

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
начальник цеха АСУТП и КИП ОАО «Фортум»
Челябинской ТЭЦ-2

_____ Г.Н. Запашиков
« ____ » _____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2017 г.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА СТ. №2
БКЗ 210-140Ф ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-2 ПУТЕМ ЗАМЕНЫ ТРУБ ВЕНТУРИ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2017.957.12 ПЗ ВКР

Консультант
по разделу «Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент

_____ С.В. Пашнин
« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Автор работы
студент группы ПЗ–579

_____ А.А. Соколов
« ____ » _____ 2017 г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Соколов А.А. Реконструкция газовоздушного тракта котла ст. №2 БКЗ 210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 путем замены труб Вентури. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-579; 2017, 83 с., 5 ил., библиогр. список – 53 наименований, 6 листов чертежей ф. А1, 1 лист плаката А1.

Предложен вариант реконструкции газовоздушного тракта котла ст.№2 БКЗ 210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 путем замены в золоуловителе труб Вентури с круглого сечения на прямоугольное сечение. Предложенная реконструкция газовоздушного тракта позволит увеличить межремонтный период оборудования, что приведет к уменьшению эксплуатационных расходов.

Пояснительная записка к дипломному проекту содержит 9 разделов, в которых изложены основные расчёты котла БКЗ 210-140Ф, расчет мокрого золоуловителя Скруббер с трубой Вентури, принципиальная тепловая схема котла, приведено технико-экономическое обоснование реконструкции газовоздушного тракта котла, а также рассмотрены вопросы экологии при работе теплоэнергетического оборудования, автоматизации и безопасности жизнедеятельности.

					<i>13.03.01.2017.957.12 ПЗ</i>							
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Реконструкция газовоздушного тракта котла ст. №2 БКЗ 210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 путем замены труб Вентури</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Студент</i>	<i>Соколов А.А.</i>							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	
<i>Руковод.</i>	<i>Пашигин С.В.</i>							<i>ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>				
<i>Н.контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>											
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>											

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА	7
2	ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	9
3	СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА	10
4	РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА СТ. №2 БКЗ 210- 140Ф ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-2 ПУТЕМ ЗАМЕНЫ ТРУБ ВЕНТУРИ.....	13
4.1	Технические характеристики котла БКЗ 210-140Ф.....	13
4.3	Тепловой расчет котла БКЗ 210-140Ф	15
4.4	Аэродинамический расчет золоуловителя	37
5	ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	42
6	ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	48
6.1	Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов промышленных предприятий из дымовых труб	48
6.2	Контроль за соблюдением нормативов ПДВ	48
6.3	Определение высоты дымовой трубы.....	50
7	АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	54
8	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	64
8.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	64
8.2	Нормирование вредных и опасных производственных факторов. Организация мероприятий защиты	65
8.3	Безопасность производственных процессов и оборудования	69
9	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	72
9.1	Технико-экономический расчет	72
9.2	SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции.....	76
9.3	Планирование целей предприятия и проекта.....	77
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	81

ВВЕДЕНИЕ

Полное наименование – Открытое акционерное общество «Фортум» Энергосистема «Урал» Челябинска ТЭЦ-2.

Fortum – ведущая компания в области экологически чистой энергетики, которая обеспечивает своих потребителей электроэнергией, теплом и холодом, а также предлагает интеллектуальные решения для более эффективного использования ресурсов. Мы побуждаем наших потребителей и общество стать активными участниками изменений, цель которых – сделать мир более чистым. В нашей компании работает около 8 000 профессионалов в странах Северной Европы и Балтийского региона, России, Польше и Индии, и 62% энергии производится без выбросов CO₂. В 2016 году наша выручка от продаж составила 3,6 миллиарда евро. Акции Fortum обращаются на бирже Nasdaq Хельсинки [3,19].

ОАО «Фортум» входит в дивизион «Россия» корпорации Fortum, который включает также участие Fortum в ОАО «ТГК-1» (29,5%). Компания осуществляет деятельность по производству и сбыту электрической и тепловой энергии. В структуре «Фортум» восемь тепловых электростанций, расположенных на Урале и в Западной Сибири. Совокупная установленная мощность объектов генерации по электрической энергии на 1.06.2017 г. составляет 4 512,00 МВт, по тепловой энергии – 9 920,0 МВт. ОАО «Фортум» реализует инвестиционный проект по строительству ветряной электростанции мощностью 35 МВт в Ульяновской области.

ОАО «Фортум» является одним из ведущих производителей и поставщиков тепловой и электрической энергии на Урале и в Западной Сибири. В структуру «Фортум» входят восемь теплоэлектростанций. Пять из них – в Челябинской области, три – в Тюменской области, в том числе Няганская ГРЭС (г. Нягань, ХМАО-Югра) – одна из самых крупных и современных тепловых электростанций России. Суммарная мощность генерирующих объектов «Фортум» по электрической энергии на 1.06.2017 составляет 4 512,00 МВт. Совокупная мощность электростанций компании и ее дочернего общества «УТСК» по тепловой энергии – 9 920,0 МВт. Инвестиционная программа по строительству 2 400 МВт завершена в 2016 году. Ввод новых энергоблоков обеспечил увеличение установленной мощности почти в два раза относительно 2008 года. В настоящее время ОАО «Фортум» реализует инвестиционный проект по строительству ветряной электростанции мощностью 35 МВт в Ульяновской области. В бизнес – структуре корпорации Fortum дивизион «Россия» включает в себя ОАО «Фортум» и участие корпорации Fortum в ОАО «ТГК-1» (29,5%). Возглавляет дивизион «Россия» Александр Чуваев, исполнительный вице-президент Fortum, генеральный директор ОАО «Фортум».

Челябинская ТЭЦ -2 была построена в 1960 году, в то время постоянно поднимался вопрос об увеличении выработки электроэнергии. В середине двадцатых государство смогло изыскать средства на реконструкцию ТЭЦ.

Челябинская ТЭЦ-2 – теплоэлектроцентраль (разновидность тепловой электростанции), расположенная в юго-восточной части города Челябинск.

									лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ					5

В настоящее время установленная электрическая мощность Челябинской ТЭЦ-2 составляет 320 МВт, а установленная тепловая мощность –1,111 тыс. Гкал/ч.

На ТЭЦ работают 4 паровые турбины (2 × ПТ-60-130/13 и 2 × Т-100-130), а также 9 энергетических котлов (8 из которых могут быть переведены на сжигание угля) и 2 пиковых водогрейных котельных агрегата.

Строительство теплоцентрали осуществлялось в 2 очереди: 1-ая очередь включала в себя 2 паровые турбины ПТ-60-130/13, 2-ая – 2 турбины Т-100-130. Ввод в эксплуатацию первого турбогенератора мощностью 60 МВт и парового котла БКЗ-210-140Ф был произведен 1-го декабря 1962-го года.

Для производства тепловой и электрической энергии в качестве основного топлива используется бурый уголь, энергетические котлы ТЭЦ имеют возможность работать на природном газе. В годовом топливном балансе уголь и газ составляют по 50%.

По оперативным данным Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Челябинской области» (Челябинское РДУ), за 2017 год потребление электроэнергии в энергосистеме Челябинской области составило 35155,6 млн кВт*ч, что на 1,8% меньше объема потребления за 2016 год.

Это связано с уменьшением электропотребления предприятий цветной металлургии, готовых металлических изделий, на предприятиях в сфере строительства, транспортировки по трубопроводам и химического производства.

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Челябинской области с января по декабрь 2017 года составила 28709,3 млн кВт*ч, что на 5,8% больше, чем за 2016 год.

На увеличение выработки электроэнергии по энергосистеме повлияло увеличение выработки Челябинской ГРЭС на 480,6% по причине загрузки введенных в работу ПГУ-1 и ПГУ-2.

Дефицит производства электроэнергии на территории энергосистемы Челябинской области покрывается за счет перетока электроэнергии по межсистемным линиям электропередачи, который в декабре 2017 года составил 685,2 млн кВт*ч.

Потребление электроэнергии в энергосистеме Челябинской области в декабре 2016 года составило 3328,6 млн кВт*ч, на увеличение электропотребления повлиял рост потребления предприятий черной и цветной металлургии, готовых металлических изделий, а также транспортных предприятий.

Заявленная тема наиболее актуальна для сжигания углей Майкубенского бассейна республики Казахстан. Как показало сжигание опытных партий угля, золотложения в горловинах труб мешают свободному прохождению дымовых газов, что влечет снижению нагрузки котла из-за повышенного аэродинамического сопротивления в системе очистки уходящих газов.

Руководством станции принято решение о постепенном переводе котлов первой очереди на сжигание только Казахстанских углей. Таким образом замена труб Вентури в перспективе сохранит заявленные паспортные характеристики котлов.

										лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ					6

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА

Основой развития любого региона или отрасли экономики является энергетика. Темпы роста производства, его технический уровень, производительность труда, а в конечном итоге уровень жизни людей в значительной степени определяются развитием энергетики. Основным источником энергии в России и многих других странах мира является в настоящее время и будет, вероятно, оставаться в обозримом будущем тепловая энергия, получаемая от сгорания угля, нефти, газа, торфа, горючих сланцев.

В настоящее время мы стоим перед дилеммой: с одной стороны, без энергии нельзя обеспечить благополучия людей, а с другой – сохранение существующих темпов ее производства и потребления может привести к разрушению окружающей среды, и как следствие – к снижению жизненного уровня и даже нанести серьезный ущерб человеческой популяции, влияя на генетический код человека.

Развитие теплоэнергетики, а также непрерывное ужесточение санитарных требований к чистоте атмосферного воздуха приводит к обострению проблемы защиты воздушного бассейна от выбросов летучей золы.

Доля тепловых электростанций в суммарном выбросе твердых аэрозолей промышленными предприятиями весьма значительна. Это обуславливает, в частности, резкое повышение требований на электростанциях, сжигающих твердое топливо, к очистке дымовых газов от золы, осуществляемой в РФ и за рубежом в основном с помощью двух типов золоуловителей – электрофильтров и мокрых аппаратов.

