Табл. VI-7 [47]	кДж/кг	1115,5
Полезно использованная теплота	$Q_{пол}$	$D \cdot (i_{nn} - i_{нв}) + 0,03 \cdot D \cdot (i_{кин} - i_{нв})$	кВт	$64 \cdot (3403 - 924) + 0,03 \cdot 64 \cdot (1115,5 - 924) = 158747,6$

Полный расход топлива	B	$\frac{Q_{ка} \cdot 100}{\eta_{ка} \cdot Q_p^p}$	кг/с	$158747,60 \cdot 100/90,6 \cdot 17531=10$
Расчётный расход топлива	B_p	$B \cdot 0,01 \cdot (100 - q_4)$	кг/с	$10 \cdot 0,01 \cdot (100 - 2) = 9,8$

4.3 Расчёт топки

4.3.1 Расчет конструктивных характеристик топки

Котлы типа ПК-10Ш имеют пылеугольную топку для камерного сжигания каменных, бурых углей. По конструктивным размерам принимаем активный объем топочной камеры $V_m = 1210 \text{ м}^3$. Допустимое тепловое напряжение $q_v^{\text{до}} = 250 \text{ кВт/м}^3$, расчетное значение приведено в таблице 4.6:

Таблица 4.6 – Расчет конструктивных характеристик топки

1	2	3	4	5
Наименование	Обозначение	Расчётная формула или способ определения	Величина	Расчет
Активный объём топочной камеры	V_m	По конструктивным размерам	м^2	1210
Тепловое напряжение топки расчётное	q_v	$\frac{B \cdot Q_p^p}{V_m}$	кВт/м^3	$10 \cdot 17531 / 1210 = 145$
допустимое	$q_v^{\text{до}}$	Табл. 4-3 [47]	кВт/м^3	250
Количество горелок	n	По конструктивным размерам	шт.	4
Теплопроизводительность горелки	Q_2	$1,25 \cdot \frac{B \cdot Q_n^p}{n} \cdot 10^6$	МВт	$1,25 \cdot 10 \cdot 17531 / 4 = 55 \cdot 10^6$

4.3.2 Расчет теплообмена в топке

Топка котла полностью экранирована трубами диаметром 76 мм с толщиной стенки 6 мм и шагом 80 мм. Площадь лучевоспринимающей поверхности топки 1210 м^2 . По конструктивным размерам и характеристикам топки выполняем поверочный расчет теплообмена в топке. Расчет производится методом последовательных приближений. Поверочный расчет теплообмена в топке представлен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Поверочный расчёт теплообмена в топке

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ					

Величина	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Суммарная площадь лучевосприятости. поверхности	H_L	Табл. II-8 [47]	м ²	658
Полная площадь стен топочной камеры	F_{cm}	По конструктивным размерам	м ²	700
Коэффициент тепловой эффективности лучевосприятости поверхности	ψ_{cp}	$\frac{\zeta_L \cdot H_L}{F_{cm}}$	—	0,45*658/700=0,42
Эффективная толщина излучения слоя пламени	s	$\frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}$	м	3,6*1210/700=6,22
Полная высота топки	H_m	По конструктивным размерам	м	17,15
Высота расположения горелок	h_m	По конструктивным размерам	м	5,62
Относительный уровень расположения горелок	x_m	h_m / H_m	—	5,62/17,15=0,328
Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке	M	$0,59 - 0,5 \cdot x_m$	—	0,59-0,5*0,328=0,426
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	α_m	Табл. 4.2	—	1,2
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_m$	Табл. 2-2 [47]	—	0,07
Температура горячего воздуха	$t_{г.в.}$	По выбору, табл. 1-4 [47]	°С	340
Энтальпия горячего воздуха	$I_{г.в.}^0$	Табл. 4.3	кДж/кг	2747,5
Энтальпия присосов воздуха	$I_{прс}^0$	Табл. 4.3	кДж/кг	188
Кол-во теплоты, вносимое в топку воздухом	$Q_{в}$	$I_{г.в.}^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m) + I_{прс}^0 \cdot \Delta\alpha_m$	кДж/кг	2747*(1,2-0,07)+188*0,07=3117

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5
Полезное тепловыделение в топке	Q_m	$Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4}$	кДж/кг	17531*(100-0,5-2)/(100-2)=17466,5
Адиабатическая температура горения	ϑ_a	Табл. 2-6 [47]	°С	1663
Температура газов на выходе из топки	ϑ_m''	По выбору, табл. 5-3 [47]	°С	1000
Энтальпия газов на выходе из топки	I_m''	Табл. 4-4	кДж/кг	9921,3

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ				

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания	V_{cp}	$\frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''}$	кДж/кг	(17466,5-9921)/(1663-1000)=11,38
Объемная доля: Водяных паров	r_{H_2O}	Табл. 4-2	—	0,12
Трехатомных газов	r_{RO_2}	Табл. 4-2	—	0,14
Суммарная объемная доля трехатомных газов	r_n	Табл. 4-2	—	0,26
Произведение	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	0,1*0,26*6,22=0,16
Коэффициент ослабления лучей: трехатомными газами	k_2	Рис. 5-5 [47]	1/ (м·МПа)	3,53
Коэффициент ослабления лучей топочной средой	k	$k_2 \cdot r_n$	1/ (м·МПа)	3,53*0,16= 0,92
Суммарная сила поглощения топочного объема	kps	$p \cdot k \cdot s$	—	0,1*0,92*6,22=0,57
Степень черноты факела	α_ϕ	$1 - e^{-k \cdot p \cdot s}$	—	0,436
Степень черноты топки	α_m	$\frac{\alpha_\phi}{\alpha_\phi + (1 - \alpha_\phi) \cdot \psi_{cp}}$	-	0,436/(0,436+(1-0,436)*0,42)=0,64
Тепловая нагрузка стен топки	q_F	$\frac{B_p \cdot Q_m}{F_{cm}}$	кВт/м ²	9,8*17466/700=245
Температура газов на выходе из топки	g_m''	По формуле 5-3 [47]	°С	1166
Энтальпия газов на выходе из топки	I_m''	Табл. 4.4	кДж/кг	11745
Общее тепловосприятие топки	Q_m^l	$\varphi \cdot (Q_m - I_m'')$	кДж/кг	0,995*(17466-11745)=5689,85
Средняя тепловая нагрузка лучевосприятия поверхности топки	q_{cp}^l	$\frac{B_p \cdot Q_m^l}{H_l}$	кВт/м ³	9.8*5689,85/658=85

4.4 Расчёт фестона

При тепловом расчете серийного парогенератора, фестон, как правило, не изменяют, а проверяют поверочным расчетом. Поверочный расчет фестона выполнен в таблице 4.8

Таблица 4.8 - Поверочный расчет фестона

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
						29

Полная площадь поверхности нагрева	H	По конструктивным размерам	m^2	146
Площадь поверхности труб боковых экранов в зоне фестона	$H_{дон}$	По конструктивным размерам	m^2	23,4
Диаметр труб	d	По конструктивным размерам	мм	0,076
Количество рядов труб по ходу газов	z_2	По конструктивным размерам	шт.	4
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	По конструктивным размерам	-	5
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	По конструктивным размерам	-	3,95
Размеры поперечного сечения газохода	A B	По конструктивным размерам	м м	8,6 6,3
Площадь живого сечения для прохода газов	F	По конструктивным размерам	m^2	57,1
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot s_1 \cdot s_2}{d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	$0,9 \cdot 0,076 \cdot (4 \cdot 5 \cdot 3,95 / 3,14 - 1) = 1,65$
Температура газов перед фестомом	g'	g_m'' - из расчета топки	$^{\circ}C$	1166
Энтальпия газов перед фестомом	I'	I_m'' - из расчета топки	кДж/кг	11745
Температура газов за фестомом	g''	По выбору (стр. 53 [47])	$^{\circ}C$	1050
Энтальпия газов за фестомом	I''	По I-u таблице	кДж/кг	11025,1
Количество теплоты, отданное фестону	Q_2	$\varphi \cdot (I' - I'')$	кДж/кг	$0,995 \cdot (11745 - 11025) = 715,9$
Температура кипения при давлении в барабане	$t_{кип}$	Табл. VI-7 [47]	$^{\circ}C$	318
Средняя температура газов	g_{cp}	$0,5 \cdot (g' + g'')$	$^{\circ}C$	1108
Средний температурный напор	Δt_{cp}	$g_{cp} - t_{кип}$	$^{\circ}C$	$1108 - 318 = 790$

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5
Средняя скорость газов	w_2	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (g_{cp} + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	$9,8 \cdot 6,4 \cdot (1108 + 273) / 57,1 \cdot 273 = 5,7$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_k	Рис. 6-5 [47]	Вт/ ($m^2 \cdot K$)	37
Произведение	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	$0,1 \cdot 0,26 \cdot 1,65 = 0,043$
Коэффициент ослабления лучей зольными частицами	$k_{зл}$	Рис. 5-5 [47]	1/ (м·МПа)	1,57

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$p \cdot k_{3л} \cdot s$	–	0,1*6,51*1,65=0,26
Степень черноты излучающей среды	α	$1 - e^{-k \cdot p \cdot s}$	–	0,23
Температурный перепад между температурой загрязненной стенки и газов в окне	Δt	По выбору (стр. 48 [47])	°С	80
Температура загрязнения стенки трубы	t_{cm}	$t_{кун} + \Delta t$	°С	80+318=398
Коэффициент теплоотдачи излучением	α_l	Рис. 6-12 [47]	Вт/(м ² ·К)	52
Коэффициент использования поверхности нагрева	ξ	По выбору (стр. 41 [47])	–	1
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\xi \cdot (\alpha_l + \alpha_k)$	Вт/(м ² ·К)	1*(37+52)=89
Поправка на диаметр труб	C_d	Рис. 6-1б [47]	–	2
Коэффициент тепловой эффективности	ψ	Табл. 6-2 [47]	–	0,6
Коэффициент теплопередачи	k	$\alpha_1 \cdot \psi$	Вт/(м ² ·К)	89*0,6=53,3
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	Q_ϕ	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t_{cp}}{B_p \cdot 1000}$	кДж/кг	53,3*146*789/9,8/1000=626,5
Тепловосприятие настенных труб	$Q_{дон}$	$\frac{k \cdot H_{дон} \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/кг	53,3*146*23,4/9,8/1000=100
Суммарное тепловосприятие газохода фестона	Q_m	$Q_\phi + Q_{дон}$	кДж/кг	100+626,5=726,5
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100$	%	726-715,9/726=1,41

4.5 Расчёт II ступени пароперегревателя

Перегреватель – горизонтального типа, змеевиковый, радиационно-конвективный. Змеевик выполнен из труб 47x2,5 мм. Конструктивные размеры и характеристики пароперегревателя сведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Конструктивные размеры и характеристики пароперегревателя

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Ступень	
				I	II
1	2	3	4	5	6

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист

Диаметр труб	$d / d_{вн}$	По конструктивным размерам	мм/мм	47/42	47/42
Поперечный шаг труб	s_1	По конструктивным размерам	мм	110	110
Продольный шаг труб	s_2	По конструктивным размерам	мм	130	130
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	s_1/d	–	110/42=2,62	110/42=2,62
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	s_2/d	–	130/42=3,09	130/42=3,09
Полная площадь поверхности нагрева	H	По конструктивным размерам	м ²	740	850
Средняя площадь живого сечения газохода	F_{cp}	По конструктивным размерам	м ²	37,7	22,3
Площадь живого сечения для прохода пара	f	По конструктивным размерам	м ²	0,1	0,1

Поверочный расчет пароперегревателя сделан в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Поверочный расчет II ступени пароперегревателя

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Диаметр труб	$d / d_{вн}$	По конструктивным размерам	мм/мм	47/42
Площадь поверхности теплообмена	H	По конструктивным размерам	м ²	740

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Давление пара на входе в п/п	p'	Из барабана	МПа	9,8
Давление пара на выходе из п/п	p''	По заданию	МПа	8,8
Температура пара на входе в п/п	t'	По выбору	°С	350
Температура пара на выходе из п/п	t''	По заданию		510
Удельная энтальпия на входе	i'_{nn}	Табл. VI-8 [47]	кДж/кг	2930

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист

Удельная энтальпия на выходе	i''_{nn}	Табл. VI-8 [47]	кДж/кг	3413,66
Тепловосприятие п/п	Q	$\frac{D}{B_p} \cdot (i''_n - i'_n)$	кДж/кг	64/9,8*(3413-2930)=3158,4
Средняя удельная тепловая нагрузка лучевосприятия поверхности топки	q_{cp}^l	Из расчета топки	кВт/м ²	85
Коэффициент распределения тепловой нагрузки по высоте	η_e	Рис. 5–9 [47]	–	0,4
Коэффициент распределения тепловой нагрузки между стенами	η_{cm}	Табл. 5–7 [47]	–	1,1
Лучистое тепловосприятие выходного окна топки	q_l	$q_{cp}^l \cdot \eta_e \cdot \eta_{cm}$	кВт/м ²	85*0,4*1,1=37,23
Угловой коэффициент фестона	x_{ϕ}	Рис. 5–1 [47]	–	0,746
Площадь поперечного сечения перед ступенью	F'_2	По конструктивным размерам	м ²	37,7
Лучистое тепловосприятие п/п	Q_l	$\frac{q_l}{B_p} \cdot (1 - x_{\phi}) \cdot F'_2$	кДж/кг	37,23/9,8*(1-0,746)*37,7=33,85
Конвективное тепловосприятие п/п	Q_k	$Q + Q_l$	кДж/кг	3158,4-33,85=3124,5
Температура газов на входе в ступень	v'	Из расчета фестона	°С	1050
Энтальпия газов на входе в ступень	i'	Из расчета фестона	кДж/кг	11025,1
Энтальпия газов на выходе из п/п	i''	$i' - \frac{Q}{\phi} + \Delta\alpha \cdot \Delta I_{nrc}^0$	кДж/кг	11025,1-3158,4/0,995+0,07*188=7851
Температура газов на выходе из п/п	v''	Табл. 4–4	°С	894
Средняя температура газов в п/п	v_{cp}	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	(894+1050)/2=972

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Средняя скорость газов в п/п	w_2	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (v_{cp} + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	9,8*6,54*(972+273)/37,7*273=7,8
Поправка на количество рядов труб	C_z	Рис. 6–6 [47]	–	0,97
Поправка на геометрию пучка	C_s	Рис. 6–6 [47]	–	0,92
Поправка на физ. характеристики потока при изменении температуры и состава	C_{ϕ}	Рис. 6–6 [47]	–	0,93

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
------	------	----------	---------	------	-------------------------	------

Номинальный коэффициент теплоотдачи	α_n	Рис. 6–6 [47]	Вт/ (м ² ·К)	48
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_k	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$	Вт/ (м ² ·К)	48*0,97*0,92*0,93=40
Средняя температура пара	t_{cp}	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	(350+510)/2=430
Объем пара при средней температуре	v_n	Табл. VI–8 [47]	м ³ /кг	0,023
Средняя скорость пара	w_n	$\frac{D \cdot v_n}{f}$	м/с	64*0,023/0,1=14,7
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	α_2	Рис. 6–8 [47]	Вт/ (м ² ·К)	950
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot s_1 \cdot s_2}{d^2 \cdot \pi} - 1 \right) \cdot d$	м	0,9*0,076*(4*2,62*3,09/3,14-1)=0,39
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	0,1*0,26*0,39= 0,01
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_z	Рис. 5–5 [47]	1/ (м·МПа)	26
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$p \cdot k_z \cdot r_n \cdot s$	–	0,1*26*0,26*0,39=0,26
Температура загрязненной стенки трубы	t_{cm}	$t_{cp} + \frac{B_p \cdot Q}{H} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_2} \right)$	°С	430+9,8*3158,4/740*(1/950)=430
Коэффициент теплоотдачи излучением	α_l	Рис. 6–12 [47]	Вт/ (м ² ·К)	150
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\xi \cdot (\alpha_l + \alpha_k)$	Вт/ (м ² ·К)	1*(150+36)=186
Коэффициент тепловой эффективности	ψ	Табл. 6–2 [47]	–	0,5
Коэффициент тепловой эффективности пара относительно воды	ψ_1	Табл. 6–3 [47]	-	1

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\psi \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	Вт/ (м ² ·К)	0,5*186*950/(90+186)=77,8
Наибольшая разность температур	Δt_{δ}	$g' - t''$	°С	1050-510=540
Наименьшая разность температур	Δt_m	$g'' - t'$	°С	894-350=544
Температурный напор при противотоке	Δt_{npm}	$\frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m})}$	°С	544-540/ln(544/540)=542
Полный перепад температур газового потока п/п	τ_{δ}	$g' - g''$	°С	1050-894=156

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист

Полный перепад температур потока пара	τ_m	$t' - t''$	°C	510-350=156
Параметр	P	$\frac{\tau_m}{g' - t'}$	–	156/1050-510=0,23
Параметр	R	$\frac{\tau_{\delta}}{\tau_m}$	–	1
Коэффициент перехода к сложной схеме	ψ	Рис. 6–14 [47]	–	0,99
Температурный перепад	Δt	$\psi \cdot \Delta t_{npt}$	°C	0,99*542,6=537
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	Q_m	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/кг	77,8*740*537/9,8/1000=3161
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100$	%	3161-3158,3)/3161=1,14

4.6 Расчёт I ступени пароперегревателя

Проверочный расчёт I ступени пароперегревателя сведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11- Проверочный расчет I ступени пароперегревателя

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Диаметр труб	$d / d_{вн}$	По конструктивным размерам	мм/мм	47/42
Площадь поверхности теплообмена	H	По конструктивным размерам	м ²	850

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Давление пара на входе в п/п	p'	По заданию	МПа	10,8
Давление пара на выходе из п/п	p''	Из расчета II ступени п/п	МПа	9,8
Температура пара на входе в п/п	t'	Из барабана	°C	184
Температура пара на выходе из п/п	t''	Из расчета II ступени п/п		350
Удельная энтальпия на входе	i'_{nn}	Табл. VI-8 [47]	кДж/кг	2740
Удельная энтальпия на выходе	i''_{nn}	Табл. VI-8 [47]	кДж/кг	2930
Тепловосприятие	Δt_{no}	По выбору		70

				13.03.01.2018.064.17.ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

лучей трехатомными газами				
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$p \cdot k_z \cdot r_n \cdot s$	–	$0,1 \cdot 18 \cdot 0,254 \cdot 0,39 = 0,18$
Температура загрязненной стенки трубы	t_{cm}	$t_{cp} + \frac{B_p \cdot Q}{H} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_2}\right)$	°C	$267 + 9,8 \cdot 1697,7 / 850 / 2000 = 268$
Коэффициент теплоотдачи излучением	α_l	Рис. 6–12 [47]	Вт/(м ² · К)	53
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\xi \cdot (\alpha_l + \alpha_k)$	Вт/(м ² · К)	$1 \cdot (53 + 38) = 89$
Коэффициент тепловой эффективности	ψ	Табл. 6–2 [47]	–	0,5
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\psi \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	Вт/(м ² · К)	$0,5 \cdot 89 \cdot 2000 / (2000 + 89) = 42,7$
Наибольшая разность температур	Δt_{δ}	$g' - t''$	°C	$894 - 350 = 544$
Наименьшая разность температур	Δt_m	$g'' - t'$	°C	$588 - 184 = 404$
Температурный напор при противотоке	Δt_{npt}	$\frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m})}$	°C	$(544 - 404) / \ln(544/404) = 471,1$
Полный перепад температур газового потока п/п	τ_{δ}	$g' - g''$	°C	$894 - 588 = 306$
Полный перепад температур потока пара	τ_m	$t' - t''$	°C	$350 - 184 = 166$
Параметр	P	$\frac{\tau_m}{g' - t'}$	–	$166 / (894 - 350) = 0,23$
Параметр	R	$\frac{\tau_{\delta}}{\tau_m}$	–	$306 / 166 = 1,8$

Окончание таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Температурный перепад	Δt	$\psi \cdot \Delta t_{npt}$	°C	$0,99 \cdot 471,1 = 466$
Тепловосприятие фестоны по уравнению теплопередачи	Q_m	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/кг	$42,7 \cdot 850 \cdot 466 / 9,8 / 1000 = 1730$
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100$	%	$(1730 - 1697,7) / 1730 = 1,9$

4.7 Расчет воздухоподогревателя I ступени

Воздухоподогреватель стальной, трубчатый, с шахматным расположением труб диаметром 40x1,6 мм, двухступенчатый, двухходовой. Конструктивные размеры и характеристики воздухоподогревателя представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Конструктивные размеры и характеристики воздухоподогревателя

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Ступень	
				I	II
1	2	3	4	5	6
Диаметр труб	$d / d_{вн}$	По конструктивным размерам	мм/мм	43/40	43/40
Поперечный шаг труб	s_1	По конструктивным размерам	мм	86	67
Продольный шаг труб	s_2	По конструктивным размерам	мм	42	45
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	s_1/d	–	86/40=2,15	67/40=1,675
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	s_2/d	–	42/40=1,05	45/40=1,125
Полная площадь поверхности нагрева	H	По конструктивным размерам	м ²	5980	5400
Средняя площадь живого сечения газотока	F_{cp}	По конструктивным размерам	м ²	9,53	22,3
Площадь живого сечения для прохода воздуха	f	По конструктивным размерам	м ²	14,35	17,1

Поверочный расчет I ступени воздухоподогревателя сделан в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Поверочный расчет I ступени воздухоподогревателя

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на выходе из ступени	v''	По заданию	°С	150
Энтальпия газов на выходе из ступени	I''	Табл. 4–4	кДж/кг	1515
Температура воздуха на входе в ступень	t'	По заданию	°С	30
Удельная энтальпия воздуха на входе в ВП I	$I_{взд}^{0'}$	Табл. 4–3	кДж/кг	188
Отношение	β''	$\alpha_m - \Delta\alpha_m + \Delta\alpha_1$	–	1,20-0,07+0,03=1,16
Температура воздуха на выходе из ступени	t''	По выбору	°С	165

				13.03.01.2018.064.17.ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Энтальпия воздуха на выходе из ступени	$I_{взд}^0$	Табл. 4-3	кДж/кг	1059,2
Тепловосприятие ступени	Q	$(\beta'' + \frac{\Delta\alpha_1}{2}) \cdot (I_{в}^0 - I_{в}^0')$	кДж/кг	$(1,16 + 0,03/2) \cdot (1059,2 - 188) = 1027,5$
Средняя температура воздуха	t_{cp}	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	$(165 + 30) / 2 = 97,5$
Удельная энтальпия воздуха при средней температуре	I_{nrc}^0	Табл. 4-3	кДж/кг	735,2
Удельная энтальпия газов на входе в ступень	I'	$I'' + \frac{Q}{\varphi} - \Delta\alpha \cdot I_{nrc}^0$	кДж/кг	$1515 + 1027,5 / 0,995 - 0,03 \cdot 735,2 = 2519$
Температура газов на входе в ступень	t'	Табл. 4-4	°С	245
Средняя температура газов	t_{cp}	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	$(245 + 150) / 2 = 198$
Средняя скорость газов	w_2	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (g_{cp} + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	9,65
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	Рис. 6-8 [47]	Вт/(м ² ·К)	33
Средняя скорость воздуха	$w_в$	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (\beta'' + \Delta\alpha_1/2) \cdot (g_{cp} + 273)}{(273 \cdot F)}$	м/с	4,4
Поправка на количество рядов труб	C_{z2}	Рис. 6-5 [47]	–	0,99

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4	5
Поправка на геометрию пучка	C_{s2}	Рис. 6-5 [47]	–	1
Поправка на физические характеристики потока	$C_{\phi2}$	Рис. 6-5 [47]	–	0,99
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_{н2}$	Рис. 6-5 [47]	Вт/(м ² ·К)	55
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	α_2	$\alpha_{н2} \cdot C_{z2} \cdot C_{s2} \cdot C_{\phi2}$	Вт/(м ² ·К)	53,9
Коэффициент использования поверхности нагрева	ξ	Табл. 6-3 [47]	–	0,85
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\xi \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	Вт/(м ² ·К)	$0,85 \cdot 53,9 \cdot 1 / 3 / (53,9 + 33) = 17,4$
Наибольшая разность температур	$\Delta t_{б}$	$t'' - t'$	°С	120
Наименьшая разность температур	$\Delta t_{м}$	$t' - t''$	°С	80

Температурный напор при противотоке	Δt_{npt}	$(\Delta t_{\delta} + \Delta t_{m}) \cdot 0,5$	°C	$(120+80)/2=100$
Полный перепад температур потока воздуха	τ_{δ}	$t'' - t'$	°C	$165-30=135$
Полный перепад температур газового потока	τ_{m}	$g' - g''$	°C	$245-150=95$
Параметр	P	$\frac{\tau_{m}}{g' - t'}$	–	$95/(245-30)=0,44$
Параметр	R	$\frac{\tau_{\delta}}{\tau_{m}}$	–	$135/95=1,42$
Коэффициент	ψ	Рис. 6–17 [47]	–	0,95
Температурный перепад	Δt	$\psi \cdot \Delta t_{npt}$	°C	$0,95 \cdot 100=95$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	Q_m	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/кг	$17,4 \cdot 5980 \cdot 95 / 9,8 / 1000 = 1010,3$
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100$	%	$1027 - 1010 / 1027 = 1,67$

4.8 Расчёт экономайзера I ступени

Размеры и характеристики экономайзера даны в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Размеры и характеристики экономайзера

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Ступень	
				I	II
1	2	3	4	5	6
Диаметр труб	$d / d_{вн}$	По конструктивным размерам	мм/мм	35/32	35/32
Поперечный шаг труб	s_1	По конструктивным размерам	мм	68	80
Продольный шаг труб	s_2	По конструктивным размерам	мм	60	60
Относительный	s_1/d	s_1/d	–	$68/32=$	$80/32= 2,5$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист

поперечный шаг труб				2,12	
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	s_2/d	–	60/32=1,87	60/32=1,87
Полная площадь поверхности нагрева	H	По конструктивным размерам	м ²	3660	1185
Средняя площадь живого сечения газохода	F_{cp}	По конструктивным размерам	м ²	19,2	24,7

Поверочный расчет I ступени экономайзера сделан в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Поверочный расчет I ступени экономайзера

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе в ступень	ν'	По выбору	°С	340
Энтальпия газов на входе в ступень	I'	Табл. 4–4	кДж/кг	3407
Температура газов на выходе из ступени	ν''	Из расчета ВП	°С	245
Энтальпия газов на выходе из ступени	I''	Из расчета ВП I	кДж/кг	2430
Тепловосприятие ступени	Q	$\varphi \cdot (I' - I'' + \Delta\alpha \cdot I_{nrc}^0)$	кДж/кг	979

Продолжение таблицы 4.15

1	2	3	4	5
Температура воды на входе в ступень	t'	По заданию	°С	215
Удельная энтальпия воды на входе в ступень	i'	Табл. VI–6 [47]	кДж/кг	924
Расход воды через экономайзер	$D_{эк}$	$D + D \cdot 0,03$		64+64*0,03=65,8
Удельная энтальпия воды на выходе из ступени	i''	$i' + \frac{Q \cdot B_p}{D_{эк}}$	кДж/кг	924+979*9,8/65,8=1069,6
Температура воды на выходе из ступени	t''	Табл. VI–6 [47]	°С	249
Средняя температура воды	t_{cp}	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	0,5*(215+249)=232
Средняя температура газов в ступени	ν_{cp}	$0,5 \cdot (\vartheta' + \vartheta'')$	°С	0,5*(340+245)=292,5
Средняя скорость газов в ступени	w_2	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	5,88
Поправка на количество рядов труб	C_z	Рис. 6–5 [47]	–	0,94

13.03.01.2018.064.17.ПЗ

Лист

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Поправка на геометрию пучка	C_s	Рис. 6–5 [47]	–	0,95
Поправка на физические характеристики потока	C_ϕ	Рис. 6–5 [47]	–	0,95
Номинальный коэффициент теплоотдачи	α_n	Рис. 6–5 [47]	Вт/ (м ² · К)	65
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_k	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$	Вт/ (м ² · К)	55,14
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot s_1 \cdot s_2}{d^2 \cdot \pi} - 1 \right) \cdot d$	м	0,117
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	0,24*0,1*0,1 17= 0,0028
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_z	Рис. 5–5 [47]	1/ (м·МПа)	35
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$p \cdot k_z \cdot r_n \cdot s$	–	35*0,0028= 0,098
Степень черноты излучающей среды	α	Рис. 5–4 [47]	–	0,08
Температура загрязнённой стенки трубы	t_{cm}	$t_{cp} + \Delta t$	°С	232+25=257
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	α_k	Вт/ (м ² · К)	55,14
Коэффициент загрязнения	ε	Рис. 6–11 [47]	-	0,00464
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1}$	Вт/ (м ² · К)	55,14/(1+ 0,00464* 55,15)=43,9

Окончание таблицы 4.15

1	2	3	4	5
Наибольшая разность температур	$\Delta t_{\bar{\theta}}$	$\vartheta' - t''$	°С	340-249=91
Наименьшая разность температур	Δt_m	$\vartheta'' - t'$	°С	245-215=30
Температурный напор при противотоке	Δt_{npm}	$(\Delta t_{\bar{\theta}} + \Delta t_m) \cdot 0,5$	°С	(91+30)/2= 60,5
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	Q_m	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t_{npm}}{B_p \cdot 1000}$	кДж/кг	43,9*3660* 60,5/9,8/ 1000=993,76
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100$	%	(993,76- 979)/993,76= 1,5

4.9 Расчеты воздухоподогревателя II ступени

Поверочный расчет II ступени воздухоподогревателя сделан в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Поверочный расчет II ступени воздухоподогревателя