При выборе типа золоулавливающих установок для данной электростанции учитывают совокупность ряда факторов, таких, например, как сорт топлива, мощность котельного агрегата, уровень капитальных и эксплуатационных затрат на газоочистку, а в некоторых случаях также и экономическую целесообразность использования уловленной золы в народнохозяйственных целях. С учетом всех этих факторов область применения мокрых золоуловителей на тепловых электростанциях достаточно обширна.

Большинство отечественных котельных агрегатов единичной мощностью до 200 МВт включительно оборудовано такими аппаратами. Степень очистки дымовых газов в них должна удовлетворять как действующим нормативным требованиям с учетом санитарного законодательства, так и условиям надежной работы дымососов с точки зрения предотвращения их золотого износа. При этом в зависимости от сорта топлива требуемая степень очистки может быть различной и в ряде случаев может достигать весьма высоких значений. Так, например, при очистке продуктов сгорания некоторых многозольных топлив эффективность улавливания должна быть не ниже 97%. Другим важным требованием к таким аппаратам является обеспечение длительной эксплуатационной надежности при минимальных ремонтно-эксплуатационных затратах.

Среди мокрых золоулавливающих аппаратов перечисленным требованиям в наибольшей мере удовлетворяют золоуловители с трубой Вентури.

									лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ					7

Дымовые газы поступают в конфузор трубы Вентури одновременно с распыленной орошаемой жидкостью. В зависимости от сужения конфузора скорость потока увеличивается и достигает 50-120 м/с.

В диффузоре образуется слой тумана, в котором осаждаются мелкодисперсные частицы и уходят в шламовый отсек трубы Вентури. С целью уменьшения потерь орошаемой жидкости уносом после труб Вентури устанавливаются батареи каплеуловителей, в которых происходит отделение жидкости от дымовых газов. Отделяемая жидкость также уходит в шламовый отсек каплеуловителей. Очищенный газ направляется в дымовую трубу. Со шламового коллектора багерным насосом жидкость направляется в гидроциклон, где происходит отделение механических частиц от орошаемой жидкости. Со шламового отсека гидроциклона твердые частицы попадают в грязевой отсек фильтра – отстойника. По мере заполнения грязевого отсека происходит открытие сбросного клапана. После чего весь шлам выкачивается из дренажного приямка в систему золоудаления.

После прохождения гидроциклона для обеспечения необходимого качества орошаемой жидкости установлены последовательно фильтр – ячейки. По мере их загрязнения должен включаться рециркуляционный насос и вибрационная установка, с помощью которых обеспечивается пропускная способность фильтр – ячеек.

Для повышения эффективности угольных станций разработано множество очистных сооружений в данной работе будет рассмотрена реконструкция газовоздушного тракта котла ст. №2 БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 путем замены труб Вентури с круглого сечения на прямоугольное сечение.

Благодаря увеличенному проходному сечению горловины данный тип золоуловителя имеет низкое аэродинамическое сопротивление.

Для предотвращения образования отложений проведена реконструкция и установлен мокрый слабонаклонный скоростной золоуловитель (МС ВТИ) прямоугольного сечения, позволяющий реализовать способ предупреждения опасного роста отложений благодаря достаточно интенсивному эрозионному разрушению отложений грубыми частицами летучей золы. Благодаря увеличенному проходному сечению горловины данный тип золоуловителя имеет низкое аэродинамическое сопротивление.

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Проект разрабатывается и реализуется согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года [4], а также «Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» в обновленной редакции от 26 марта 2014 года [5].

При выполнении проекта была использована следующая основная учебно-методическая литература:

– СП 89.13330.2012. Котельные установки / Актуализированная редакция СНиП II-35-76 [6];

– СП 43.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий [7].

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен согласно нормативному методу [8].

Основным документом при написании раздела «Энергосбережение» является «Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [9].

Раздел «Вопросы экологии» выполнен в соответствии с Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ [10].

Решения по автоматизации котла-утилизатора приняты согласно ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» [11].

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» использовались следующие основные нормативные документы:

– ГОСТ 12 0 003-80. Опасные и вредные производственные факторы [12];

– ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И – 1.01.86. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит [13];

– ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [14];

– ПБ 10-574–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов»;

– ПБ 10-575–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации электрических котлов и электрокотельных»;

– ПБ 10-573–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды»;

– ПБ 03-576–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» и другие.

Также в ходе работы были использованы исторический, монографический и аналитический методы. При написании работы были использованы различные источники: законодательно-нормативные акты, учебные пособия и экономические периодические издания.

										лист
										9
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ					

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА

Рассмотрим газовые котлы отечественного производства.

Жуковский машиностроительный завод производит достаточно популярные в народе газовые котлы серий АОГВ и АКГВ. АОГВ - это одноконтурные котлы с встроенной атмосферной горелкой, АКГВ - это двухконтурные котлы. И те, и другие могут быть использованы в системах водяного отопления с естественной и принудительной циркуляцией теплоносителя при ограничении давления до 1,5 атм. Мощность аппаратов - от 11,6 до 29 кВт. Корпус котлов покрыт белой порошковой эмалью. Котлы обеих серий оснащены автоматическими системами безопасности и регулирования. В случае если пламя запальной горелки внезапно погасло, давление газа в сети упало ниже допустимого или нарушилась тяга в дымоходе, подача газа полностью прекращается. Система безопасности не требует подключения к электросети, так как функционирует от ЭДС, вырабатываемой термопарой, встроенной в котел. Котлы АОГВ-23,2 и АКГВ-23,2 оборудованы блоком автоматики американской фирмы "Honeywell. Все газовые котлы Жуковского завода работают на природном газе низкого давления.

Трубы Вентури с регулируемой прямоугольной горловиной большого сечения достаточно хорошо зарекомендовали себя на практике. Во избежание излишне больших размеров и в целях некоторого резервирования в большинстве случаев устанавливают две трубы, работающие параллельно с не полностью открытой горловиной. При выходе из строя одной трубы другая может работать с повышенной пропускной способностью.

При улавливании высокодисперсных пылей применяют компоновки с последовательным включением двух труб с прямоугольной регулируемой горловиной. При этом первая по ходу газов труба работает с малым перепадом давления, подготавливая газы к очистке, а вторая — в режиме тонкой очистки. Такие схемы широко применяют при очистке газов конвертерного и ферросплавного производства.

Интересна предложенная французской фирмой «Ирсид— Кафл» батарейная компоновка труб Вентури системы «Соливор», работающая с использованием конденсационного эффекта (рис. 1, а). Система состоит из четырех расположенных друг за другом ступеней (рис. 1, б), в каждой из которых размещено несколько низконапорных труб Вентури. Запыленный газовый поток поступает во входную камеру, где насыщается влагой вследствие орошения тонкораспыленной жидкостью. При этом происходит осаждение крупных частиц пыли. Насыщенные влагой газы поступают в трубы Вентури первой ступени. В конфузоре давление газа падает, что сопровождается испарением капель влаги, содержащихся в газе. В диффузоре вследствие увеличения давления происходит конденсация водяных паров на частицах пыли, которые быстро укрупняются и осаждаются с помощью грубораспыленной воды. Освобожденные от укрупненных частиц газы направляются во вторую ступень, где процесс повторяется, и т.д. Четырех ступеней оказы-

ваются достаточно, чтобы частицы пыли средним диаметром 0,3 мкм улавливались на 99,9%.

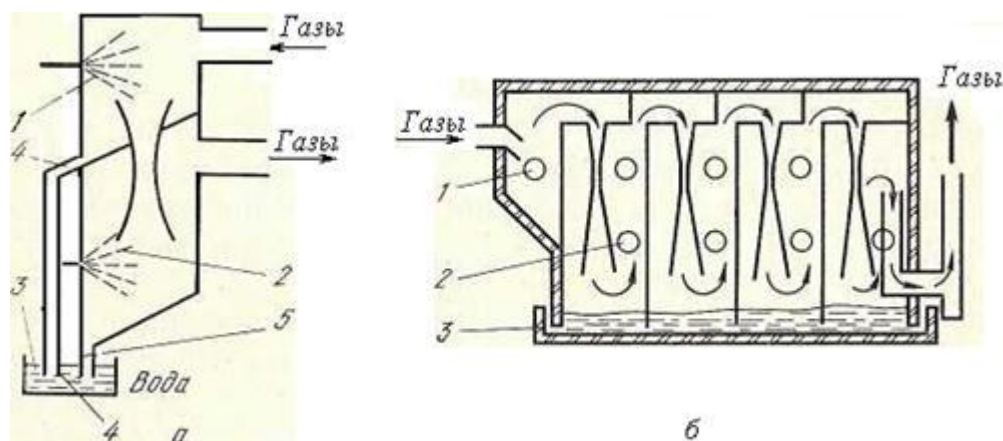


Рисунок 1 - Конденсационная система труб Вентури («Соливор»):
1 — форсунка тонкого распыления; 2 — форсунка грубого распыления;
3 — резервуар-отстойник; 4 — вывод крупных частиц; 5 — вывод мелких частиц

Рассмотрим газовые котлы зарубежного производства.

Японская фирма " RINNAI ". На российском рынке отлично зарекомендовал себя двухконтурный котел RINNAI, специально адаптированный к нашим условиям. В отличие от большинства западных котлов RINNAI работает бесперебойно, несмотря на периодические перепады давления газа. К другим достоинствам котла относятся:

- миниатюрные размеры, позволяющие поместить котел даже на кухне или в ванной комнате;
- бесшумная работа вентиляторной горелки особой конструкции;
- принудительный отвод продуктов сгорания через специальный дымоход;
- широкий диапазон автоматического регулирования мощности (от 25 до 100 %), что позволяет значительно уменьшить расход газа и увеличить срок службы теплообменника;
- практически полное сгорание топлива;
- долговечность и высокая надежность.