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на выходе из ступени	v''	По заданию	°С	340
Энтальпия газов на выходе из ступени	I''	Табл. 4-4	кДж/кг	3430,8
Температура воздуха на входе в ступень	t'	По заданию	°С	165
Удельная энтальпия воздуха на входе в ВП II	$I_{взд}^{0'}$	Табл. 4-3	кДж/кг	1059,2
Отношение	β''	$\alpha_m - \Delta\alpha_m + \Delta\alpha_1$	–	1,30
Температура воздуха на выходе из ступени	t''	По выбору	°С	350
Энтальпия воздуха на выходе из ступени	$I_{взд}^{0''}$	Табл. 4-3	кДж/кг	3466,5
Тепловосприятие ступени	Q	$(\beta'' + \frac{\Delta\alpha_1}{2}) \cdot (I_e^{0''} - I_e^{0'})$	кДж/кг	$(1,30 + 0,03/2) \cdot (340 - 1059,2) = 3165,6$
Средняя температура воздуха	t_{cp}	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	$(165 + 350)/2 = 257,5$

Продолжение таблицы 4.16

1	2	3	4	5
Удельная энтальпия воздуха при средней температуре	I_{nrc}^0	Табл. 4-3	кДж/кг	2231
Удельная энтальпия газов на входе в ступень	I'	$I'' + \frac{Q}{\varphi} - \Delta\alpha \cdot I_{nrc}^0$	кДж/кг	$3430,8 + 3165,6/0,995 - 0,03 \cdot 2231 = 6524,6$
Температура газов на входе в ступень	v'	Табл. 4-4	°С	555
Средняя температура газов	v_{cp}	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	$0,5 \cdot (555 + 340) = 447,5$
Средняя скорость газов	w_2	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (v_{cp} + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	10,7
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	Рис. 6-8 [2]	Вт/(м ² · К)	57
Средняя скорость воздуха	w_6	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (\beta'' + \Delta\alpha_1/2)}{(v_{cp} + 273) \cdot (273 \cdot F)}$	м/с	7,1
Поправка на количество рядов труб	C_{z2}	Рис. 6-5 [47]	–	1

Поправка на геометрию пучка	C_{s2}	Рис. 6-5 [47]	–	1
Поправка на физические характеристики потока	$C_{\phi2}$	Рис. 6-5 [47]	–	1
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_{н2}$	Рис. 6-5 [47]	Вт/(м ² · К)	75
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	α_2	$\alpha_{н2} \cdot C_{z2} \cdot C_{s2} \cdot C_{\phi2}$	Вт/(м ² · К)	75
Использование поверхности нагрева	ξ	Табл. 6-3 [47]	–	1
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\xi \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	Вт/(м ² · К)	1*75*57/(57+75)=33
Наибольшая разность температур	Δt_{δ}	$g' - t''$	°С	555-350=205
Наименьшая разность температур	Δt_m	$g'' - t'$	°С	340-165=175
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{нрт}$	$\frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m})}$	°С	(205-175)/ln(205/175)=189,6
Полный перепад температур потока воздуха	τ_{δ}	$t'' - t'$	°С	555-340=215

Окончание таблицы 4.16

1	2	3	4	5
Полный перепад температур газового потока	τ_m	$g' - g''$	°С	340-165=185
Параметр	P	$\frac{\tau_m}{g' - t'}$	–	0,55
Параметр	R	$\frac{\tau_{\delta}}{\tau_m}$	–	0,86
Коэффициент	ψ	Рис. 6-17 [47]	–	0,95
Температурный перепад	Δt	$\psi \cdot \Delta t_{нрт}$	°С	0,95*189,6=180
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	Q_m	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/кг	33*5400*180/9,8/1000=3222
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_2}{Q_m} \cdot 100$	%	3222-3165/3222=1,76

4.10 Расчёт экономайзера II ступени

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ				

Поверочный расчет II ступени экономайзера сделан в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Поверочный расчет II ступени экономайзера

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе в ступень	v'	Из расчета перегревателя	°С	588
Энтальпия газов на входе в ступень	I'	Табл. 4–4	кДж/кг	580
Температура газов на выходе из ступени	v''	По выбору	°С	450
Энтальпия газов на выходе из ступени	I''	Табл 4-4	кДж/кг	4370,5
Тепловосприятие ступени	Q	$\varphi \cdot (I' - I'' + \Delta\alpha \cdot I_{пр}^0)$	кДж/кг	$0,995 \cdot (4370,5 - 580 - 2430 + 0,03 \cdot 188) = 1439$
Температура воды на входе в ступень	t'	Из расчет экономайзера I	°С	249

Продолжение таблицы 4.17

1	2	3	4	5
Удельная энтальпия воды на входе в ступень	i'	Табл. VI–6 [47]	кДж/кг	1345
Удельная энтальпия воды на выходе из ступени	i''	$i' + \frac{Q \cdot B_p}{D_{эк}}$	кДж/кг	1451
Температура воды на выходе из ступени	t''	Табл. VI–6 [47]	°С	518
Средняя температура воды	t_{cp}	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	283,5
Средняя температура газов в ступени	v_{cp}	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	519
Средняя скорость газов в ступени	w_2	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t_{cp} + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	8,23
Поправка на количество рядов труб	C_z	Рис. 6–5 [47]	–	1
Поправка на геометрию пучка	C_s	Рис. 6–5 [47]	–	0,9
Поправка на физические характеристики потока	C_ϕ	Рис. 6–5 [47]	–	0,98
Номинальный коэффициент теплоотдачи	α_n	Рис. 6–5 [47]	Вт/(м ² ·К)	80
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_k	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$	Вт/(м ² ·К)	70,56

Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot s_1 \cdot s_2}{d^2 \cdot \pi} - 1 \right) \cdot d$	м	0,216
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	0,005
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_z	Рис. 5-5 [47]	1/(м·МПа)	35
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$p \cdot k_z \cdot r_n \cdot s$	—	0,18
Температура загрязнённой стенки трубы	t_{cm}	$t_{cp} + \Delta t$	°С	343,5
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	α_k	Вт/(м ² ·К)	70,5
Коэффициент загрязнения	ε	Рис. 6-11 [47]	-	0,0052
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1}$	Вт/(м ² ·К)	51,62
Наибольшая разность температур	Δt_{δ}	$g' - t''$	°С	270
Наименьшая разность температур	Δt_m	$g'' - t'$	°С	201

Окончание таблицы 4.17

1	2	3	4	5
Температурный напор при противотоке	Δt_{npm}	$(\Delta t_{\delta} + \Delta t_m) \cdot 0,5$	°С	233,8
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	Q_m	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t_{npm}}{B_p \cdot 1000}$	кДж/кг	1461,8
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100$	%	1,55

Сводная таблица теплового расчёта котлоагрегата работающего на челябинском и кольджатском углях представлена в таблице 4.18

Таблица 4.18- Сводная таблица теплового расчёта котлоагрегата

Показатели	Обозначение	Ед. изм.	Челябинский уголь	Кольджатский уголь
Располагаемая теплота топлива	Q_p^p	кДж/кг	13513	17531
Температура уходящих газов	g_{yx}	°С	136,2	150
Потери тепла с уходящими газами	q_2	%	6,4	6,6

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ				

КПД котельного агрегата	$\eta_{к.а.}$	%	87,1	90,2
Полный расход топлива	B	Кг/час	46600	36097
Полезное тепловыделение в топке	Q_m	кДж/кг	15298	17466
Количество тепла, воспринятого в топке	$Q^л_m$	кДж/кг	5265	5690
Тепловосприятие фестона	Q_ϕ	кДж/кг	421	728
Тепловосприятие п/п II ступени	$Q_{n/n II}$	кДж/кг	2229	3161
Тепловосприятие п/п I ступени	$Q_{n/n I}$	кДж/кг	1194	1730
Тепловосприятие в/э II ступени	$Q_{в/э I}$	кДж/кг	924	1010
Тепловосприятие в/п II ступени	$Q_{в/n II}$	кДж/кг	2846	3222
Тепловосприятие в/э I ступени	$Q_{в/э I}$	кДж/кг	645	993
Тепловосприятие в/п I ступени	$Q_{в/n I}$	кДж/кг	741	1461

5 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Основными видами выбросов в атмосферу при сжигании твёрдого топлива, используемого на ТЭС, являются: оксиды азота (NO_x), оксиды углерода (CO) оксиды серы (SO_x), зола.

Защита воздушного бассейна от выбросов промышленных предприятий и энергетических объектов является одной из важнейших проблем развития российской теплоэнергетики. Загрязнение воздушной среды может вызвать нарушения экологических систем, ухудшить санитарно-гигиеническое состояние атмосферного воздуха и нанести ущерб экономике.

В целях снижения выбросов NO_x на котле ПК-10Ш осуществлена схема трёхступенчатого сжигания. Для более эффективной очистки дымовых газов от золы и частичной нейтрализации SO_x устанавливаются кольцевые эмульгаторы.

5.1 Трёхступенчатое сжигание

В настоящее время действуют довольно жесткие нормативы, регламентирующие выбросы в атмосферу. Подавляющее большинство действующих котлов, имеют значительно более высокие уровни выбросов NO_x , чем это регламентируется ГОСТ Р50831-95. К настоящему времени разработано большое количество методов снижения выбросов оксидов азота как на стадии сжигания топлива (так называемые технологические или внутритопочные мероприятия) так и очистки газов на стадии охлаждения продуктов сгорания.

Последние являются высокоэффективными методами, позволяющими обеспечить заданные уровни выбросов оксидов азота, и широко применяются в технологически

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

развитых странах. Однако очень высокие капитальные и эксплуатационные затраты, необходимость размещения крупногабаритных установок и длительное время, необходимое для их реализации, делает внедрение данных технологий для действующих российских котлов в обозримом будущем крайне маловероятным.

Тем не менее, рост промышленного производства и ускоренный ввод в строй электрогенерирующих мощностей, который планируется в ближайшие годы, потребует сократить объемы выбросов от уже установленного оборудования.

Особенно актуальной эта проблема станет, если все-таки начнет происходить замена природного газа твердым топливом и мазутом. Основным направлением в развитии российской энергетики, использующей твердое топливо, является реконструкция действующих котлов или их замена с сохранением фундамента и элементов каркаса.

Одним из самых эффективных и относительно малозатратных мероприятий по уменьшению выбросов NO_x при реконструкции котлов является применение трехступенчатых схем сжигания. Расчеты на предприятии показали, что можно этим способом достичь уровня выбросов окислов азота в соответствии с мировыми стандартами, или снизить существующий уровень выбросов на электростанции в два раза.

Технология стадийно-ступенчатого сжигания пылевидного угля с использованием низкоэмиссионных прямоочных горелок обеспечивает достижение предельно низких выбросов окислов азота. Данная технология предназначена и рекомендуется для пылевидного сжигания каменных и бурых углей в котлах тепловых электростанций и крупных котельных. Новая технология позволяет:

- уменьшить выбросы NO_x до уровня 350-400 мг/нм³;
- обеспечить высокую экономичность и стабильность горения при низкой эмиссии CO ;
- уменьшить шлакование и коррозию экранов топki.

Метод трехступенчатого сжигания можно реализовать как при создании новых котлов, так и при модернизации действующих. В последнем случае предпочтение следовало бы отдать схеме уголь/газ (для основных и дополнительных горелок соответственно). Но чрезмерно высокие цены на природный газ (в Европе и в США они в 4 раза превышают стоимость угля в расчете на 1 ккал) препятствуют широкому внедрению этой схемы за рубежом.

Тем не менее котлы, переведенные на схему трехступенчатого сжигания, работают в США, в Японии, Великобритании, Италии. Этот метод был внедрен впервые на котле с жидким шлакоудалением (блок № 4 мощностью 300МВт Ладыженской ГРЭС), а также на нескольких более мелких котлах по упрощенной схеме, с использованием горелок верхнего яруса для создания восстановительной зоны.

5.1.1 Модернизация топчного процесса

Сущность метода трехступенчатого сжигания, внедрённого на котле ПК-10Ш заключается в том, что в основные горелки (работающие с оптимальным по условиям эффективности избытком воздуха) подается только 75...85 % всего топлива.

						13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			48

Остальные 15...25 % подают в промежуточную зону факела (выше основных горелок) с большим недостатком воздуха. В результате этого образуется восстановительная зона, в которой за счет присутствия углеводородов интенсифицируются реакции взаимодействия NO с азотосодержащими компонентами (например, аминами и циамидами) и происходит частичное восстановление NO до N₂. Выше восстановительной зоны в топку подается третичный воздух для дожигания продуктов неполного сгорания, поднимающихся из восстановительной зоны. Таким образом в топке образуется три зоны с разными условиями работы.

Эффективность метода трехступенчатого сжигания зависит от ряда факторов, важнейшими из которых являются:

1) глубина недостатка окислителя в восстановительной зоне (предпочтительно иметь $\alpha_{II} = 0,85...0,95$);

2) время пребывания продуктов горения в восстановительной зоне (желательно обеспечить расчетное время $\tau_{II} > 400$ мс);

3) температура в восстановительной зоне должна быть по возможности высокой (желательно не ниже 1200 °С);

4) интенсивность воспламенения дополнительного топлива и перемешивание продуктов его сгорания с дымовыми газами из основной зоны горения;

5) избыток воздуха в основной зоне горения (он должен быть минимальным с учетом обеспечения допустимого механического недожога q_4);

6) время пребывания τ_{III} и интенсивность перемешивания струй третичного воздуха с продуктами сгорания из восстановительной зоны (τ_{III} должно быть не менее 600 мс).

5.1.2 Эффективность трехступенчатого сжигания

Эффективность трехступенчатого сжигания в плане подавления выхода топливных оксидов связана с равномерностью заполнения топки основным факелом и равномерностью заполнения её сечения восстановительной средой. Выше равномерность – выше эффективность.

Испытания на предприятии показали, что котёл после реконструкции способен устойчиво нести нагрузку в диапазоне от 65% до 100% номинальной, обеспечивая перегрев пара на уровне 480- 510 °С , увеличивающийся с ростом нагрузки.

Трехступенчатое сжигание приводит к снижению концентрации NO_x в дымовых газах тем больше, чем выше нагрузка котла. В диапазоне паропроизводительности 150 – 230 т/ч уровень концентрации оксидов азота лежит в пределах 350 – 400 мг/м³, что на 20% ниже исходных значений при двухступенчатом сжигании.

Шлакование поверхностей нагрева не наблюдается, потери тепла с механическим недожогом при оптимальных избытках воздуха не превышает 1,6%, КПД котла брутто находится в пределах 90,1 – 91,05 % и имеет максимум при нагрузке близкой к 190 т/ч.

С ростом нагрузки котла от 150 т/ч до 230 т/ч удельные затраты на тягу и дутьё снижаются с 4,8 до 3,9 кВт.ч на тонну пара, а удельные затраты на пылеприготовление с 8,7 до 5,7 кВт.ч на тонну топлива.

5.2 Анализ работы золоуловителей-эмульгаторов

						13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

5.2.1 Устройство кольцевого эмульгатора

Кольцевой эмульгатор предназначен для очистки дымовых газов от золы и частичной нейтрализации окислов серы, за счет собственной щелочи золы, а при добавлении в орошающую воду щелочных компонентов - для глубокой сероочистки. Эмульгатор (Рисунок 5.1) выполнен на базе существующего скруббера из черного металла Ø3100 мм, футерованного кислотоупорной плиткой. Корпус скруббера остается неизменным как и труба Вентури, которая также не демонтируется. Все корпуса проверяются на наличие трещин.

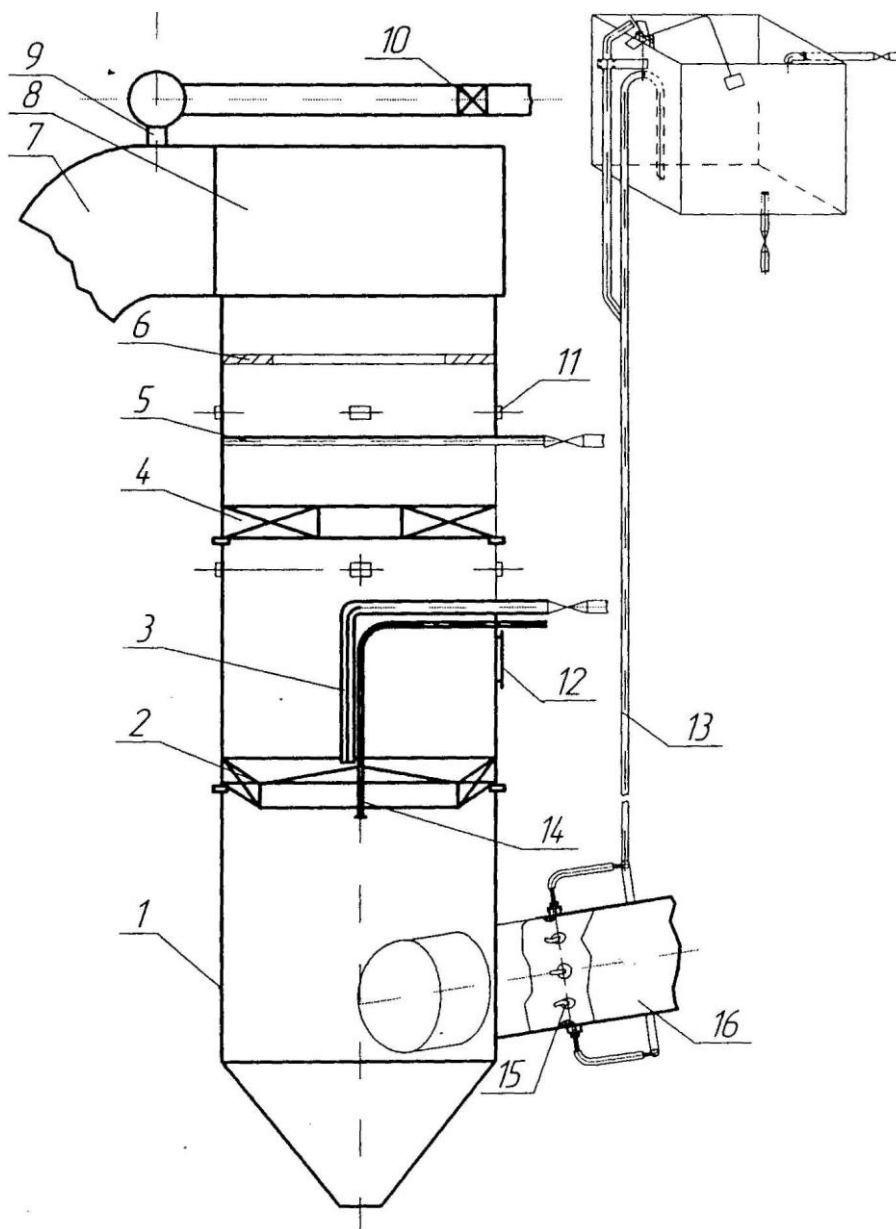


Рисунок 5.1- Кольцевой эмульгатор

В объеме корпуса 1 на кронштейнах установлены завихритель (инициатор эмульгирования) - 2, труба орошения 3, раскручиватель - 4, оmyватель раскручивателя

					Лист
13.03.01.2018.064.17.ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	50

- 5, форсунка - 14 выполненные из титанового сплава BT1-0. Над раскручивателем установлен козырек - 6. В выходной газоход - 7 сборного короба - 8 врезаны трубы - 9 для подвода горячего воздуха. Внутренние поверхности сборного короба и выходного газохода защищены антикоррозионным покрытием, а входного патрубка - кислотостойкой плиткой. Для наблюдения за работой газоочистителя в корпус врезаны смотровые лючки - 11. Между завихрителем и раскручивателем и над раскручивателем монтируются ремонтные лючки - 12. На входе в КЭ -16 предусмотрено смывное устройство - 13 с соплами - 15 для очистки отложений золы на границе сухое - мокрое. Форсунка - 14 заведена под завихритель для подачи части орошающей жидкости снизу.

Подача горячего воздуха регулируется шибером - 10. Подача орошающей воды на завихритель, форсунку - 14 и смывной воды на раскручиватель регулируется вентилями.

Проектные характеристики кольцевого эмульгатора представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Проектные характеристики кольцевого эмульгатора

Показатель	Значение
1	2
Количество КЭ на котел	4
Объем очищаемых газов м ³ /ч	245000
Диапазон изменения нагрузки котла, %	70÷100
Концентрация золы на входе в КЭ, г/нм ³	60
Степень нейтрализации окислов серы, %	15-20
Температура газов на входе, °С	145÷170
Температура газов за КЭ, °С	50÷55
Температура газов за КЭ после присадки горячего воздуха, °С	75÷90
Аэродинамическое сопротивление КЭ, мм.в.ст.	90÷150
Расход воды на золоуловитель, т/ч	50÷70
Расход гор. воздуха на подогрев очищенных газов, нм ³ /ч	3000÷7500
Температура горячего воздуха на подогрев, °С	280÷320
Степень золоочистки, %	99,5
Присосы по кольцевым эмульгаторам, %	<5

5.2.2 Работа кольцевого эмульгатора

Запыленные дымовые газы через тангенциальный вход поступают в нижнюю часть корпуса, под инициатор эмульгирования и через завихритель входят в закрученном виде в верхнюю часть эмульгатора. По трубе 3 на тарелку завихрителя подается орошающая вода, образуя вращающуюся ванну жидкости. При определенной скорости газа жидкость начинает в виде пленок и струй срываться с тарелки и смешиваться с дымовыми газами, образуя газожидкостную эмульсию, которая со временем

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ				

накапливается в пристенной зоне эмульгатора непосредственно над завихрителем. При выходе на стационарный режим возникает противоток газ-жидкость и пульпа с уловленной золой сливается под действием силы тяжести на днище корпуса, откуда через гидрозатвор удаляется в канал ГЗУ. Дымовые газы после промывки в эмульсионном слое продолжают вращательное движение в объеме над завихрителем, проходят через раскручиватель, где дополнительно раскручиваются. За счет этого вращения капли пульпы, возникающие при схлопывании пузырей на верхней границе эмульсионного слоя, под действием центробежных сил сепарируются на стенку корпуса до козырька. За счет высокого уровня тепло- и массообмена между жидкостью и газом во вращающемся пенном слое с высокой эффективностью улавливаются частицы золы. Очищенные от пыли и капель газы удаляются из газоочистителя в выходной газопровод.

Очищенные газы имеют температуру $50\div 55^{\circ}\text{C}$ и близкую к 100% относительную влажность. Поэтому, для исключения образования конденсата на стенках сборного короба, выходного газопровода, в дымососе, дымовой трубе и предотвращения сернокислотной коррозии металлических поверхностей, в газопровод между КЭ и дымососом подается горячий воздух из воздухоподогревателя котла, который повышает температуру очищенных газов на $10\div 15^{\circ}\text{C}$. Расход горячего воздуха регулируется шибером 10. Кроме того, внутренние поверхности эмульгатора выше козырька, короба чистого газа и газопроводов до дымососов защищаются кислотоупорным покрытием, а наружные - теплоизолируются.

Расход воды на орошение КЭ, на форсунку и промывку раскручивателя регулируется вентилями, а соотношение между этими расходами определяется в процессе наладочных работ. Давление воды - не менее 2 ати.

Требования к качеству орошающей воды такие же, как к воде, подаваемой на орошение мокрых скрубберов.

5.2.3 Монтаж кольцевых эмульгаторов

Подготовка и монтаж кольцевого эмульгатора осуществляется в следующей последовательности:

Демонтируются труба Вентури, входной газопровод, пояс орошения.

Вскрывается крыша короба чистого газа для установки завихрителей.

Монтируется новый входной газопровод.

В корпусе вырезаются отверстия под кронштейны для завихрителя и раскручивателя, под трубу орошения, омыватель раскручивателя, форсунку, гляделки, ремонтные люки, штуцеры статического давления.

Проверяется затяжка всех гаек завихрителя.

Внутрь корпуса вводится завихритель, опускается до проектной отметки и устанавливается на один предварительно установленный кронштейн. С помощью монтажных приспособлений (входящих в комплект поставки) верхняя кромка внутренней обечайки завихрителя устанавливается по уровню. Отклонение от горизонтали не должно превышать 5 мм. Под выставленный завихритель подводится

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

остальные три кронштейна, собранные с фиксаторами, и фиксаторы привариваются к корпусу скруббера.

Завихритель накрывается щитами (для защиты от повреждений при проведении монтажных работ над ним) и в объем скруббера вводится раскручиватель, опускается до нужной отметки и устанавливается на кронштейны.

Раскручиватель накрывается щитами и приваривается козырек 9.

Восстанавливается крыша короба чистого газа.

Устанавливаются труба орошения, омыватель раскручивателя (с ориентацией отверстий строго вниз), монтируются смывное устройство и форсунка.

Монтаж трубопроводов системы орошения производится по месту с учетом удобства обслуживания установленной арматуры.

Подвод горячего воздуха от ВЗП 2-й ступени рационально осуществить трубами с толщиной стенки 4÷5 мм. Важно максимально приблизить точки ввода горячего воздуха к выходной амбразуре короба чистого газа эмульгатора и выдержать внутренний диаметр подводящих патрубков. Расстояния между подводящими патрубками горячего воздуха определяются из условия равномерного распределения воздуха по сечению выходного газохода КЭ.

Места установки шиберов на трубопроводах горячего воздуха определяются из условия удобства обслуживания.

Последовательность монтажа трубопроводов горячего воздуха, водопроводов, люков и штуцеров на корпусе скруббера не лимитируется.

Делаются врезки для измерений поля скоростей, температуры и статического давления газового потока. Места врезок определены с учётом опыта эксплуатации ранее установленных кольцевых эмульгаторов.

Кислотостойкой замазкой промазываются щели между завихрителем и стенкой корпуса эмульгатора на глубину не менее 200 мм.

Щели между раскручивателем и стенкой корпуса скруббера промазываются не полностью, а только в четырех местах участками длиной 1000÷1200 мм, расположенными равномерно по периметру скруббера и на всю глубину внешней обечайки раскручивателя.

Все места, где была нарушена химзащита корпуса при установке кронштейнов, труб, люков и т.д., промазаны арзамитовой замазкой, при этом омыватель раскручивателя способен проворачиваться вокруг своей оси.

Снаружи корпус кольцевого эмульгатора выше козырька, короб чистого газа, выходные газоходы до дымососа и трубопроводы горячего воздуха покрываются теплоизоляцией.

5.2.4 Контрольные параметры кольцевого эмульгатора

Газоочистные установки снабжены контрольно-измерительной аппаратурой, которая служит для непрерывного контроля работы, состояния газоочистителя и поддержания оптимального режима.

Оснащение КИП и А:

Температура дымовых газов на входе в установку;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ				

Температура дымовых газов за каждым эмульгатором;
 Температура дымовых газов в коробе смешения;
 Температура дымовых газов за ДС-А и ДС-Б;
 Температура в воздуховоде присадки горячего воздуха;
 Общий расход орошающей воды на установку;
 Контроль за отсутствием влаги в дымовых газах после ДС;
 Предупредительная сигнализация о нарушении подачи воды на инициатор эмульгирования.

Показания этих приборов выведены на щит управления котла.

Расход орошающей воды на инициатор эмульгирования каждого корпуса установлены счетчики расхода воды по месту (4 шт.);

- Давление дымовых газов (измерение разряжения дымовых газов до и после установки) показания выведены на местный щит установки.

5.3 Экологические показатели работы котла на кольджатском угле

5.3.1 Топливо, воздух и продукты сгорания

Топливо сжигается в камерной топке с удалением шлака через шнеки.

Расчётные характеристики кольджатского угля:

$$Q_n^p = 17556 \text{ кДж/кг}, \quad W_p = 27,1\%, \quad A_p = 9,1\%, \quad S_p = 1,15\%, \quad C_p = 47,266\%, \\ H_p = 3,37\%, \quad N_p = 0,957\%, \quad O_p = 10,9\%.$$

Из теплового расчёта котла ПК-10Ш при работе на кольджатском угле имеем:

Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива:

$$V^0 = 4,8 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{N_2}^0 = 3,765 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{RO_2}^0 = 0,89 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,78 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объём дымовых газов образующийся при сжигании 1кг угля и приведённый к нормальным условиям, $\text{м}^3/\text{кг}$ (5.1):

$$V_z = V_{H_2O}^0 + V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (5.1) \\ V_z = 0,78 + 3,765 + 0,89 + (1,39 - 1) \cdot 4,8 = 7,3 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ					

работают 4 котла ПК-10Ш. В зимний период работают все 10 котлов, а в летний период нагрузку покрывают 4 котла III очереди. Максимальный расход топлива на все котла, работающие в одну дымовую трубу (5.9) и их выбросы (5.10):

$$B_{общ} = B_p \cdot n, \quad (5.9)$$

$$M = M \cdot n, \quad (5.10)$$

где n - количество котлов, работающих в сезон,

$$B_{общ}^{зима} = 10 \cdot 10 = 100 \text{ кг/с},$$

$$B_{общ}^{лето} = 10 \cdot 4 = 40 \text{ кг/с}.$$

$$M_3^{зима} = M_3 \cdot 10 = 13,4 \cdot 10 = 134 \text{ г/с},$$

$$M_3^{лето} = M_3 \cdot 4 = 13,4 \cdot 4 = 53,6 \text{ г/с}.$$

$$M_{SO_2}^{зима} = 203 \cdot 10 = 2030 \text{ г/с},$$

$$M_{SO_2}^{лето} = 203 \cdot 4 = 812 \text{ г/с}.$$

$$M_{NO_2}^{зима} = 22,2 \cdot 10 = 222 \text{ г/с},$$

$$M_{NO_2}^{лето} = 22,2 \cdot 4 = 88,8 \text{ г/с}.$$

Скорость дымовых газов (5.11) :

$$w_o = \frac{4V}{\pi D_o^2} \quad (5.11)$$

где V - объем продуктов сгорания, образующихся при работе 3-х и 4-х котлов на I и II и III очередях (5.12):

$$V = V_p \cdot B \cdot n \quad (5.12)$$

$$V_{I,II} = 11.12 \cdot 10 \cdot 3 = 333,6 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$V_{III} = 11.12 \cdot 10 \cdot 4 = 444,8 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$w_{o(I,II)} = \frac{4 \cdot 333,6}{3,14 \cdot 4,5^2} = 20 \text{ м/с},$$

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$w_{o(III)} = \frac{4 \cdot 444,8}{3,14 \cdot 4,5^2} = 27 \text{ м/с.}$$

Средняя скорость выхода газоздушной смеси из устья существующей дымовой трубы оптимальна

Максимальная приземная концентрация вредных веществ(5.13):

$$C_m = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (5.13)$$

где M – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

V_1 – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м³/с;

$A = 160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях.