Котел RINNAI работает как на природном, так и на сжиженном газе.

Плюсы и минусы котлов зарубежного производства

Отечественные товары перестали казаться "самыми лучшими в мире", очевидно уступая импортным аналогам и в качестве, и в дизайне. Бесспорно, водогрейные котлы, выпускаемые именитыми зарубежными компаниями, в массе своей обладают рядом весомых достоинств, как:

- элегантный, соответствующий современным тенденциям дизайн;
- удобные габаритные размеры;
- простота эксплуатации, обусловленная высокой степенью автоматизации работы котла (данное достоинство импортных котлов одновременно является и их

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2017.957.12 ПЗ

лист

11

недостатком, так как вышедшую из строя автоматику сложнее и накладнее ремонтировать);

- полная готовность только что купленного котла к установке;
- высокий КПД работы;
- Контроль температуры в контуре отопления посредством регулирующего термостата;
- высокая безопасность оборудования, обеспеченная несколькими степенями защиты.

Но есть у зарубежных котлов и недостатки, на которые не стоит закрывать глаза. И первый из них, достаточно весомый для среднего россиянина - дороговизна самого оборудования и его монтажа, которая становится тем более впечатляющей, если учитывать, что все комплектующие отопительной системы должны соответствовать качеству водогрейного котла. Использование в целях экономии дешевых комплектующих может существенно сократить срок службы. Еще один недостаток импортных котлов обусловлен тем, что газовые и электрические генераторы тепла большинства западных фирм не приспособлены к российским особенностям подачи газа и электроэнергии. И тут также не обошлось без исключений: конструкция водогрейных котлов японской фирмы " RINNAI " и немецкой компании "Viessmann" предусматривает работу оборудования в условиях нестабильной подачи энергии.

						лист
						12
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ	

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА СТ. №2 БКЗ 210-140Ф ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-2 ПУТЕМ ЗАМЕНЫ ТРУБ ВЕНТУРИ

4.1 Технические характеристики котла БКЗ 210-140Ф

Котел БКЗ-210-140Ф однобарабанный, вертикальный, водотрубный с естественной циркуляцией, двух ступенчатым испарением, с выносными циклонами, с факельным сжиганием твердого топлива имеет следующую характеристику, представленную в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристика котла БКЗ-210-140Ф

Наименование величин	Величина
Тип котла	БКЗ-210-140Ф
Обозначения котла по ГОСТу	Е-210/140 Н
Паровая производительность	210 т/час
Тепловая производительность	124,6 Гкал/час
Давление в барабане котлов ст. №1-3	155 кгс/см ²
Давление в барабане котла ст. №4	152 кгс/см ²
Давление в барабане котлов ст. №5-9	156 кгс/см ²
Давление на выходе из котла	130 кгс/см ²
Температура перегретого пара	550 ⁰ С ± 5 ⁰ С
Температура питательной воды	230 ⁰ С
Объем котла	
Паровой	32 м ³
Водяной	62 м ³
При полном заполнении водой	100 м ³

Котел имеет один сварной барабан внутренним диаметром 1600 мм, с толщиной стенки 112 мм, выполненный из стали 16ГНМА. Длина цилиндрической части барабана 11301 мм. Для получения качественного пара в котле применена схема двухступенчатого испарения и соответствующие сепарационные устройства с барботажной промывкой пара питательной водой.

Сепарационные устройства первой ступени испарения расположены непосредственно в барабане котла.

Питательная вода из водяного экономайзера по 13 трубам 60x5,5 (сталь 20) поступает в питательные короба барабана, 50% ее через отверстия в коробах направляется на промывочные листы, протекает по ним и сливается в водяной объем барабана. Остальные 50% питательной воды из питательных коробов сливаются непосредственно в водяной объем барабана помимо промывочных листов.

Пароводяная смесь из экранной системы котла поступает в распределительные короба, расположенные в барабане, откуда направляется во внутрибарабанные циклоны. Вода, отсепарированная в циклонах, сливается в водяной объем барабана. Пар, поднимаясь вверх, проходит через слой питательной воды, текущей по промывочным листам.

Далее через пароприемный дырчатый щит, который обеспечивает равномерную по длине барабана работу парового объема, пар направляется в пароперегреватель котла.

Внизу барабана над опускаемыми трубами находятся антикавитационные решетки. Для ввода в котловую воду фосфатов внутри барабана имеется перфорированная труба. Для обеспечения равномерного прогрева барабана при растопках котла предусмотрен паровой разогрев барабана от постороннего источника насыщения паром давлением 40-150 кгс/см².

Средний уровень воды в барабане на 200 мм ниже геометрической оси барабана. Допустимые отклонения уровня от среднего при нормальной работе котла не должны превышать ± 50 мм. Для слива избытков воды в барабане установлена труба аварийного слива.

Сепарационными устройствами второй ступени испарения являются выносные паросепарационные циклоны 426x36 (сталь 20). Во вторую ступень испарения включены средние боковые блоки топки.

Выносной циклон состоит из улиточного ввода и двух цилиндрических участков. Пароводяная смесь из верхних камер средних боковых блоков топки подводится к улитке. В циклоне вода, отжатая к стенке, стекает вниз, а пар проходит вверх через дырчатый пароприемный потолок и по трубам 133x10 (сталь 20) направляется в паровой объем барабана. Для предотвращения попадания пара в опускающую систему циркуляционного контура в нижней части циклона установлена крестовина, ликвидирующая вращение воды и образование воронок над входом в опускаемые трубы.

Подвод питательной воды от барабана к циклонам осуществлен трубами 133x10 (сталь 20).

Для ликвидации перетоков солесодержания на котле предусмотрена линия перекрестка котловой воды из левого циклона в правую среднюю секцию бокового экрана и наоборот.

На котле предусмотрена линия снижения кратности солесодержания, которая соединяет левый блок циклонов с нижней камерой левого среднего заднего блока топки и используется по указанию химцеха.

Регулируемой величиной является уровень воды в барабане. Средний уровень воды должен поддерживаться постоянным при изменении нагрузки. Допускаемые отклонения уровня от среднего, при которых гарантируется нормальная работа котла без ухудшения качества пара и по условиям надежности циркуляции, не должны превышать ± 50 мм. Барабан оборудован двумя водоуказательными колонками. Кроме того, для контроля за уровнем воды (предотвращения заброса ее в пароперегреватель), предусмотрена установка в барабане третьей верхней колонки. Для обеспечения равномерного подогрева барабана при растопках предусмотрен его паровой обогрев насыщенным паром от работающих котлов.

Снижение уровня ниже видимой части водомерного стекла, установленного на барабане котла, считается "упуском" воды, а превышение его верхней видимой части - "перепиткой". Расстояние между этими критическими отметками составляет ≈ 175 мм.

									лист
									14
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ				

4.2 Принципиальная тепловая схема котла БКЗ 210-140Ф

Принципиальная тепловая схема БКЗ 210-140Ф представлена на рисунке 2.

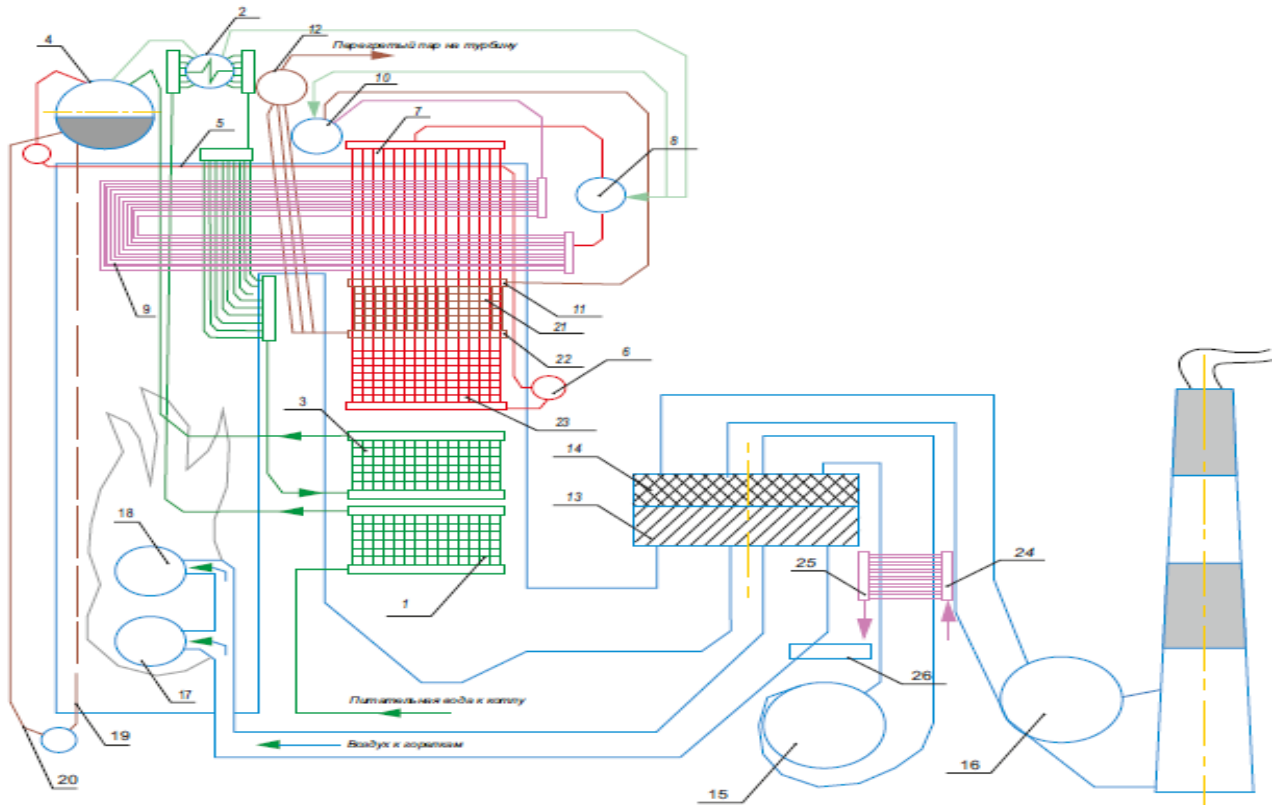


Рисунок 2 - Принципиальная тепловая схема БКЗ 210-140Ф :

- 1- экономайзер первой ступени; 2 - установка собственного конденсата;
- 3 - экономайзер второй; 4 - барабан; 5 – потолочный пароперегреватель;
- 6 - входной коллектор; 7 – выходной коллектор; 8 - камеры впрыска 1 ст.;
- 9 - ширмовый пароперегреватель; 10 – камеры впрыска 2 ст.; 11 – входной коллектор п/п; 12 – паросборная камера; 13,14 – пакеты воздухоподогревателя;
- 15 – дутьевой вентилятор; 16 – дымосос; 17 – нижние горелки; 18 – верхние горелки; 19 – экранные трубы; 20 – опускные трубы; 21 – пакет «горячего» пароперегревателя; 22 – выходная камера «горячего» пароперегревателя;
- 23 – пакет «холодного» пароперегревателя; 24 – подача пара на калорифер; 25 – сброс конденсата с калорифера

4.3 Тепловой расчет котла БКЗ 210-140Ф

Котлоагрегаты типа БКЗ-210-140 изготавливаются Барнаульским котельным заводом и имеют следующие параметры:

- Паропроизводительность котла $D=210$ т/ч
- Давление пара в барабане $P_o = 159 \text{ атм}$
- Давление пара на выходе $P_{nn} = 140 \text{ атм}$
- Температура перегретого пара $t_{nn} = 560^\circ\text{C}$

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2017.957.12 ПЗ

лист

15

- Температура питательной воды $t_{не} = 230^{\circ}\text{C}$

Майкубенский буроугольный бассейн, включающий Шоптыкольское, Сарыкольское и Талдыкольские месторождения известен с начала XIX века. С 1941 г. на Шоптыкольском месторождении ведётся разработка угля небольшим карьером для местных нужд, а с 1987 г. крупным разрезом Майкубенским проектной мощностью 20 млн.т/год. Добыча угля в 2006 г. составила 5,4 млн.т. Планом развития разреза предусматривается наращивание добычи до 8,5 млн.т. к 2010 г.

На ТЭС Урала сжигаются угли (экибастузский, челябинский, богословский, кузнецкие) с низкими или средними шлакующими свойствами.

Шлакующие свойства майкубенского угля поставки с $Ad \geq 22,0 \%$ по совокупности показателей можно характеризовать как средние, а более низкой зольности как высокие. При сжигании угля с $Ad=13,0 \%$ наличие и интенсивность образования железистых отложений в значительной мере будет определяться состоянием и оптимальностью эксплуатации оборудования. Майкубенский уголь с $Ad \geq 22,0$ обладает наиболее благоприятными шлакующими свойствами по сравнению с другими исследованными ранее бурными углями бывшего СССР.

Средние показатели качества сожжённого угля опытной партии: $Wt_r = 20,8 \%$; $Ad = 25,0 \%$; $Q_{i,r} = 3970$ ккал/кг; $St_d = 0,54 \%$; $V_{daf} = 42,0 \%$; $t_{шл} = 1025^{\circ}\text{C}$; коэффициент размолоспособности $K_{лo}$ ВТИ=1,29; показатель истирания (абразивности) $A = 9,3-15,9$. Элементный состав для угля средней зольности $Ad=25,0 \%$: $C_{daf} = 72,7 \%$; $H_{daf} = 5,2 \%$; $S_{daf} = 0,65 \%$; $N_{daf} = 1,0 \%$

Топочный процесс при сжигании майкубенского угля характеризуется ранним воспламенением, устойчивым положением факела и лучшим выгоранием ($C_{г\ ун} = 0,3-1,2 \%$; $C_{г\ шл} = 0,3-1,6 \%$; $q_4 = 0,14-0,74 \%$) по сравнению с челябинским углём ($C_{г\ ун} = 0,8-2,5 \%$; $C_{г\ шл} = 0,5-4,3 \%$; $q_4 = 0,85-1,86 \%$)

Экспериментально измеренные концентрации SO_2 и NO_x в продуктах сгорания при сжигании майкубенского угля приведённые к нормальным условиям ($\alpha=1,4$) составляют: NO_x пр=310-480 мг/нм³, SO_2 пр=770-1185 мг/нм³.

Расчет объемов продуктов сгорания по газоходам представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Объемы продуктов сгорания

Наименование величин	Формула	$r = 0$		
		Топка, пароперегреватель, экономайзер	Воздухоподогреватель	
			Горячая часть	Холодная часть
1	2	3	4	5
Коэффициент избытка воздуха за газоходами	α'	1,1	1,2	1,3
Коэффициент избытка воздуха средний	α_{cp}	1,1	1,15	1,25

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5
Объем водяных паров, $\frac{м^3}{м^3}$	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \times (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0$	2,155	2,163	2,178
Объем дымовых газов, $\frac{м^3}{м^3}$	$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0$	11,591	12,072	13,032
Объемные доли трехатомных газов	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_2}$	0,0864	0,0829	0,0768
Объемные доли водяных паров	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_2}$	0,186	0,179	0,167
Суммарные объемные доли	$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}$	0,272	0,262	0,244

Энтальпия продуктов сгорания между поверхностями нагрева представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Энтальпия продуктов сгорания

$t^{\circ}C$	$I_2^0, \frac{ккал}{нм}$	$I_6^0, \frac{ккал}{нм}$	$I = I_2^0 + (\alpha - 1) \cdot I_6^0, \frac{ккал}{м^3}$					
			$\alpha_m = 1,1$		$\alpha_{en}^{24} = 1,2$		$\alpha_{en}^{24} = 1,3$	
			I_2	ΔI	I_2	ΔI	I_2	ΔI
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2100	8945	7295	9675					
1900	7996	6539	8650	1025				
1700	7057	5793	7636	1014				
1500	6131	5056	6637	999				
1300	5220	4319	5652	985				
1100	4335	3600	4695	957				
1000	3903	3241	4227	468				
900	3470	2892	3759	468				
800	3045	2552	3300	459				
700	2628	2211	2849	451				
600	2224	1873	2411	438				
500	1832	1544	1986	425	2141			
400	1447	1223	1569	417	1692	449		
300	1071	909	1162	407	1253	439	1344	
200	707	601	767	395	827	426	887	457
100	350	299	380	387	410	417	440	447

Расчет энтальпий продуктов сгорания необходим для определения тепловосприятности поверхностей нагрева и изменения теплосодержания газового потока. При теплотехнических расчетах принято удельную энтальпию продуктов сгорания, как и удельные объемы, определять для объема газов, получившегося при сгорании 1 кг или 1 м³ топлива. Обычно это значение энтальпии обозначают буквой I и выражают в кДж/кг или кДж/м³. Так как теплоемкости газов в составе продуктов сгорания различны, то энтальпии компонентов дымовых газов подсчитывают отдельно.

Энтальпия продуктов сгорания (кДж/кг, кДж/м³) 1 кг твердого, жидкого или 1 м³ газообразного топлива определяется как сумма энтальпий продуктов сгорания I газа, избыточного воздуха I воздуха и золы I золы

При проведении конструкторских и поверочных расчетов котельных агрегатов, а также при обработке результатов испытаний необходимо знать энтальпии продуктов сгорания. Так как теплоемкости газов различны, то энтальпии компонентов дымовых газов следует подсчитывать отдельно.

Показатели теплового баланса представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Тепловой баланс

Расчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Располагаемое тепло топлива	Q_n^p	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}$	8480
Температура холодного воздуха	$t_{х.в.}$	°С	30
Энтальпия холодного воздуха	$I_{х.в.}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}$	179,1
Температура уходящих газов	t_{yx}	°С	140
Энтальпия уходящих газов	I_{yx}	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}$	587
Потеря тепла от химического недожега	q3	%	0
Потеря тепла от механического недожега	q4	%	0,27
Потеря тепла в окружающую среду	q5	%	0,75
Потеря с теплом шлака	q6	%	0,03
Потеря тепла с уходящими газами	$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{хв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	6,5
Сумма тепловых потерь	$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$	%	9,05
КПД котлоагрегата	$\eta_{ка} = 100 - \Sigma q$	%	92,45

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4
Давление за КА	$R_{пп}$	кгс/см ²	140
Температура перегретого пара	$t_{пп}$	°С	560
Энтальпия перегретого пара	$i_{п}$	ккал/кг	855
Температура воды на входе	$t_{пв}$	°С	230
Энтальпия питательной воды	$i_{пв}$	ккал/кг	237,1
Полезно используемое в КА тепло	$Q_{ка} = D \cdot (i_{пн} - i_{пв})$	ккал/ч	$129,8 \cdot 10^6$
Полный расход топлива	$B_{к} = \frac{Q_{ка} \cdot 100}{Q_{р}^p \cdot \eta_{ка}}$	т/ч	31,2
Расчетный расход топлива	$B_{р} = B_{к} \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	т/ч	31,2
Коэффициент сохранения тепла	$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100}$	-	0,9925

Конструктивный расчет топки представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Конструктивный расчет топки