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для газообразных примесей $F = 1$;

η – поправочный коэффициент на рельеф. Если перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1км или препятствия (откосы, каньоны, горная гряда и т.п.) удалены более чем на 50Н, то $\eta = 1$;

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой.

Проведем расчет минимальной высоты дымовой трубы для зимнего режима работы котельной. Подберем ее высоту и диаметр из стандартных;

ПДК_{NO₂} = 0,085 мг/м³ – предельно допустимая концентрация окислов азота.

Расчет для летнего режима:

Вспомогательные величины (5.14) и (5.15):

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (5.14)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \frac{\Delta T}{H}}, \quad (5.15)$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{444,8 \cdot (150-20)}{100}} = 5,4$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 27^2 \cdot 4,5}{100^2 [150-20]} = 2,5$$

Коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой (5.16):

При $f < 100$:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (5.16)$$

При $v_m \geq 2$ и $n=1$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,5} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,5}} = 0,77$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ, при выбросе из одиночного источника (5.13):

$$C_{M_3} = \frac{160 \cdot 53,6 \cdot 2,5 \cdot 0,77 \cdot 1 \cdot 1}{100^{2,3} \sqrt[3]{444,8 \cdot (150-20)}} = 0,041 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{160 \cdot 812 \cdot 1 \cdot 0,77 \cdot 1 \cdot 1}{100^{2,3} \sqrt[3]{444,8 \cdot (150-20)}} = 0,26 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{NO_2}} = \frac{160 \cdot 88,8 \cdot 1 \cdot 0,77 \cdot 1 \cdot 1}{100^{2,3} \sqrt[3]{444,8 \cdot (150-20)}} = 0,028 \text{ мг/м}^3$$

$$\frac{C_1}{ПДК_1} + \frac{C_2}{ПДК_2} + \dots + \frac{C_n}{ПДК_n} \leq 1$$

$$\frac{0,26}{0,5} + \frac{0,028}{0,085} = 0,52 + 0,33 = 0,85 \leq 1$$

Условие выполнено

Расчет для зимнего режима I и II очередях:

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{333,6 \cdot (150 - (-21))}{100}} = 5,4$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 20^2 \cdot 4,5}{95^2 [150 - (-21)]} = 1,16$$

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

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

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{1,16} + 0,34\sqrt[3]{1,16}} = 1,12$$

$$C_{M_3} = \frac{160 \cdot 40,2 \cdot 2,5 \cdot 1,12 \cdot 1 \cdot 1}{95^{2,3} \sqrt[3]{333,6 \cdot (150 - (-21))}} \cdot 2 = 0,046 \cdot 2 = 0,092 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{160 \cdot 609 \cdot 1 \cdot 1,12 \cdot 1 \cdot 1}{95^{2,3} \sqrt[3]{333,6 \cdot (150 - (-21))}} \cdot 2 = 0,28 \cdot 2 = 0,56 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{NO_2}} = \frac{160 \cdot 66,6 \cdot 1 \cdot 1,12 \cdot 1 \cdot 1}{95^{2,3} \sqrt[3]{333,6 \cdot (150 - (-21))}} \cdot 2 = 0,03 \cdot 2 = 0,06 \text{ мг/м}^3$$

Расчет для зимнего режима III очереди:

$$v_M = 0,65 \sqrt[3]{\frac{444,8 \cdot (150 - (-21))}{100}} = 5,9$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 20^2 \cdot 4,5}{100^2 [150 - (-21)]} = 1,05$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{1,05} + 0,34\sqrt[3]{1,05}} = 1,11$$

$$C_{M_3} = \frac{160 \cdot 53,6 \cdot 2,5 \cdot 1,11 \cdot 1 \cdot 1}{100^{2,3} \sqrt[3]{444,8 \cdot (150 - (-21))}} = 0,056 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{160 \cdot 812 \cdot 1 \cdot 1,11 \cdot 1 \cdot 1}{100^{2,3} \sqrt[3]{444,8 \cdot (150 - (-21))}} = 0,34 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{NO_2}} = \frac{160 \cdot 88,8 \cdot 1 \cdot 1,11 \cdot 1 \cdot 1}{100^{2,3} \sqrt[3]{444,8 \cdot (150 - (-21))}} = 0,037 \text{ мг/м}^3$$

Суммарные концентрации вредных веществ зимой равны:

$$\Sigma C_3 = 0,056 + 0,092 = 0,148 \text{ мг/м}^3$$

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Sigma C_{SO_2} = 0,34 + 0,56 = 0,9 \text{ мг/м}^3$$

$$\Sigma C_{NO_2} = 0,037 + 0,06 = 0,097 \text{ мг/м}^3$$

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЗАЩИТА

6.1 Характеристика защиты, блокировок и сигнализации котла ПК-10Ш

Для обеспечения надежной работы котёл ПК-10Ш оснащен технологическими защитами, которые по действию делятся на три вида:

- защиты, действующие на отключение котла;
- защиты, действующие на снижение нагрузки котла;
- защиты, производящие локальные операции.

Защиты, действующие на отключение котла при:

- а) погасании факела в топке;
- б) понижении температуры свежего пара за котлом (450 °С);
- в) отключении обоих дутьевых вентиляторов;
- г) отключении обоих дымососов;
- д) недопустимом повышении уровня воды в барабане котла (+160 мм);
- е) недопустимом понижении уровня воды в барабане котла (-210 мм);
- ж) дистанционном отключении котла аварийной кнопкой;

Защиты, действующие на снижение нагрузки котла при:

- а) повышении давления пара в барабане котла до P=11,2 атм;
- б) повышении температуры перегретого пара за котлом до +530 °С;
- в) отключении одного дымососа;
- г) отключении одного дутьевого вентилятора.

Защиты, производящие локальные операции:

- а) импульсно-предохранительные клапана (ИПК);
- б) защита от частичной перепитки барабана котла (+100 мм).

Защиты, действующие на снижение нагрузки котла и от частичной перепитки барабана котла заведены через ключ 2ПЗ, который установлен на щите управления. Выбор режима работы всех защит на котле осуществляется переключением соответствующих накладок в щите защит (производит оперативный персонал ЦТАИ по указанию начальника смены котельного цеха), переключателем ПТ (переключатель вида топлива), а защит на разгрузку котла и от частичной перепитки, кроме этого, положением ключа 2ПЗ. Переключатель ПТ служит для ввода в работу защит в зависимости от вида топлива. Он имеет четыре положения:

- «П» - пыль;
- «ПВ» - предварительно включено;
- «ПГ» - пыль-газ;
- «Г» - газ.

Ключ 2ПЗ имеет три положения:

- «О» отключено (выведена из работы);
- «ПВ» предварительно включено (вкл. на «сигнал»);
- «В» включено.
- «ВЫКЛ» выключено.

					<i>13.03.01.2018.064.17.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В положении «Отключено» защиты выведены из работы. В положении «Предварительно включено» действие защит переведено на сигнал. В положении «Включено» защиты введены в работу с действием на отключение оборудования.

Котёл ПК-10Ш оснащен следующими блокировками:

- запрещение включения ПСУ при отключенной ШМ;
- запрещение включения ШМ при отключенных ДВ;
- запрещение включения ДВ при отключенных ДС;
- закрытие НА при отключенном ДВ;
- блокировка от повышения давления в расширителях непрерывной продувки.

Котёл ПК-10Ш оборудован сигнализацией, выведенной на щит управления котла, срабатывающей при:

- температуре перегретого пара за котлом $+515^{\circ}\text{C}$ и $+490^{\circ}\text{C}$;
- уровне воды в барабане $+ 50\text{мм}$;
- обрыве угля ПСУ-А, Б, В, Г;
- включении АЗК;
- аварийном отключении шнеков;
- срабатывании любой защиты «Защита в работе»;
- исчезновении напряжения на КИП и автоматику и при работе АВР;
- исчезновении напряжения в схеме АЗК или схемах защит;
- повышении температуры аэросмеси до $+130^{\circ}\text{C}$;
- повышении температуры уходящих газов до $+180^{\circ}\text{C}$;

При срабатывании сигнализации, кроме светового сигнала, во всех случаях работает звуковой сигнал. Для проверки исправности световой и звуковой сигнализации на щите защит имеется ключ проверки сигнализации и исправности световых табло.

6.1 Порядок срабатывания технологических защит

При срабатывании любой из технологических защит (сопровождается звуковой и световой сигнализацией), действующих на отключение котла, подается импульс от датчиков соответствующей защиты на выходные реле защит котла, от которых - на отключение масляных выключателей вентиляторов котла. При отключении вентиляторов подается импульс на отключение мельниц и ПСУ котла по цепям технологической блокировки. В цепях блокировок механизмов котла (схема по принадлежности электроцеха) установлены два сигнальных реле типа РУ-21 с целью определения причины отключения котла. Одно сигнальное реле установлено в цепи отключения котла от электрических защит (отключение 2-х вентиляторов от электрических или КУ; отключение вентиляторов, дымососов от ЗМН; отключение мельницы или ДВ от земляной защиты), другое - в цепи отключения котла по технологии (отключение двух ДВ от технологических защит). Указательные реле сблокированы между собой для исключения возможного их одновременного срабатывания. При срабатывании защит по недопустимому повышению или понижению уровня воды в барабане котла (загорается аварийное табло: «Перепитка котла» или «Упуск уровня») закрываются также задвижки ВП-3 и ВП-4. В схеме защиты при

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ					

перепитке котла водой для измерения уровня в барабане котла применяются три комплекта уровнемеров с вторичными приборами, расположенными в шкафу защит. Контакты двух из этих приборов включены в схему защиты по отключению котла последовательно. Защита работает на отключение котла при одновременном показании обоими приборами уровня - 210мм и ниже или +160мм и выше. Третий уровнемер задействован в схеме аварийного слива. При повышении уровня в барабане котла до +50мм на щите защит загорается предупредительное табло «Уровень высок», в дальнейшем при достижении уровня в барабане +100мм открывается вентиль аварийного слива и на щите защит загорается аварийное табло «Частичная перепитка». При понижении уровня до +60мм, вентиль аварийного сброса закрывается. Эта защита будет работать только тогда, когда переключатель 2 ПЗ стоит в положении «Включено».

Датчики защиты по температуре перегретого пара за котлом выполнены на двух последовательно включенных потенциометрах. Защита будет работать только тогда, когда оба потенциометра покажут температуру пара за котлом +450°С и ниже. При этом защита работает на отключение котла. На щите управления загорается табло «Котел отключен защитой», а на щите защит выпадает блинкер «Понижение Т пара». При достижении температуры перегретого пара за котлом +530°С и выше по обоим приборам защита работает на разгрузку котла, т.е. отключаются ПСУ-А, Г. При этом на щите управления котла загорается табло «Разгрузка котла», а на щите защит выпадает аварийное табло «Повышение Т пара».

Датчиками защиты по давлению пара в барабане служат электромагнитные манометры ЭКМ. При повышении давления пара в барабане котла до 112ати срабатывает защита на снижение нагрузки котла, т.е. отключаются ПСУ-А, Г, при этом на щите управления котла загорается табло «Разгрузка котла», а на щите защит выпадает аварийное табло «Повышение Р пара».

При отключении одного вентилятора по цепи блокировок закрывается направляющий аппарат данного вентилятора, отключаются ПСУ-А, Г. При этом на щите управления котла загорается табло «Разгрузка котла», а на щите защит выпадает аварийное табло «Отключение 1 ДВ». При отключении одного дымососа отключаются ПСУ-А, Г. При этом на щите управления котла загорается табло «Разгрузка котла», а на щите защит выпадает аварийное табло «Отключение 1 ДС».

Срабатывание любой защиты сопровождается световой и звуковой сигнализацией, а при отключении защитой любого вспомогательного оборудования котла дополнительно срабатывает звуковая сигнализация, которая отключается при квитировании ключей отключившегося оборудования. На щите защит при срабатывании защиты выпадает соответствующий блинкер, от контактов которого загорается табло. Для снятия звукового сигнала на щите имеется кнопка «Съем сигнала». Для снятия светового сигнала на щите защит необходимо вызвать на котел оперативного персонала ЦТАИ для поднятия, соответствующего блинкера в щите защит.

Контроль факела в топке котла осуществляется двумя комплектами приборов «Факел-3М». В основу работы прибора положен принцип выделения пульсации яркости факела при сгорании топлива. Пульсация яркости факела частотой 3-9 Гц

						13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Защиты, которые вводятся в работу после сверки показаний приборов защиты по уровню с ВУК, при давлении в барабане > 40 кг/см²:

- недопустимое повышение уровня воды в барабане котла;
- недопустимое понижение уровня воды в барабане котла;
- частичная перепитка котла.

Защита по погасанию пылеугольного факела вводится в работу при подтверждении наличия факела в топке сигнализаторами «Факел-3М» (двумя приборами с уровнем сигнала по указателям не менее 30%)

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Котельный цех ГРЭС включает в себя 10 паровых котлов ПК-10Ш и 3 паровых котла ПК-14. Каждый котёл имеет по 2 дутьевых вентилятора, 2 дымохода, 4 молотковых мельницы, дополнительное электрооборудование. Максимально высокая площадка обслуживания котла 30,5м.

При эксплуатации либо во время ремонта основного и вспомогательного оборудования в котельном отделении возникают различные опасные и вредные производственные факторы, которые могут вызвать у человека различные заболевания, создать травмоопасные и аварийные ситуации.

Техника безопасности - система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных и вредных производственных факторов. Для каждого вида работ существуют определённые правила техники безопасности, и человек допускается к работе только после их изучения.

Охрана труда - система мер организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на работающих вредных производственных факторов.

Цели БЖД:

- достижение безаварийных ситуаций
- предупреждение травматизма
- сохранение здоровья
- повышение работоспособности
- повышение качества труда

Для достижения поставленной цели необходимо решить две группы задач:

- анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов;
- оценка опасных и вредных факторов в котельной.

7.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

При эксплуатации либо во время ремонта основного и вспомогательного оборудования в котельном отделении возникают различные опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ), которые могут вызвать у человека различные заболевания, создать травмоопасные и аварийные ситуации.

Опасными называются производственные факторы, воздействие которых на работающего в определённых условиях приводит к травме или внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

К опасным производственным факторам относятся:

- электрический ток определенной силы;
- раскаленные тела;
- возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;
- оборудование, работающее под давлением выше атмосферного,
- вращающиеся механизмы, и др.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если производственный фактор приводит к заболеванию или снижению работоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия, вредный производственный фактор может стать опасным.

ОВПФ подразделяются по природе действия на четыре группы: физические, химические, биологические, психофизические.