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Температура газов на выходе из топки	t_T'' (принимаем)	°С	1200
Температура горячего воздуха	$T_{гв}$ (выбираем)	°С	232
Энтальпия горячего воздуха	$I_{гв}^0$	ккал/м ³	699,5
Тепло вносимое воздухом в топку	$Q_{гв} = \alpha_m \cdot I_{гв}^0$	ккал/м ³	769,45
Полезное тепловыделение в топке	$Q_m = Q_p'' \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_{гв}$	ккал/м ³	9207
Энтальпия продуктов сгорания в топке при отсутствии теплообмена с окружающей средой	$I_T = Q_T$	ккал/м ³	9207
Теоретическая температура горения	T_a	К	2055
Энтальпия газов на выходе из топки	I_m''	ккал/м ³	5173
Тепло, переданное излучением в топке	$Q_l^m = \varphi \cdot (Q_m - I_m'')$	ккал/м ³	5120
Относительный уровень расположения горелок	$X_T = \frac{h_T}{H_T}$	-	0,2

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi_{cp} = \frac{\sum \psi_i \cdot F_i}{\sum F_i}$	-	0,54
Шаг трубы	S1	мм	65
Наружный диаметр труб	d1	мм	60
Наружный диаметр топочных труб	d2	мм	32
Угловой коэффициент	X1(S/d1)	-	0,99
Угловой коэффициент потолка	X2(S/d2)	-	0,98
Коэффициент загрязнения	p	-	0,65
Коэффициент тепловой эффективности труб	$\psi = x_1 \rho$	-	0,645
Коэффициент тепловой эффективности потолка	$\psi_2 = x_{21} \rho$	-	0,639
Объем топочной камеры	$V_T^{\min} = \frac{B_p \cdot Q_n^p}{q_v}$	м3	440
Удельная паропроизводительность КА	Дуд (табл.13)	т/ч·м	22
Ширина топки	a=D/Дуд	м	9,55
Глубина топки	b=6·da	м	6,6
Высота топки	hг=Vг/a·b	м	7,0
Площадь стенки	Fст	м2	650
Эффективная толщина излучающего слоя	S=3,6Vг/Fст	м	1,66
Коэффициент зависящий от теплового напряжения	$K_z = \left(\frac{0,78 + 1,6 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{p^n \cdot S}} - 0,1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot \frac{T_m''}{1000} \right) \cdot r_n$	см2/кг·м	0,134
Коэффициент ослабления	m	-	0,24
Суммарный коэффициент ослабления	K=Kг+Kс	1/м·ата	0,35
Степень черноты факела	$a_\phi = m \cdot \alpha_{св} + (1 - m) \cdot \alpha_z$	-	0,281
Степень черноты при заполнении топки трехатомным газом	$\alpha_z = 1 - e^{-K^{nc} p S}$	-	0,3
Степень черноты топки	$a_m = \frac{Q_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \psi}$	-	0,42
Площадь стенки	Fст	м2	1078

Окончание таблицы 4.5

1	2	3	4
Температура газов на выходе из топки	$t_T'' = \frac{T_a}{M \left(\frac{4,9 \cdot 10^{-8} \cdot \varphi_{ср} \cdot F_{ср} \cdot a_m \cdot T_a^3}{\varphi_{Вр} \cdot V_{ср}} \right)^{0,6} + 1} - 273$	°C	1035
Энтальпия газов на выходе из топки	I_m''	ккал/м3	4054
Расчетный коэффициент	$M=0,54-0,2 \cdot X_{г}$	-	0,46
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания	$V_c = \frac{Q_m - I_m''}{t_a - t_m}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$	4,86

Расчет ширмового перегревателя представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет ширмового перегревателя

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб ширм	d*s	мм	32*4
Поперечный шаг труб	S1	мм	560
Продольный шаг труб	S2	мм	38
Кол-во ширм	N=a/S1	-	16
Сечение для прохода газа	F _г	м2	75,1
Сечение для прохода пара	F _п	м2	0,0579
Высота газохода на входе/выходе	b1,b2	м	8,6;4
Поверхность нагрева ширм	Нш	м2	450
Поверхность входного окна в объеме ширм	Нвх=a·b1	м2	82
Дополнительные поверхности	Ндоп	м2	15
Лучевоспринимающая поверхность	Ншл	м2	78
Дополнительные лучевоспринимающие поверхности	Нл доп	м2	4
Коэфф. распределения тепловосприятости по высоте топки	Табл.4.10 (2)	-	0,8
Коэфф. Учитывающий взаимный т/обмен между топкой и ширмой	β	-	0,6
Угловой коэффициент	φш	-	0,15
Температура газов на входе	t'	°C	1035
Энтальпия газов на входе	i'	ккал/м3	4390

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4
Лучистое тепло	$Q_{\text{лвх}} = \frac{q_{\text{л}} \cdot H_{\text{л}}}{B_p}$	ккал/м3	317
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = \frac{1,8}{\frac{1}{a} + \frac{1}{b} + \frac{1}{c}}$	м	0,666
Произведение	$p_n \cdot S = p \cdot r_n \cdot S$	мкгс/см	0,187
Оптическая толщина	$kps = k_z \cdot r_n \cdot ps$	-	0,224
Степень черноты	a	-	0,19
Теплоизлучение из топки и ширмы на пов-ть нагрева	Qл вых	ккал/м3	91,4
Температура газа на выходе	t''	°С	945
Средняя температура в ширмах	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	1060
Тепло, полученное излучением, включая доп. пов-ти	Qш+доп = Qл вх- Qл вых	ккал/м3	226
Тепловосприятие топочных экранов	Qэкр= Qл- Qл вх	ккал/м3	4673
Прирост энтальпии пара в экранах	$\Delta i = \frac{(Q_{\text{экр}}) \cdot B_p}{D}$	ккал/м3	330
Энтальпия газов на выходе	Г''	ккал/м3	3969
Тепловосприятие ширм по балансу	$Q_{\text{ш}} = \varphi(i' - i'')$	ккал/м3	663
В том числе собственно ширм доп. пов-тей	Qбш Qбдоп	ккал/м3	620 43
Расход конденсата На первый впрыск На второй впрыск	$D_{\text{впр1}}$ $D_{\text{впр2}}$	т/ч	12 11
Температура пара на входе	tп'	°С	404
Энтальпия пара на входе	i_n'	ккал/м3	712,3
Температура пара на выходе	tп''	°С	499
Энтальпия пара на выходе	i_n''	ккал/м3	790,3
Прирост энтальпии пара в ширмах	$\Delta i = \frac{(Q_{\text{ш}} - Q_{\text{л}}) \cdot B_p}{D - D_{\text{впр2}}}$	ккал/м3	78
Средняя температура пара	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	451,5
Температурный напор	$\Delta t = t_{\text{сп}} - t'_{\text{сп}}$	°С	608,5
Средняя скорость газов	$w_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_z \cdot 273}$	м/с	3,1
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_{\text{ф}} \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	18
Коэффициент загрязнения	s	$\frac{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}{\text{ккал}}$	0,006

Окончание таблицы 4.6

1	2	3	4
Температура поверхности загрязнения	$t_3 = t + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_6 \cdot B_p}{H}$	°С	685
Коэффициент использования	ϵ	-	0,78
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_{л} = a \cdot \alpha_n \cdot C_2$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	43,78
Коэффициент теплоотдачи от газа к стенке	α_1	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	53
Тепловосприятие ширм по уравнению теплообмена	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м3	624
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1}{1 + \left(1 + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	33,8

Расчет конвективного пароперегревателя I-ой ступени представлен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет конвективного пароперегревателя I-ой ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d*s	мм	32*4
Поперечный шаг труб	S1	мм	80
Продольный шаг труб	S2	мм	59
Эффективная толщина излучающего слоя	выбираем	м	0,1403
Сечение для прохода газа	Fг	м2	32,3
Сечение для прохода пара	Fп	м2	0,074
Длина трубы	l	мм	50000
Поверхность нагрева	Нш	м2	755
Снижение энтальпии за счет I впрыска	$\Delta i_{впр}$	ккал/кг	25,1
Температура пара на входе	tп'	°С	499
Энтальпия пара на входе	i_n'	ккал/м3	790,3
Температура газов на входе	t'	°С	945
Энтальпия газов на входе	i'	ккал/м3	3969

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4
Температура газов на выходе	t''	°C	776
Энтальпия газов на выходе	i''	ккал/м ³	3191
Тепло отданное газами	$Q_{\delta} = \varphi(i' - i'')$	ккал/м ³	824
Тепловосприятие выходной ступени	Qбп	ккал/м ³	797
Тепловосприятие доп пов-тей	Qбдоп=Qб-Qбп	ккал/м ³	27
Прирост энтальпии	$\Delta i = \frac{(Q_{\delta n}) \cdot B_p}{D}$	ккал/м ³	83,5
Температура пара на выходе	$t_{п''}$	°C	537
Энтальпия пара на выходе	i_n'	ккал/м ³	848,7
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°C	860
Средняя температура пара	$t = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°C	518
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°C	357
Скорость газов	$w_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_z \cdot 273}$	м/с	5,8
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_{\phi} \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	48
Средний объем пара	v(по табл ххv)	м ³ /кг	0,0213
Средняя скорость пара	$w_n = \frac{(D - D_{\text{внп}}) \cdot v}{3600 \cdot f_n}$	м/с	15,88
Коэффициент загрязнения	s	$\frac{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}{\text{ккал}}$	0,0035
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,844
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	$\alpha_z = C_d \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	2646
Температура поверхности загрязнения	$t_3 = t + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_{\delta} \cdot B_p}{H}$	°C	558
Произведение	$p_n \cdot S = p \cdot r_n \cdot S$	мкгс/см	0,037
Коэффициент ослабления лучей	кг	-	3,0
Оптическая толщина	$kps = k_z \cdot r_n \cdot ps$	-	0,113

Окончание таблицы 4.7

1	2	3	4
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_n = a \cdot \alpha_n \cdot C_2$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	16,6
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1 + \alpha_k}{1 + \left(1 + \frac{1}{\alpha_2}\right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	43,5
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м3	825
Отношение тепловосприятий	$(Q_{\text{ТП}}/Q_{\text{БП}})100$	%	103,5