Физические ОВПФ:

- Повышенное тепловыделение, основными источниками которого являются нагретые поверхности котлов и трубопроводов;
- Производственный шум;
- Повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- Вибрация, источником которой являются работающие дымососы, вентиляторы, мельницы, насосы.
- Недостаточная освещенность.

Химические ОВПФ:

- Утечки газа;
- Продукты горения топлива;

Химические факторы различны по агрегатному состоянию и обладают токсическим, раздражающим, сенсibiliзирующим, канцерогенным и мутагенным воздействием на организм человека и влияют на его репродуктивную функцию;

Вредные вещества появляются в котельном цехе в случаях утечки через неплотности в местах присоединения частей газоходов или мельчайшие щели. А также в случае неполного сгорания топлива.

Предельная концентрация оксида азота составляет 5 мг/м³. Класс опасности III – умеренно опасное вещество. Это вещество способно вызывать аллергические заболевания в производственных условиях.

Предельная концентрация оксида углерода составляет 20 мг/м³. Это вещество с остронаправленным механизмом действия, требующее автоматического контроля за его содержанием в воздухе. Класс опасности IV – слабо опасное вещество, согласно ГОСТа 12.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [10].

Психофизиологические ОВПФ:

- тяжесть труда;
- перенапряжение анализаторов;
- монотонность труда;
- физические нагрузки;
- эмоциональные перегрузки;

Психофизиологические факторы возникают при совокупном воздействии на человека всех опасных и вредных производственных факторов. Результатом их воздействия является усталость.

7.2 Вредные вещества рабочей зоны

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ				

По степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности (чрезвычайно опасные, высоко опасные, умеренно опасные и мало опасные).

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны регламентировано в ГОСТ 12.1.007-86 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [11] и не должно превышать предельно допустимых концентраций, представленных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Агрегатное состояние	Класс опасности	Действие на организм
1	2	3	4	5
Диоксид азота (NO ₂)	2	П	3	О
Оксид азота (NO)	5	П	3	О
Оксид углерода (CO)	20	П	4	О
Углеводороды	300	П	4	

П- пары или газы, О - вещества с остронаправленным действием.

Угольная пыль представляет собой гигиеническую вредность, отрицательно влияя на здоровье человека. Пыль вызывает такие заболевания, как пневмокониоз, дерматит, экзему, конъюнктивит и др. Для защиты органов дыхания от пыли применяют респираторы типа ИБ-1 «Лепесток».

Защита от вредных веществ:

- контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны (установка газоанализаторов);
- дистанционное управление процессами;
- соблюдение режима работы оборудования;
- вентиляция;
- герметичность оборудования;
- применение пылеулавливающего оборудования.

7.3 Защита от шума

Среди основных чувств человека слух и зрение играют важнейшую роль - позволяют человеку владеть звуковыми и зрительными информационными полями.

Даже беглый анализ системы человек – машина – окружающая среда дает основание считать одной из приоритетнейших проблем взаимодействия человека с окружающей средой, особенно на локальном уровне (цех, участок), проблему шумового загрязнения среды.

Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях – к глухоте. Шумовое загрязнение среды на рабочем месте неблагоприятно

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ				

воздействует на работающих: снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций и т.п. В результате снижается производительность труда и качество выполняемой работы.

Знание физических закономерностей процесса излучения и распространения шума позволит принимать решения, направленные на снижение его негативного воздействия на человека.

Шум в котельном отделении является постоянно действующим вредным фактором. Снижение вредного воздействия шума на человека достигается благодаря применению следующих средств: звукоизолирующих кожухов, рациональным размещением оборудования, дистанционным управлением оборудованием.

Нормируемыми параметрами шума являются уровни в децибелах. Допустимые шумовые характеристики рабочих мест регламентируются следующими документами: ГОСТ 121003-83 «ССБТ. Шум, общие требования безопасности», СН 3223-85 «Санитарные нормы допустимых уровней шума на рабочих местах» с изменениями и дополнениями от 29.03.1988 г. №1226/245-1 [12].

Основными физическими величинами, характеризующими шум являются интенсивность, звуковое давление, частота

В котельном цехе, с целью снижения уровня шума, проводят следующие мероприятия:

- улучшение режима эксплуатации оборудования;
- центровка и балансировка механизмов;
- наложение шумовой изоляции (шумозащитные кожухи).

При кратковременном пребывании в очень шумном месте применяют наушники-противоушины или беруши.

Измерения шума для контроля соответствия фактических уровней шума на рабочих местах допустимым уровням по действующим нормам должны проводиться при работе не менее 2/3 обычно используемых в данном помещении единиц установленного оборудования в наиболее часто реализуемом (характерном) режиме его работы или иным способом, когда обеспечено типовое шумовое воздействие со стороны источников шума, не находящихся на рабочем месте (в рабочей зоне). Если известно, что далеко расположенное от рабочего места оборудование создает на нем фоновый шум на 15 – 20 дБ ниже, чем шум при работе оборудования, установленного на данном рабочем месте, то его включать не следует.

Предельно допустимые уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряжённости в (дБА) представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Предельно допустимые уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряжённости в (дБА)

Категория напряжённости трудового процесса.	Категория тяжести трудового процесса.				
	Лёгкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжёлый труд 1 степени	Тяжёлый труд 2 степени	Тяжёлый труд 3 степени
1	2	3	4	5	6

Напряжённость лёгкой степени	80	80	75	75	75
Напряжённость средней степени	70	70	65	65	65
Напряжённый труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряжённый труд 2 степени	50	50	-	-	-

7.4 Влияние вибрации

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Воздействие вибрации на человека классифицируют:

- по способу передачи колебаний;
- по направлению действия вибрации;
- по временной характеристике вибрации.

В зависимости от способа передачи колебаний человеку вибрацию подразделяют: на общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, и локальную, передающуюся через руки человека.

Вибрация, воздействующая на ноги сидящего человека, на предплечья, контактирующие с вибрирующими поверхностями рабочих столов, также относится к локальной.

По направлению действия вибрацию подразделяют:

- на вертикальную;
- на вертикальную, распространяющуюся по оси x, перпендикулярной к опорной поверхности;
- горизонтальную, распространяющуюся по оси y, от спины к груди;
- горизонтальную, распространяющуюся по оси x, от правого плеча к левому плечу.

По временной характеристике различают:

- постоянную вибрацию, для которой контролируемый параметр за время наблюдения изменяется не более чем в 2 раза (6 дБ);
- непостоянную вибрацию, изменяющуюся по контролируемым параметрам более чем в 2 раза.

Вибрация относится к факторам, обладающим высокой биологической активностью. Выраженность ответных реакций обуславливается главным образом силой энергетического воздействия и биомеханическими свойствами человеческого тела как сложной колебательной системы. Мощность колебательного процесса в зоне контакта и время этого контакта являются главными параметрами, определяющими развитие вибрационных патологий, структура которых зависит от частоты и амплитуды колебаний, продолжительности воздействия, места приложения и направления оси вибрационного воздействия, демпфирующих свойств тканей, явлений резонанса и других условий.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

7.5.1 Требования к персоналу

Лица, принимаемые на работу по обслуживанию тепломеханического оборудования, должны пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные для персонала энергопредприятий (приказа Минздрава России от 14.03.96 г. № 90 «О порядке проведения предварительных и периодических медицинских осмотров работников и медицинских регламентах допуска к профессии», от 10.12.96 № 405 «О проведении предварительных и периодических медицинских осмотров работников»)

Весь персонал должен быть обеспечен по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты в соответствии с характером выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Весь производственный персонал должен быть практически обучен приемам освобождения человека, попавшего под напряжение, от действия электрического тока и оказания ему доврачебной помощи, а также приемам оказания доврачебной помощи пострадавшим при других несчастных случаях, а также при травмах на п

7.5.2 Требования к оборудованию

Элементы оборудования, арматуру и приборы, требующие периодического осмотра, необходимо располагать в местах, удобных для обслуживания. Элементы оборудования, расположенные на высоте более 1,5 м от уровня пола (рабочей площадки), следует обслуживать со стационарных площадок с ограждениями и лестницами.

Лестницы и площадки должны быть ограждены перилами высотой не менее 1,0 м с бортовым элементом по низу перил высотой не менее 0,14 м в соответствии с требованиями ГОСТ 23120-78. «Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия». Расстояние от уровня площадки до верхнего перекрытия должно быть не менее 2 м.

Движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь механические защитные ограждения, соответствующие требованиям ГОСТ 12.2.062-81 «ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные».

Кожухи полумуфт должны быть выполнены таким образом, чтобы незакрытая часть вращающегося вала с каждой стороны была не более 10 мм.

7.5.3 Правила безопасности по обслуживанию оборудования

При пуске, отключении, опрессовке и испытании оборудования и трубопроводов под давлением вблизи них разрешается находиться только персоналу, непосредственно выполняющему эти работы.

При повышении давления при гидравлическом испытании оборудования до пробного запрещается нахождение на нем людей. Осматривать сварные швы

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

испытываемых трубопроводов и оборудования разрешается только после снижения пробного давления до рабочего.

При расшлаковке и обдувке котла, продувке нижних точек, неустойчивых и аварийных режимах персонал должен быть удален в безопасные места.

При обнаружении свищей в трубах поверхностей нагрева, паропроводах, коллекторах, питательных трубопроводах, в корпусах арматуры необходимо срочно вывести работающих с аварийного оборудования, оградить опасную зону и вывесить плакаты или знаки безопасности «Осторожно! Опасная зона».

Вывод людей должен осуществлять начальник смены цеха электростанции или руководитель (производитель) работ в тепловой сети.

Запрещается эксплуатировать неисправное оборудование, а также оборудование с неисправными или отключенными устройствами аварийного отключения, блокировок, защит и сигнализации.

При отклонении режима работы оборудования от нормального, что может стать причиной несчастного случая, должны быть приняты меры по обеспечению безопасности персонала.

При опасности возникновения несчастного случая персонал, находящийся вблизи, должен принять меры по его предупреждению (остановить оборудование или соответствующий механизм, снять напряжение, отключить подачу пара или воды, оградить опасную зону и т.п.), а при несчастном случае оказать также доврачебную помощь пострадавшему, сохранив по возможности обстановку на месте происшествия. О случившемся должно быть сообщено старшему дежурному (руководителю работ).

При выводе в ремонт оборудования необходимо его отключить, опорожнить, очистить (промыть, продуть) и отделить заглушками от действующего оборудования независимо от давления и температуры транспортируемых веществ. Разрешается отключать одной задвижкой (без заглушек) теплообменные аппараты по тем потокам, рабочее давление в которых не выше атмосферного, и температура теплоносителя не более 45 °С.

При опробовании и прогреве трубопроводов пара и воды подтяжку болтов фланцевых соединений следует производить при избыточном давлении не выше 0,5 МПа (5 кгс/см²).

Добивку сальников компенсаторов и арматуры допускается производить при избыточном давлении в трубопроводах не более 0,02 МПа (0,2 кгс/см²) и температуре теплоносителя не выше 45 °С.

Для устранения течи через резьбу соединительные штуцеры контрольно-измерительной аппаратуры следует подтягивать только гаечными ключами, размер которых должен соответствовать гням подтягиваемых элементов. При этом давление среды в импульсных линиях не должно превышать 0,3 МПа (3 кгс/см²). Применение для этих целей других ключей, а также удлиняющих рычагов запрещается.

7.5.4 Обслуживание котельных установок

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.064.17.ПЗ					

Предохранительные и взрывные клапаны котла (пароводяного тракта, топки и газоходов) должны иметь отводы для удаления пароводяной смеси и взрывных газов при срабатывании клапанов за пределы рабочего помещения в места, безопасные для обслуживающего персонала, или должны быть ограждены отбойными щитами со стороны возможного нахождения людей.

Запрещается заклинивать предохранительные клапаны работающих котлов или увеличивать нажатие на тарелки клапанов путем увеличения массы груза или каким-либо другим способом.

Грузы рычажных предохранительных клапанов должны быть застопорены и запломбированы так, чтобы исключалась возможность их самопроизвольного перемещения.

Перед пуском пылеприготовительной установки, а также после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 сут) все ее оборудование должно быть осмотрено, проверена исправность КИП, устройств дистанционного управления, защиты, сигнализации, блокировок и автоматики.

Пуск и эксплуатация установок с неисправными системами сигнализации, защиты и блокировок запрещаются.

Работы в элементах котельной установки, а также в воздуховодах и газоходах должны производиться при условии:

- вентиляция;
- отключения их от действующего оборудования и трубопроводов пара и воды в соответствии с требованиями Правил, а также от трубопроводов мазута, газа, воздухопроводов;
- установки заглушек на отключающей фланцевой арматуре указанных коммуникаций;
- вентиляции их от вредных газов и проверки воздуха на загазованность;
- снятие с электродвигателей тягодутьевых установок напряжения в соответствии с требованиями Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

7.6 Пожарная безопасность

Пожаробезопасное обеспечение объекта определяется категорией производства и степенью огнестойкости материала конструкции.

В соответствии со СНИП 2.09.02-85 и СНИП 2.08.02-85 категории производств по взрывной, пожарной опасности и степень огнестойкости зданий и сооружений котельных приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3- Категории производств по пожарной безопасности

Помещение	Категория производства	Степень огнестойкости
1	2	3
Котельный зал	Г	II
Помещение водоподготовки	Д	III

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Помещение топливоподачи твердого топлива	В	II
Закрытые склады угля	В	III

Система предотвращения пожара включает:

- первичные средства (пожарные щиты с инструментами для тушения пожара);
- внутренние пожарные краны;
- пожарная сигнализация с датчиками СВК;
- автоматическая пожарная сигнализация;
- пожарно-технические комиссии во главе с главным инженером

7.7 Электробезопасность

Разнообразное воздействие электрического тока на организм человека может привести к травмам. Поэтому конструкция электроустановок в котельной соответствует условиям эксплуатации и обеспечивает защиту от соприкосновения с токоведущими частями (ГОСТ 12.1.019-89 ССБТ «Электробезопасность», «Термины и определения»).

Поэтому для нормального обслуживания котла в местах, где есть электроприборы, существуют определённые способы защиты: защитное зануление; защитное заземление; защитное отключение; изоляция токоведущих частей в соответствии с ПУЭ.

А также лица, обслуживающие электроустановки, обеспечиваются защитными средствами (диэлектрические перчатки, спецодежда, спецобувь, СИЗ). Регламентируется ПУЭ, ПТЭ, ПТБ.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения запитываются от сети напряжением 12 В. Переносные светильники должны иметь защитную сетку и шланговый провод.

Каждый электродвигатель помимо устройств пуска и остановок снабжается отключающими приспособлениями (предохранители) для полного снятия напряжения на время ремонта и наладки оборудования и механизмов, с которыми совместно работают электродвигатели.