Расчет конвективного пароперегревателя II-ой ступени представлен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет конвективного пароперегревателя II-ой ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d*s	мм	32*5
Поперечный шаг труб	S1	мм	80
Продольный шаг труб	S2	мм	86
Тип пучка	По чертежу	-	корид
Сечение для прохода газа	Fг	м2	23,9
Сечение для прохода пара	Fп	м2	0,09
Эффективная толщина излучающего слоя	S	м	0,219
Поверхность нагрева	Нш=П·d·l·n	м2	350
Снижение энтальпии за счет I впрыска	$\Delta i_{\text{впр}}$	ккал/кг	25,1
Температура пара на входе	tп'	°C	537
Энтальпия пара на входе	i_n'	ккал/м3	818,7
Температура газов на входе	t'	°C	776
Энтальпия газов на входе	i'	ккал/м3	3191
Температура газов на выходе	t''	°C	724
Энтальпия газов на выходе	i''	ккал/м3	2957
Тепло отданное газами	$Q_o = \varphi(i' - i'')$	ккал/м3	240
Тепловосприятие выходной ступени	Qбп	ккал/м3	230
Тепловосприятие доп пов-тей	Qдоп=Qб-Qбп	ккал/м3	10

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4
Прирост энтальпии	$\Delta i = \frac{(Q_{\delta n}) \cdot B_p}{D}$	ккал/м ³	16
Температура пара на выходе	тп''	°С	560
Энтальпия пара на выходе	i_n''	ккал/м ³	834,7
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	750
Средняя температура пара	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°С	548
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t_n'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t_n'' - t_n')}}}$	°С	202
Скорость газов	$w_g = \frac{B_p \cdot V_g \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_g \cdot 273}$	м/с	7,8
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_{\phi} \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	57,5
Средний объем пара	v(по табл ххv)	м ³ /кг	0,0275
Средняя скорость пара	$w_n = \frac{(D - D_{\text{впр}}) \cdot v}{3600 \cdot f_n}$	м/с	16,65
Коэффициент загрязнения	s	$\frac{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}{\text{ккал}}$	0,0033
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	2,69
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	$\alpha_z = C_d \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	2450
Температура поверхности загрязнения	$t_3 = t + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_{\delta} \cdot B_p}{H}$	°С	580
Произведение	$p_n \cdot S = p \cdot r_n \cdot S$	мкгс/см	0,059
Коэффициент ослабления лучей	кг	-	2,8
Оптическая толщина	$kps = k_z \cdot r_n \cdot ps$	-	0,165
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_n = a \cdot \alpha_n \cdot C_z$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	21,15
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1 + \alpha_k}{1 + \left(1 + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	46
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м ³	231

Окончание таблицы 4.8

1	2	3	4
Отношение тепловосприятий	$(Q_{тп}/Q_{бп})100$	%	100,4
Дополнительная пов-ть нагрева	Ндоп	м2	16
Тепловосприятие дополнительных пов-тей нагрева	$Q_{модо} = \frac{H_{дон} \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м3	10,6
Отношение тепловосприятий	$(Q_{тдоп}/Q_{бдоп})100$	%	106

Расчет конвективного пароперегревателя III-ой ступени представлен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Расчет конвективного пароперегревателя III-ой ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d*s	мм	32*4
Поперечный шаг труб	S1	мм	80
Продольный шаг труб	S2	мм	63
Тип пучка	По чертежу	-	корид
Сечение для прохода газа	Fг	м2	22,4
Сечение для прохода пара	Fп	м2	0,127
Эффективная толщина излучающего слоя	S	м	0,151
Поверхность нагрева	Нш=П·d·l·n	м2	574
Снижение энтальпии за счет I впрыска	$\Delta i_{впр}$	ккал/кг	25,1
Температура пара на входе	tп'	°C	373
Энтальпия пара на входе	i_n'	ккал/м3	675,7
Температура газов на входе	t'	°C	724
Энтальпия газов на входе	i'	ккал/м3	2957
Температура газов на выходе	t''	°C	606
Энтальпия газов на выходе	i''	ккал/м3	2420
Тепло отданное газами	$Q_o = \phi(i' - i'')$	ккал/м3	565
Тепловосприятие выходной ступени	Qбп	ккал/м3	495
Тепловосприятие доп пов-тей	Qбдоп=Qб-Qбп	ккал/м3	70
Прирост энтальпии	$\Delta i = \frac{(Q_{он}) \cdot B_p}{D - D_{впрI}}$	ккал/м3	36,8

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2017.957.12 ПЗ

лист

27

Продолжение таблицы 4.9

1	2	3	4
Температура пара на выходе	$t_{п''}$	°С	404
Энтальпия пара на выходе	i_n'	ккал/м ³	712,5
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	665
Средняя температура пара	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°С	388
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t_n'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t_n'' - t_n')}}}$	°С	274
Скорость газов	$w_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_2 \cdot 273}$	м/с	7,2
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_\phi \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	54
Средний объем пара	v (по табл ххv)	м ³ /кг	0,0147
Средняя скорость пара	$w_n = \frac{(D - D_{\text{enp}}) \cdot v}{3600 \cdot f_n}$	м/с	6,0
Коэффициент загрязнения	s	$\frac{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}{\text{ккал}}$	0,0033
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,97
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	$\alpha_z = C_d \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	2240
Температура поверхности загрязнения	$t_3 = t + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_0 \cdot B_p}{H}$	°С	460
Произведение	$p_n \cdot S = p \cdot r_n \cdot S$	мкгс/см	0,04
Коэффициент ослабления лучей	кг	-	3,2
Оптическая толщина	$kps = k_z \cdot r_n \cdot ps$	-	0,165
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l = a \cdot \alpha_n \cdot C_z$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	12,8
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1 + \alpha_k}{1 + \left(1 + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	43,2
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м ³	490

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4
Отношение тепловосприятий	$(Q_{тп}/Q_{бп})100$	%	98,5
Дополнительная пов-ть нагрева	Ндоп	м2	62
Тепловосприятие дополнительных пов-тей нагрева	$Q_{мддо} = \frac{H_{дон} \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м3	70,08
Отношение тепловосприятий	$(Q_{тдоп}/Q_{бдоп})100$	%	100,1

Расчет конвективного потолочного пароперегревателя в поворотной камере представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет конвективного потолочного пароперегревателя в поворотной камере

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d*s	мм	32*4
Поперечный шаг труб	S1	мм	3,85
Продольный шаг труб	S2	мм	7,75
Характер тока	принимаем	-	прямот
Сечение для прохода пара	Fп	м2	0,107
Поверхность нагрева	Нш=Π·d·l·n	м2	225
Температура пара на входе	tп'	°С	373
Энтальпия пара на входе	i _n '	ккал/м3	675,7
Температура газов на входе	t''	°С	606
Энтальпия газов на входе	i'	ккал/м3	2420
Температура газов на выходе	t'''	°С	588
Энтальпия газов на выходе	i''	ккал/м3	2360
Тепло отданное газами	$Q_{\sigma} = \varphi(i' - i'')$	ккал/м3	80,2
Тепловосприятие выходной ступени	Qбп	ккал/м3	74
Тепловосприятие доп пов-тей	Qбдоп=Qб-Qбп	ккал/м3	6,2
Прирост энтальпии	$\Delta i = \frac{(Q_{\sigma n}) \cdot B_p}{D - D_{\text{впл}}}$	ккал/м3	36,8
Температура пара на выходе	tп'''	°С	373
Энтальпия пара на выходе	i _n ''	ккал/м3	675,7

Ø 40x1,5 мм. Нижние кубы I-й ступени высотой 1,7 м являются съемными, их меняют по мере необходимости в результате повреждения труб низкотемпературной коррозией.

Расчет воздухоподогревателя I-й ступени представлен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет воздухоподогревателя I-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d*s	мм	40*1,5
Поперечный шаг труб	S1	мм	60
Продольный шаг труб	S2	мм	42
Тип пучка	принимаем	-	шахм
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	1,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,05
Скорость газов	$w_g = \frac{B_p \cdot V_g \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_g \cdot 273}$	м/с	10
Скорость воздуха в в/п	$w_a = \frac{B_p \cdot V_0 \cdot \left(\beta + \frac{\alpha}{2}\right)}{3,6 \cdot F_a \cdot 273}$	м/с	4,5
Температура воздуха на входе 1-ю ст	tв'	°С	120
Энтальпия воздуха на входе в 1-ю ст	i _г '	ккал/м ³	493
Температура воздуха на выходе	tв''	°С	245
Энтальпия воздуха на выходе	i _г ''	ккал/м ³	1018
Отношение количества воздуха на выходе из в/п к теоретически необходимому	$\beta_{en}'' = \alpha_m - \Delta\alpha_m + \alpha_I^{en}$	-	1
Тепловосприятие I-й ступени	$Q_o = \left(\beta_{en}^{cp} + \frac{\Delta\alpha_{гч}^{en}}{2}\right) \cdot (I_g'' - I_g''^0)$	ккал/м ³	434,4
Средняя температура воздуха	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	182,5
Энтальпия присоса	Ипрс	ккал/м ³	616,5
Кол-во тепла вносимое с присосом	Ипрс · Δα _{гч} ^{en}	ккал/м ³	18,5
Энтальпия газов на входе	i'	ккал/м ³	1102
Температура газов на входе	t'	°С	285