Анализ всех действующих систем БЖД на Южноуральской ГРЭС-1 показал полное нормативное соответствие по всем факторам.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение в современных условиях является одним из основных факторов при выборе оборудования и схемы котельной. Основным критерием энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов котельной при ее эксплуатации. Пути для снижения затрат энергетических ресурсов являются:

- автоматизированное погодозависимое регулирование выработки и отпуска тепловой энергии. Обеспечивает оптимизацию затрат на выработку тепловой энергии и экономию топлива на 12 - 15% от котельных без погодозависимого регулирования.
- применение автоматизированных горелок, обеспечивающих КПД котлоагрегатов, не ниже 90%. Современные горелки и котлы имеют КПД = 91 - 94 %, против устаревших котлоагрегатов без автоматизации, имеющих КПД 75 - 80 %. Наиболее передовое решение - использование "конденсационных" котлов КПД которых достигает 98%.
- применение частотных приводов и устройств плавного пуска на электродвигателях. Это позволяет снизить расход электроэнергии на 25 - 30 %, а также продлить срок эксплуатации двигателя на 15 %. Применение плавного пуска позволяет защитить оборудование и трубопроводы от гидроударов.
- применение современных автоматизированных установок подготовки воды позволяет снизить размер отложений в котлах и трубопроводах, и соответственно улучшить теплосъем и теплопередачу. Данные решения позволяют добиться экономии потребления топлива котлоагрегатами на 5 - 7 %.

Основные мероприятия по энергосбережению в котельных включают в себя: увеличение КПД котельных установок, экономию топлива, снижение потерь теплоты, работа по режимной карте и температурному графику с наименьшим коэффициентом избытка воздуха, проведение режимно-наладочных испытаний, автоматизация процессов горения топлива и питания котельных агрегатов и другие.

При выполнении расчетов определяют себестоимость тепловой энергии, отпущенной потребителям, которая отражает техническую вооруженность котельной, степень механизации и автоматизации процессов, расходование материальных ресурсов. Для расчета себестоимости вычисляют годовые эксплуатационные расходы, которые включают следующие статьи: топливо, электроэнергию, воду, амортизацию, текущий ремонт, заработную плату персонала и прочие (на охрану труда, технику безопасности, пожарную и сторожевую охрану, приобретение спецодежды, реактивов для химической очистки воды).

Кроме того, для экономии тепловой и электрической энергии в котельных установках могут быть использованы комбинированные пароводогрейные агрегаты, контактные теплообменники, различные схемы циркуляции теплоносителя для собственных нужд котельной.

В котельных с пароводогрейными котлами от одного агрегата получают два теплоносителя: пар и воду с разными параметрами (давлением и температурой), что позволяет сократить число устанавливаемых котлов и вспомогательного оборудования. Общее количество работающих комбинированных котлов для максимально-зимнего режима выбирается из расчета, что один или два комбинированных котла переводятся в чисто водогрейный режим работы, а остальные

13.03.01.2018.064.17.ПЗ

Лист

77

котлы покрывают всю паровую и часть водогрейной нагрузок. В некоторых проектах котельных с водогрейными котлами предусмотрена шунтирующая линия, где устанавливается дроссельная шайба, для выравнивания гидравлических сопротивлений и другие мероприятия.

При выполнении развернутых тепловых схем котельных с водогрейными котлами применяют общестанционную или агрегатную схему компоновки оборудования. Общестанционная схема характеризуется присоединением сетевых и рециркуляционных насосов, при котором вода из обратной линии тепловых сетей может поступать к любому из сетевых насосов, подключенных к магистральному трубопроводу, питающему водой все котлы котельной. Рециркуляционные насосы подают горячую воду из общей линии за котлами в общую линию, питающую водой все водогрейные котлы.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

9.1 Технико-экономический расчет

9.1.1 Капитальные затраты

Сводная объектная смета на реконструкцию скрубберов с установкой кольцевого эмульгатора в каплеуловители существующего золоуловителя представлена в таблице 8.1 Цены на монтажные, демонтажные и дополнительные материалы были взяты из документации бухгалтерии инжиниринговой компании "Паурз".

Таблица 8.1 - Смета капитальных затрат на реконструкцию скрубберов с установкой кольцевого эмульгатора

Наименование работ и затрат	Стоимость тыс. руб.
1	2
1. Проектные работы	1500,00
2. Разборка (демонтаж) металлических конструкций	658,35
3. Покупка м/конструкций	8625,62
4. Монтаж круглых газоходов взамен трубы «Вентури»	9360,84
5. Изготовление дополнительных площадок и лестниц на коробе чистого газа	18,25
6. Монтаж трубопроводов обвязки скрубберов диаметром до 108 мм	3566,32
7. Монтаж эмульгатора в корпусе скруббера	6200,34
8. Арматура для воды и пара на условное давление 10 МПа. Диаметр условного прохода, мм 25,32,50,65,125	1086,54
9. Изоляционные работы	1045,42
10. Футеровочные работы	5838,80
11. Монтаж КИПиА	1359,48
12. Пусконаладочные работы	100,00
Итого	386765,45

9.1.2 Расчет годовой экономии текущих затрат

Снижение затрат при переводе котла ПК-10Ш на сжигание кольджатского угля достигается за счёт его низкой стоимости и высокой калорийности, уменьшения количества вредных выбросов в окружающую среду, увеличения ресурса работы бил молотковых мельниц, а также стабилизации технико-экономических показателей работы котла.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Экологические платежи за выбросы золы при ожидаемом числе часов работы котла на кольджатском угле (9.1) [43]:

$$\mathcal{E}_{m\phi} = \Delta M_{m\phi} \cdot T_{\text{раб}} \cdot \Pi_{\text{выбр}} \cdot K_{\text{э.с.}} \cdot K_{\text{инд}}, \quad (9.1)$$

где $T_{\text{раб}}$ – время работы котла в год – 7000 часов,

$\Pi_{\text{выбр}}$ – норматив платы за выброс – 21 руб/т [43],

$K_{\text{инд}}$ – коэффициент индексации – 1,3 (1,08),

$K_{\text{э.с.}}$ – коэффициент экологической ситуации для г. Южноуральска - 2,4 [43]

$$\mathcal{E}_{m\phi} = 0,066 \text{ т/ч} \cdot 7000 \text{ час} \cdot 21 \cdot 2,4 \cdot 1,3 = 30,27 \text{ тыс.руб/год}$$

Экологические платежи за выбросы SO₂ (9.2):

$$\mathcal{E}_{SO_2} = \Delta M_{SO_2} \cdot T_{\text{раб}} \cdot \Pi_{\text{выбр}} \cdot K_{\text{э.с.}} \cdot K_{\text{инд}} \quad (9.2)$$

$$\mathcal{E}_{SO_2} = 0,44 \text{ т/ч} \cdot 7000 \text{ час} \cdot 21 \cdot 2,4 \cdot 1,08 = 167,6 \text{ тыс.руб/год}$$

Экологические платежи за выбросы NO_x (9.3):

$$\mathcal{E}_{NO_x} = \Delta M_{NO_x} \cdot T_{\text{раб}} \cdot \Pi_{\text{выбр}} \cdot K_{\text{э.с.}} \cdot K_{\text{инд}} \quad (9.3)$$

$$\mathcal{E}_{NO_x} = 0,295 \text{ т/ч} \cdot 7000 \text{ час} \cdot 21 \cdot 2,4 \cdot 1,08 = 112,5 \text{ тыс.руб/год}$$

Вывод: Снижение экологических платежей за выбросы на 310,4 тыс.руб/год

Снижение платежей за складирование на золошлакоотвале (9.4):

$$\mathcal{E}_{\text{скл}} = \Delta M_{m\phi} \cdot T_{\text{раб}} \cdot \Pi_{\text{скл}} \cdot K_{\text{мест}} \cdot K_{\text{з-о}} \quad (9.4)$$

где $\Pi_{\text{скл}}$ – норматив платы за складирование - 15 руб/т;

$K_{\text{мест}}$ – коэффициент местности – 1,7;

$K_{\text{з-о}}$ – коэффициент расположения золоотвала – 0,3,

$$C_{\text{скл}} = 14,2 \text{ т/ч} \cdot 7000 \text{ час} \cdot 15 \cdot 1,7 \cdot 0,3 = 760,4 \text{ тыс.руб/год}$$

Суммарный экологический эффект (9.5):

$$\Sigma \mathcal{E}_{\text{эк}} = \mathcal{E}_{m\phi} + \mathcal{E}_{SO_2} + \mathcal{E}_{NO_x} + \mathcal{E}_{\text{скл}}, \quad (9.5)$$

где $\mathcal{E}_{m\phi}$ – плата за выбросы золы;

\mathcal{E}_{SO_2} – плата за выбросы SO₂;

\mathcal{E}_{NO_x} – плата за выбросы NO_x;

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$\mathcal{E}_{скл}$ – плата за складирование на золошлакоотвале,

$$\Sigma \mathcal{E}_{эк} = 30,27 + 167,6 + 112,5 + 760,4 = 1070,7$$

Вывод: суммарный экологический эффект при использовании кольджатского угля 1070,7 тысяч рублей год

По данным отдела снабжения ЮУГРЭС за январь 2018 года, цена челябинского угля составила – 1065 руб/т, а цена кольджатского угля -1458 руб/т [49]. Рассчитаем затраты на топливо (9.4):

$$C_{топ} = B_p \cdot T_{раб} \cdot C_{топ} , \quad (9.4)$$

где B_p – расход топлива,

$T_{раб}$ – время работы котла в год – 7000 часов,

$C_{топ}$ – цена топлива,

$$C_{топ}^{кольдж} = 36 \cdot 7000 \cdot 1458 = 367\,416 \text{ тыс.руб/год}$$

$$C_{топ}^{челяб} = 56 \cdot 7000 \cdot 1065 = 417\,480 \text{ тыс.руб/год}$$

Снижение затрат на топливо при ожидаемом числе часов работы котла на угле составит (9.5):

$$\mathcal{E}_{топ} = C_{топ}^{челяб} - C_{топ}^{кольдж} \quad (9.5)$$

$$\mathcal{E}_{топ} = 417\,480 - 367\,416 = 50\,064 \text{ тыс.руб/год}$$

Вывод: снижение затрат на топливо при ожидаемом числе часов работы котла на кольджатском угле будет 50 064 тысяч рублей в год. Проведем расчёт по снижению затрат на замену бил молотковых мельниц. Стоимость замены бил на одной ШМ составляет 19494,2 рублей. При средней ходимости бил при работе на челябинском угле $T=300$ часов и числе часов работы котла на угле $(T_{раб} = 7000 \text{ часов/год})$ количество замен трех бил в течении года составит (9.6):

$$m = \frac{7000}{300} \cdot 3 = 70 \text{ раз} \quad (9.6)$$

При увеличении ходимости бил при работе на кольджатском угле до $T=636$ час количество замен бил в течении года составит:

$$m = \frac{7000}{636} \cdot 3 = 23 \text{ раз}$$

$$\Delta m = 70 - 23 = 47 \text{ раз}$$

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Экономия по снижению затрат на замену бил молотковых мельниц составит:

$$\mathcal{E}_{бил} = 47 \cdot 19494,2 = 916,3 \text{ тыс. руб./год}$$

Рассчитаем экономию топлива за счёт улучшения технико-экономических показателей работы котла. Потери тепла с механическим недожогом для челябинского угля (q_4) нормативный – 1,4%; фактический – 1,86%.

Потери тепла с механическим недожогом для кольджатского угля $q_4 = 0,22\%$, $\Delta q_4 = 1,6\%$ и таким образом повышение КПД котла брутто составит с учётом изменения $q_4 = 1,4\%$

Снижение расхода топлива при увеличении КПД брутто котла (9.7):

$$\Delta B = B_y \cdot T_{раб} \cdot \frac{\Delta \eta_{бр}}{(\eta_{бр} - \Delta \eta_{бр})} \quad (9.7)$$

где B_y - расход условного топлива на котёл, число часов работы котла на угле в год - $T_{раб} = 7000$ часов, повышение КПД котла брутто - $\Delta \eta_{бр} = 1,4\%$

КПД котла брутто на черногорском угле - $\eta_{бр} = 92,8\%$. При расходе кольджатского угля $B = 36$ т/ч и при $Q_r^i = 3970$ ккал/кг расход условного топлива на котёл составляет:

$$B_y = 36 \cdot \frac{3970}{7000} = 20,8 \text{ тут/час,}$$

$$\Delta B = 20,8 \cdot 7000 \cdot \frac{1,4}{(92,8 - 1,4)} = 2230,2 \text{ тут/год.}$$

Тогда снижение затрат на топливо (9.8):

$$\mathcal{E}_{тон}^{ТЭП} = C_m \cdot \Delta B, \quad (9.8)$$

$$\mathcal{E}_{тон}^{ТЭП} = 1458 \cdot 2230,2 = 3\,251,7 \text{ тыс. руб/год}$$

В соответствии со сметой расчётного отдела Южноуральской ГРЭС затраты на монтаж схемы присадки холодного воздуха и материалы составляют $C_{пр} = 700\,000$ руб. На замену приборов по температуре аэросмеси и установке кислородомеров - $C_{приб} = 150\,000$ руб. Ожидаемый экономический эффект при переводе котла ПК-10Ш на сжигании угля кольджатского месторождения составит (9.9):

$$\mathcal{E}_{э.э.} = \Sigma \mathcal{E}_{эк} + \mathcal{E}_{тон} + \mathcal{E}_{тон}^{ТЭП} + \mathcal{E}_{бил} - C_{пр} - C_{приб} \quad (9.9)$$

где $\Sigma \mathcal{E}_{эк}$ – суммарный экологический эффект;

$\mathcal{E}_{тон}$ – экономия на покупку нового топлива;

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$\Delta_{топ}^{ТЭП}$ – экономия топлива при сжигании;

$\Delta_{бил}$ – экономия по снижению затрат на замену бил молотковых мельниц;

$C_{пр}$ – затраты на монтаж схемы присадки холодного воздуха и материалы;

$C_{приб}$ – затраты на замену приборов по температуре аэросмеси и установке кислородомеров,

$$\Delta_{э.э.} = 1070700 + 80110240 + 2858220 + 916227 - 700000 - 150000 = 84\ 105,4 \text{ тыс. руб./год}$$

9.1.3 Расчет срока окупаемости

Годовые текущие затраты (9.10):

челябинский уголь

$$C_{год} = C_{топ} + \Sigma C_{выбр} + C_{скл} + C_{бил} \quad (9.10)$$

где $C_{топ}$ – затраты на топливо;

$\Sigma C_{выбр}$ – суммарные экологические выплаты за выбросы;

$C_{скл}$ – затраты на складирование шлака и золы;

$C_{бил}$ – затраты на обслуживание молотковых бил,

$$C_{год} = 399791840 + 485642 + 369495 + 1364580 = 402\ 011\ 557 \text{ руб/год}$$

кольджатский уголь:

$$C_{год} = C_{топ} + \Sigma C_{выбр} + C_{скл} + C_{бил} + C_{ам} + C_{т.р.}$$

где $C_{топ}$ – затраты на топливо;

$\Sigma C_{выбр}$ – суммарные экологические выплаты за выбросы;

$C_{скл}$ – затраты на складирование шлака и золы;

$C_{бил}$ – затраты на обслуживание молотковых бил;

$C_{ам}$ – дополнительные годовые затраты на амортизационные отчисления;

$C_{т.р.}$ – дополнительные годовые затраты на текущий ремонт.