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4
Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны	$\alpha_2 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 14	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	21,33
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	$\alpha_2 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 13	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	53,2
Коэффициент теплопередачи	$K = e \cdot \frac{\alpha_k + \alpha_2}{\alpha_k \cdot \alpha_2}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	14,5
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°C	58,3
Поверхность нагрева	$H = \frac{Q_{\text{он1}} \cdot B_p}{K \cdot \Delta t}$	м2	10569
Сечение для прохода газа	$F_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_2 \cdot 273}$	м2	8
Средняя температура газа	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°C	212,5
Площадь сечения одной трубы для воздуха	$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$	м2	0,0011
Число параллельных труб	$Z = F_{\Gamma} / f$	шт	7450
Высота труб	$h_{\text{вп}} = H / 2 \Pi d_{\text{ср}}$	м	44037
Сечение для прохода в-ха	$F_6 = \frac{B_p \cdot V_6 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_6 \cdot 273}$	м2	12,2
Ширина газохода	a	м	5,6
Число труб в ряду пересекаемых воздухом	$z_1 = \frac{a - 2s_1}{s_1} + 1$	-	76
Высота проходного сечения по воздуху	$h' = \frac{F_6}{a - z_1 \cdot d_n}$	м	4,8
Число рядов труб пересекаемых воздухом	$Z_2 = Z / Z_1$	-	98
Глубина в/п	$B = S_2(z_2 - 1)$	м	4

Расчет водяного экономайзера I-й ступени представлен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет водяного экономайзера I-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d*s	мм	32*3,5
Поперечный шаг труб	S1	мм	75
Продольный шаг труб	S2	мм	46
Тип пучка	принимаем	-	шахм

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,34
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,437
Скорость газов	w_2 (задаемься)	м/с	6
Скорость воздуха в в/п	$w_6 = \frac{D \cdot V_{cp}}{3,6 \cdot F_6}$	м/с	0,8
Энтальпия газов на входе в 1-ю ст	i_2'	ккал/м3	1711
Энтальпия газов на выходе	i_2''	ккал/м3	1102
Кол-во тепла вносимое с присосом	$I_{прс} \cdot \Delta\alpha_{24}^{6n}$	ккал/м3	18,5
Тепловосприятие I-й ступени	$Q_6 = (I_6^{n0} - I_6^{i0}) + \Delta\alpha_{63} \cdot I_{прс}^0$	ккал/м3	533
Энтальпия воды на входе	$i' = i_{пв}$	ккал/м3	237,2
Температура воды на входе	t'	°С	230
Кол-во воды проходящей через в/э	$D_{вэ} = D + D_{вэ}$	т/ч	211,5
Энтальпия воды на выходе	i''	ккал/м3	272
Температура воды на выходе	t''	°С	252
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	326
Сечение для прохода газа	$F_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_2 \cdot 273}$	м2	19,7
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l = \alpha_n \cdot a \cdot C_2 \cdot \alpha_n$ по номограмме 19	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	3,2
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_2 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 13	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	44,93
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_k + \alpha_l}{1 + E(\alpha_k + \alpha_l)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	43,3
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2,3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	89,7
Поверхность нагрева	$H = \frac{Q_{631} \cdot B_p}{K \cdot \Delta t}$	м2	1468
Коэфф. загрязнения	E	-	0,0023
Число труб в ряду	z_1	шт	55
Площадь сечения одной трубы для воды	$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot z_1$	м2	0,1
Число труб	$Z = 2 z_1$	шт	7450
Высота труб	$h_{вп} = H / 2 \Pi дср$	м	44037
Ширина	a	м	5,6

Окончание таблицы 4.12

1	2	3	4
Высота проходного сечения	$h' = \frac{F_g}{a - z_1 \cdot d_n}$	м	4,8
Число рядов труб пересекаемых газами	$Z2=2Z1 Z$	шт	32
Температура газов на входе	t'	°С	367
Температура газов на выходе	t''	°С	285
Средний удельный объем	$v_{ср}$	м ³ /кг	0,00134

Расчет воздухоподогревателя II-й ступени представлен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Расчет воздухоподогревателя II-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	$d*s$	мм	40*1,5
Поперечный шаг труб	$S1$	мм	60
Продольный шаг труб	$S2$	мм	42
Тип пучка	принимаем	-	шахм
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	1,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,05
Скорость газов	$w_g = \frac{B_p \cdot V_g \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_g \cdot 273}$	м/с	11
Скорость воздуха в в/п	$w_a = \frac{B_p \cdot V_0 \cdot \left(\beta + \frac{\alpha}{2}\right)}{3,6 \cdot F_g \cdot 273}$	м/с	3,5
Температура воздуха на входе 2-ю ст	$t_{в'}$	°С	245
Энтальпия воздуха на входе в 2-ю ст	i_n'	ккал/м ³	1018
Температура воздуха на выходе	$t_{в''}$	°С	384
Энтальпия воздуха на выходе	i_g''	ккал/м ³	1504
Отношение количества воздуха на выходе из в/п к теоретически необходимому	$\beta_{en}'' = \alpha_m - \Delta\alpha_m$	-	0,99
Тепловосприятие II-й ступени	$Q_o = \left(\beta_{en}^{cp} + \frac{\Delta\alpha_{24}^{en}}{2}\right) \cdot (I_g'' - I_g^0)$	ккал/м ³	421,5
Средняя температура воздуха	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	314,5
Энтальпия присоса	$I_{прс}$	ккал/м ³	1073
Кол-во тепла вносимое с присосом	$I_{прс} \cdot \Delta\alpha_{24}^{en}$	ккал/м ³	32

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4
Энтальпия газов на входе	i'	ккал/м ³	1980
Температура газов на входе	t'	°С	464
Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны	$\alpha_2 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 14	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	15,26
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	$\alpha_6 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 13	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	48,1
Коэффициент теплопередачи	$K = e \cdot \frac{\alpha_\kappa + \alpha_2}{\alpha_\kappa \cdot \alpha_2}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	14,3
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	99,6
Поверхность нагрева	$H = \frac{Q_{\text{en1}} \cdot B_p}{K \cdot \Delta t}$	м ²	8620
Сечение для прохода газа	$F_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_2 \cdot 273}$	м ²	10,4
Средняя температура газа	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°С	415,5
Площадь сечения одной трубы для воздуха	$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$	м ²	0,001
Число параллельных труб	$Z = F_r / f$	шт	10400
Высота труб	$h_{\text{вп}} = H / 2 \Pi d_{\text{ср}}$	м	35916
Сечение для прохода в-ха	$F_6 = \frac{B_p \cdot V_6 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_6 \cdot 273}$	м ²	23,2
Ширина газохода	a	м	5,6
Число труб в ряду пересекаемых воздухом	$z_1 = \frac{a - 2s_1}{s_1} + 1$	-	76
высота проходного сечения по воздуху	$h' = \frac{F_6}{a - z_1 \cdot d_n}$	м	9
Число рядов труб пересекаемых воздухом	$Z_2 = Z / Z_1$	-	136
Глубина в/п	$B = S_2(z_2 - 1)$	м	5,67

Расчет водяного экономайзера II-й ступени представлен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет водяного экономайзера II -й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d*s	мм	32*3,4
Поперечный шаг труб	S1	мм	75
Продольный шаг труб	S2	мм	55

Продолжение таблицы 4.14

1	2	3	4
Тип пучка	принимаем	-	шахм
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,34
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,719
Скорость газов	w_z (задаем)	м/с	6,1
Скорость воздуха в в/п	$w_e = \frac{D \cdot V_{cp}}{3,6 \cdot F_e}$	м/с	0,8
Энтальпия газов на входе в II -ю ст	i_2'	ккал/м ³	2805
Энтальпия газов на выходе	i_2''	ккал/м ³	1980
Кол-во тепла вносимое с присосом	$I_{прс} \cdot \Delta \alpha_{zч}^{en}$	ккал/м ³	32
Тепловосприятие II -й ступени	$Q_0 = (I_6'' - I_6'') + \Delta \alpha_{вз} \cdot I_{прс}^0$	ккал/м ³	638,3
Энтальпия воды на входе	$i' = i_{пв}$	ккал/м ³	237,2
Температура воды на входе	t'	°С	252
Кол-во воды проходящей через в/э	$D_{вэ} = D + D_{вэ}$	т/ч	211,5
Энтальпия воды на выходе	i''	ккал/м ³	314
Температура воды на выходе	t''	°С	292
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	535
Сечение для прохода газа	$F_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_z \cdot 273}$	м ²	21,3
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l = \alpha_n \cdot a \cdot C_z \cdot \alpha_n$ по номограмме 19	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	5,5
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_z = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 13	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	44,8
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_k + \alpha_l}{1 + E(\alpha_k + \alpha_l)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	45
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2,3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	260
Поверхность нагрева	$H = \frac{Q_{вз1} \cdot B_p}{K \cdot \Delta t}$	м ²	783
Коэфф. загрязнения	E	-	0,0025
Число труб в ряду	z_1	шт	112
Площадь сечения одной трубы для воды	$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot z_1$	м ²	0,11
Число труб	Z	шт	2

Окончание таблицы 4.14

1	2	3	4
Высота труб	$h_{вп} = H/2\Pi d_{ср}$	м	0,6
Ширина	a	м	5,6
Высота проходного сечения	$h' = \frac{F_6}{a - z_1 \cdot d_n}$	м	0,6
Число рядов труб пересекаемых газами	$Z_2 = 2Z_1 Z$	шт	12
Температура газов на входе	t'	°С	606
Температура газов на выходе	t''	°С	464
Средний удельный объем	$v_{ср}$	м ³ /кг	0,00128

Расчет невязки теплового баланса парогенератора осуществляется по формуле (4.1):

$$\Delta Q = Q_p^p \cdot \eta_{КА} - (Q_l^T + Q_{ш} + Q_{КППИ} + Q_{КППИ} + Q_{КППИ} + Q_n^p + Q_{ВЭI} + Q_{ВЭII}) \quad (4.1)$$

$$\Delta Q = 9071 \cdot 0,9343 - (4990 + 663 + 824 + 240 + 565 + 80,2 + 533 + 638,3) = 23,7$$

Относительная невязка теплового баланса (4.2):

$$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100 \quad (4.2)$$

$$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{23,7}{9071} \cdot 100 = 0,26\% , \quad \text{т.е.} \quad < 0,5\% , \quad \text{что допустимо.}$$

4.4 Аэродинамический расчет золоуловителя

Простейшим типом мокрого золоуловителя является центробежный скруббер. Главным отличием его от сухого инерционного золоуловителя является наличие на внутренней стенке стекающей пленки воды. Отсепарированная за счет центробежных сил зола лучше отводится из скруббера в бункер, при этом уменьшается вторичный захват зольных частиц со стенки газовым потоком. Характер зависимостей описывается такими же теоретическими формулами, как и для сухих инерционных золоуловителей.