Дополнительные годовые затраты на амортизационные отчисления (9.11):

$$C_{ам} = 0,075 \cdot 0,98 \cdot K \text{ тыс. руб/год,} \quad (9.11)$$

где K - стоимость оборудования

$$C_{ам} = 0,075 \cdot 0,98 \cdot 8625,62 = 6,402 \text{ тыс. руб/год}$$

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Дополнительные годовые затраты на текущий ремонт (9.12):

$$C_{т.р.} = 0,15 \cdot C_{ам} \text{ тыс. руб/год} \quad (9.12)$$

$$C_{т.р.} = 0,15 \cdot 28,5 = 4,3 \text{ тыс. руб/год}$$

$$C_{год} = 319681600 + 175701 + 1092420 + 448362 + 6402 + 4264 = 321409,2 \text{ тыс. руб/год,}$$

Срок окупаемости капитальных вложений при модернизации котла ПК-10Ш переведённого на сжигание кольджатского угля составит (8.11):

$$T_{ок} = \frac{K}{C_{год}^{Чел} - C_{год}^{Кольдж.}} \quad (9.13)$$

$$T_{ок} = 386765,45 / (402\,011\,557 - 321\,409\,200) = 0,55 \text{ год} \approx 8 \text{ месяцев}$$

Расчётный срок окупаемости проекта реконструкции скрубберов с установкой кольцевого эмульгатора в каплеуловители существующего золоуловителя составил 8 месяцев, что меньше 5 лет, следовательно, проект экономически целесообразен.

9.2 SWOT-анализ вариантов проектных решений

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия (проекта), а также возможностей и угроз, исходящих из его ближайшего окружения (внешней среды):

Сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия (проекта);

Слабые стороны (Weaknesses) – недостатки предприятия (проекта);

Возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;

Угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

Так как ВКР посвящена переводу котлов ПК-10Ш на сжигание другого вида угля, то производится SWOT-анализ для двух вариантов. SWOT-анализ работы котла на челябинском угле представлен в таблице 8.2.

Таблица 9.2 - SWOT-анализ работы котла на челябинском угле

										13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

<p>Сильные стороны(S):</p> <ul style="list-style-type: none"> - низкие затраты на доставку угля; - проектный вид топлива; - близость поставщика. 	<p>Слабые стороны(W):</p> <ul style="list-style-type: none"> - низкое качество угля (высокая зольность, низкая теплота сгорания.); - рост эксплуатационных затрат на ремонт оборудования; - нестабильность режима работы котла; - большое негативное воздействие на окружающую среду; - рост затрат на очистку дымовых газов.
<p>внешние благоприятные факторы (O):</p> <ul style="list-style-type: none"> - возросшее потребности в электроэнергии. 	<p>внешние угрозы предприятию (T):</p> <ul style="list-style-type: none"> - снижение запасов угля; - трудности разработки.

SWOT-анализ работы котла на кольджатском угле представлен в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - SWOT-анализ работы котла на кольджатском угле

<p>Сильные стороны(S):</p> <p>высококалорийное топливо (низкая зольность);</p> <ul style="list-style-type: none"> - стабильность работы оборудования; - повышение КПД котла. 	<p>Слабые стороны(W):</p> <ul style="list-style-type: none"> - отдалённость поставщика; - необходимость установки дополнительных приборов и оборудования.
<p>внешние благоприятные факторы (O):</p> <ul style="list-style-type: none"> - большие запасы; - возросшее потребности в электроэнергии; - снижение себестоимости электроэнергии. 	<p>внешние угрозы предприятию (T):</p> <ul style="list-style-type: none"> - сложность доставки топлива.

SWOT-анализы показали, что работа котла ПК-10Ш Южноуральской ГРЭС-1 на буром угле кольджатского месторождения является наиболее выгодным, так как количество преимуществ больше и угрозы менее значительны, чем при работе на челябинском угле.

9.3 Дерево целей проекта

						13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Дерево целей представляет структурную модель, показывающую подчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. При построении дерева целей используются такие их свойства, как соподчиненность, развертываемость и соотносительная важность.

На рисунке 8.1 изображено дерево целей проекта перевода котлов ПК10-Ш Южноуральской ГРЭС-1 на кольджатский уголь.

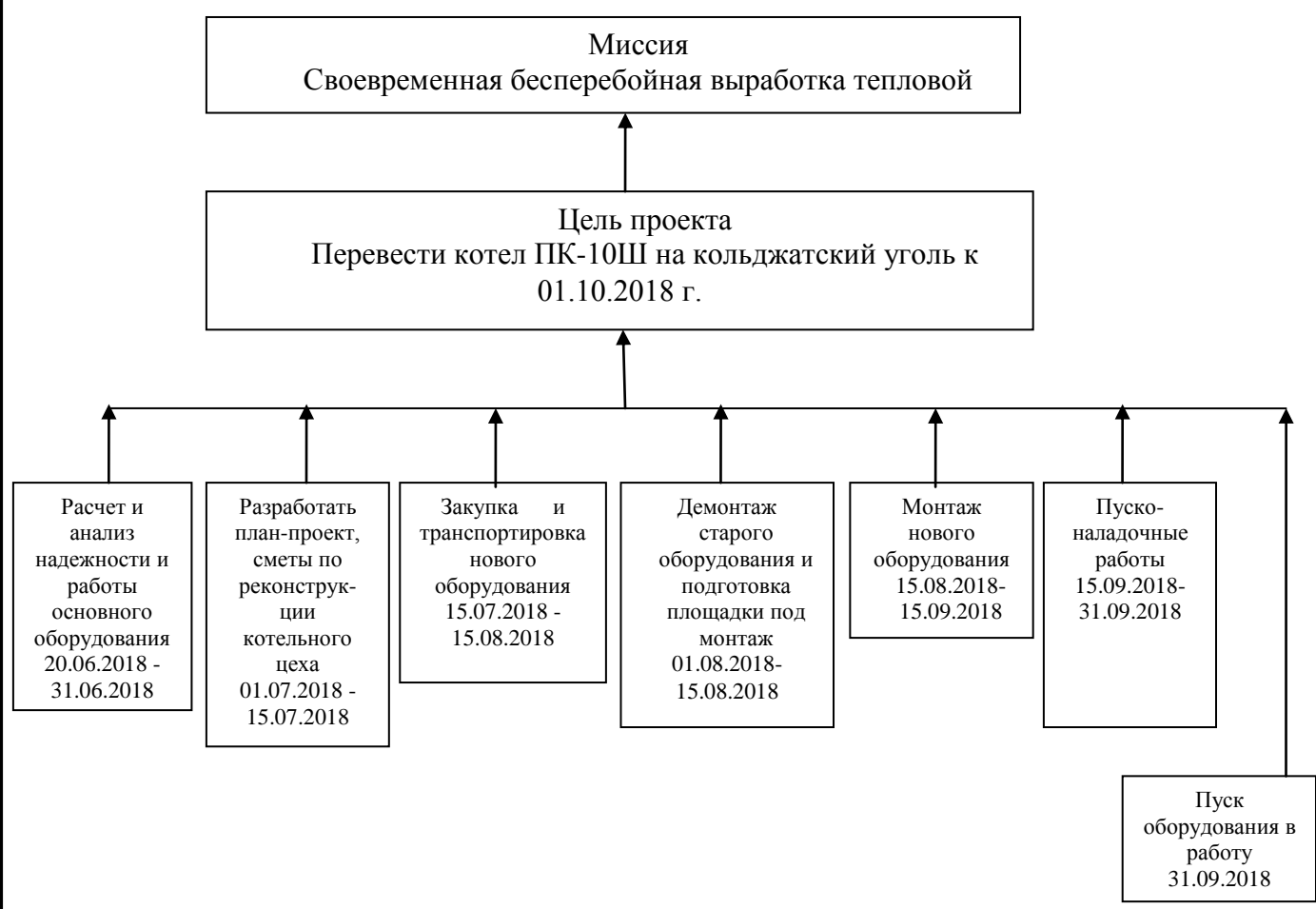


Рисунок 8.1 - Дерево целей проекта перевода котлов ПК10-Ш на кольджатский уголь

9.4 План-график Ганта

Чтобы показать комплекс работ по реализации проекта, можно составить ленточный график работ, представленных в дереве целей. Он носит название графика Ганта. Он наглядно демонстрирует последовательность поставленных целей, их продолжительность и протяженность во времени реализации проекта в целом. План-график Ганта представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - График Ганта

Наименование этапа	Исполнитель	Продолжительность
--------------------	-------------	-------------------

		2018 год			
		Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Расчет и анализ надежности и работы основного оборудования	Заказчик, ПТО				
Разработка план-проекта сметы по модернизации котельного цеха	Заказчик, ПТО				
Закупка и транспортировка нового оборудования	Заказчик, служба снабжения				
Демонтаж старого оборудования и подготовка площадки под монтаж нового	Подрядчик				
Монтаж нового оборудования	Подрядчик				
Пуско-наладочные работы	Подрядчик, заказчик				
Пуск оборудования в работу	Заказчик				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вариант использования непроектного топлива на котле ПК-10Ш Южноуральской ГРЭС, дан сравнительный анализ челябинского и кольджатского углей. По данным характеристикам угля произведен тепловой расчет котла ПК-10Ш на кольджатском угле. Получен КПД котла $\eta = 0,905$, а также тепловосприятости всех частей котла. При тепловом расчете был определен расход нового топлива, который равен 36 т/ч. По сравнению с расходом при использовании челябинского угля (46 т/ч), использование кольджатского угля является экономически выгодным. При расчете максимальной приземной концентрации вредных веществ было установлено, что перевод котла на непроектное топливо экологически обосновано. Концентрации оксидов азота и серы получились меньше, чем предельно допустимая концентрация.

Для котла дана схема автоматизации, учитывающая новые характеристики работы котла на новом топливе. Рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности производственных процессов и оборудования, а так же электробезопасности и пожаровзрывобезопасности.

В экономической части работы был сделан технико-экономический расчёт реализации проекта, рассчитаны капитальные и текущие затраты при переводе котла на непроектное топливо, а также срок окупаемости проекта, который составляет приблизительно 8 месяцев. Выполнен SWOT – анализ по переводу котла ПК-10Ш на кольджатский уголь. Кроме этого были построены график Ганта и дерево целей проекта.

Перевод котельной Южноуральской ГРЭС с работы на челябинском угле на кольджатский уголь повысит её надёжность, качество и экономичность её функционирования.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации;

2 Федеральный закон РФ от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса;

3 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением;

4 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок;

5 Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. №328н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;

6 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 13 с.;

7 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. М.: Государственный стандарт СССР, 1991. – 8 с.;

8 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. М.: Государственный стандарт СССР, 1981. – 21 с.;

9 ГОСТ 12.1.038-82* ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». М.: Издательство стандартов, 2001. – 32 с.

10 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М.: Издательство стандартов, 2015. – 44 с.;

11 ГОСТ 31532-2012. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2012. – 64 с.;

12 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартинформ, 2013. – 28 с.;

13 СН 423-71. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в строительстве. М.: Минрегион России, 2013. – 37 с.;

14 СНиП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. М.: Минрегион России, 2012. – 75 с.;

15 СП 124.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированная редакция. М.: Минрегион России, 2012. – 31 с.;

16 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. М.: Минрегион России, 2012. – 113 с.;

17 СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. М.: Минрегион России, 2012. – 43 с.;

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- 18 СП 89.13330.2012. Котельные установки. Актуализированная редакция. М.: Минрегион России, 2012. – 38 с.;
- 19 Стандарт НП АВОК 1.05.2012. Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляция, кондиционирование воздуха и теплоснабжения. М.: Москва, АВОК-пресс, 2012. – 24 с.;
- 20 СТО ЮУрГУ 04-2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению. Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 57 с.;
- 21 МДК 4-03.2001. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения. М.: Госстрой России, 2004. – 51 с.;
- 22 МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. М.: Госстрой России, 2004. – 48 с.;
- 23 Производственные инструкции КЦ. Южноуральской ГРЭС.2017г
- 24 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. - 44 с.
- 25 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. - Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. - 43 с.
- 26 Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. М.: Издательство МЭИ, 2004. – 98 с.;
- 27 Артунян, А.А. Основы энергосбережения / А.А. Артунян. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2010. – 600 с.;
- 28 Богомоллов В.В. Энергетические угли восточной части России и Казахстана. / В.В. Богомоллов, Н.В. Артемьева, А.Н. Алехнович и др. : Справочник – Челябинск, УралВТИ, 2004. – 304 с.;
- 29 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.И. Берзиньш. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.
- 30 Бухмиров, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности энергосберегающих мероприятий / В.В. Бухмиров, Н.Н. Нурахов, П.Г. Косарев. – М.: Институт качества высшего образования НИТУ «МИСиС», 2014. – 96 с.;
- 31 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы / А.И. Грибанов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 22 с.;
- 32 Делягин, Г.Н. Теплогенерирующие установки: учебник для вузов / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков, П.А. Хаванов. – М.: Бастет, 2010. – 624 с.;
- 33 Зайцев, Н.Л. Экономика, организация и управление предприятием: учебное пособие / Н.Л. Зайцев. – М.: Инфра-М, 2008. – 455 с.;
- 34 Камфер, Г.М. Теплотехника: учебник для вузов / Г.М. Камфер, М.Г. Шатров, К.А. Морозов. – М.: Высшая школа, 2009. – 671 с.;
- 35 Кириллов, В.В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Кириллов. – Челябинск:

										13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							90

Издательство ЮУрГУ, 2004. – 67 с.;

36 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 327 с.;

37 Колесников, А.И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях / А.И. Колесников, Ю.М. Варфоломеев, М.Н. Федоров. – М.: Инфра-М, 2010. – 160 с.;

38 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.

39 Лумми, А.П. Расчет водогрейного котла / А.П. Лумми, В.А. Мунц. – Екатеринбург: Издательство ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009. – 41 с.;

40 Манюк, В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник / В.И. Манюк, Каплинский Я.И., Хиж Э.Б. – М.: Либроком, 2009 г. – 432с.;

41 Палей, Е.Л. Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных / Е.Л. Палей. – СПб.: Питер, 2014. – 144 с.;

42 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.;

43 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2007. – 336 с.;

44 Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов / Л.Н. Сидельковский, Ю.Б. Юренв. – Издательство Бастет, 2009. – 528 с.;

45 Соколов, Б.А. Паровые и водогрейные котлы малой мощности / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2008, – 64 с.;

46 Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация оборудования котельных, работающих на твердом топливе: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2010. – 288 с.;

47 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.;

48 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики / А.Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 472 с.;

49 Частухин В.И. Тепловой расчет промышленных парогенераторов: учебное пособие для вузов по специальности "Пром. теплоэнергетика" / В. И. Частухин, Е. Л. Заречанский, С. М. Константинов и др. - Киев: Вища школа, 2008. - 202 с

50 Цены на уголь в Казахстане. – URL.: <https://satu.kz/Ugol>.

					13.03.01.2018.064.17.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91