Принцип работы мокрого золоуловителя с коагулятором Вентури заключается в следующем, в конфузоре коагулятора через форсунки подается орошающая вода, которая дополнительно распыляется скоростным газовым потоком на мелкие капли. Летучая зола при прохождении с дымовыми газами через коагулятор частично осажается на каплях и на его орошаемых стенках. Далее капли и неуловленные частицы золы поступают в корпус аппарата - центробежный скруббер, где дымовые газы освобождаются от капель и дополнительно очищаются от золы, по-

сле чего дымососом выбрасываются в атмосферу. Гидрозоловая пульпа сбрасывается через гидрозатвор в канал системы гидрозолоудаления (ГЗУ).

Улавливание золы в аппарате проходит две ступени: на орошаемых решетках за счет осаждения частиц золы и на внутренней орошаемой поверхности скруббера. Эффективность золоулавливания составляет 88...90%.

Недостатками золоуловителей являются следующие:

- возникновение отложений золы в прутковых пучках, что приводит к увеличению аэродинамического сопротивления и снижению нагрузки котла;
- повышенный расход воды для обеспечения нормального функционирования золоуловителя.

Уральским отделением Союзтехэнерго совместно с ВТИ разработаны и внедрены на многих электростанциях более эффективные мокрые золоуловители с коагуляторами Вентури. Основными достоинствами этих аппаратов являются стабильная степень очистки газов от золы, составляющая 94...96% при умеренном аэродинамическом сопротивлении (1300 -1500 Па), относительно небольшие капитальные и эксплуатационные затраты, а также возможность работы на оборотной воде.

Золоуловитель типа МВ, предназначенный для улавливания золы из дымовых газов котлов тепловых электростанций, сжигающих твердое топливо с содержанием окиси кальция в золе не более 15 %.

Принятые типоразмеры позволяют применять золоуловитель типа МВ для очистки газов в пределах их расхода 45 - 280 тыс. м³/ч.

В зависимости от объема дымовых газов, отходящих от котла, золоулавливающая установка может состоять из двух и более золоуловителей, параллельно включенных по ходу дымовых газов.

Золоуловитель характеризуется простотой конструкции, компактностью, надежностью в работе и стабильной эксплуатационной эффективностью очистки в пределах 96,0 - 97,5 %. Существенным достоинством его является возможность использования для улавливания золы весьма различной по дисперсному и физико-химическому составу [44].

Основным технологическим параметром трубы Вентури является скорость дымовых газов в горловине; она принимается равной 50 - 75 м/с и уточняется расчетом в зависимости от допустимого аэродинамического сопротивления установки и требуемой степени очистки газов. Скорость газов на входе в трубу и выходе из нее равна 20 м/с. Расход орошающей воды при избыточном давлении 294 - 392 кПа (3,0 - 4,0 кгс/см²) принимается равным 0,14 - 0,16 кг на 1 м³ газа при нормальных условиях.

В России внедрение аппаратов «Вентури-Скруббера» началось сравнительно недавно главным образом в металлургической промышленности - для очистки доменного газа, улавливания свинцовой пыли и др. Проведены не только стендовые, но и промышленные испытания этих установок. теоретической работой, а также внедрением этих аппаратов в промышленность в основном занимаются московские институты НИИОГАЗ, «Гипрогазоочистка», «Гинцветмет», УНИИХИМ, НИУИФ и др.

Золоуловитель типа МП-ВТИ (мокропрутковый конструкции Всесоюзного теплотехнического института им. Ф. Э. Дзержинского).

Основной недостаток используемого мокрого золоуловителя на ЧТЭЦ-2 высокое сопротивление, превышающее 2500 Па [42].

Поперечный разрез горловины золоуловителя ЧТЭЦ-2 представлена на рисунке 3

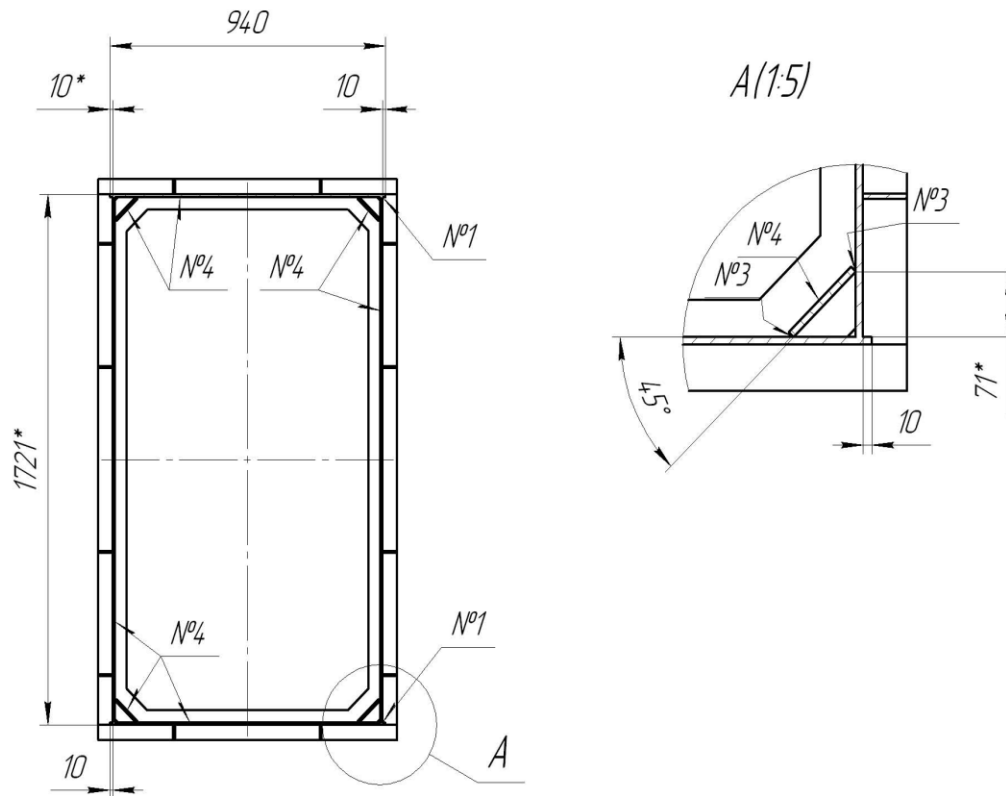


Рисунок 3 – Поперечный разрез горловины золоуловителя ЧТЭЦ-2

Аэродинамический расчет начинаю со сравнения показателя аэродинамического сопротивления действующего мокрого золоуловителя с круглым сечением и нового с прямоугольным сечением. Практическое использование золоуловителя связано с промышленными предприятиями, сжигающими уголь: электростанциями, отопительными котельными. Загрязненные золой дымовые газы, попадая в золоуловитель, очищаются от золы и через дымосос и дымовую трубу сбрасываются в атмосферу.

Рассчитаем количество газа, поступающего в трубы Вентури при рабочих условиях:

$$V_{вл} = V_{0,сух} \cdot \frac{101325 \cdot (273+t)}{273 \cdot (P_{бар} \pm P)} \cdot \left(1 + \frac{f}{0,804}\right), \quad (4.3)$$

где $V_{вл}$ – объемный расход влажного газа при рабочих условиях;
 $V_{0,сух}$ – объемный расход сухого газа при нормальных условиях;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

t – температура газа, $^{\circ}\text{C}$;

f – влажность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$P_{\text{бар}}$ - барометрическое давление, Па;

P – избыточное давление (разряжение) газа, Па.

$$V_{\text{вл}} = 125,27 \cdot \frac{101325 \cdot (273 + 400)}{273 \cdot (98658,5 - 2000)} \cdot \left(1 + \frac{0,01}{0,804}\right) = 327,7 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Приняв удельный расход воды $m = V_{\text{в}}/V_1 = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$, или $1 \text{ л}/\text{м}^3$, найдем общий расход воды на трубы Вентури по формуле (4.4):

$$V_{\text{е}} = m \cdot V_1 \quad (4.4)$$

$$V_{\text{е}} = 1 \cdot 125,27 = 0,327 \text{ л}/\text{с}$$

Рассчитаем аэродинамическое сопротивление скруббера Вентури, приняв давление воды $P_{\text{в}} = 300 \text{ Па}$ по формуле (4.5)

$$\Delta P = K_m - P_{\text{е}} \cdot m \quad (4.5)$$

$$\Delta P = 1689,247 - 300 \cdot 1 = 1389,247 \text{ Па}$$

Находим плотность газа при рабочих условиях на выходе из скруббера Вентури по формуле (4.6):

$$\rho_2 = \frac{(\rho_0 + f_2) \cdot 273 \cdot (P_{\text{бар}} - P - \Delta P)}{\left(1 + \frac{f_2}{0,804}\right) \cdot 101325 \cdot (273 + t_2)} \quad (4.6)$$

$$\rho_2 = \frac{(1,3 + 0,176) \cdot 273 \cdot (98658,5 - 2000 - 42940,67)}{\left(1 + \frac{0,176}{0,804}\right) \cdot 98658,5 \cdot (273 + 71,8)} = 1,353 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Определяем аэродинамическое сопротивление скруббера-каплеуловителя при $\xi_{\text{скр.к.у}} = 80$ по формуле (4.7):

$$\Delta P_{\text{скр.к.у.}} = \xi_{\text{скр.к.у.}} \cdot \left(\frac{v_{\text{скр.к.у.}}^2}{2}\right) \cdot \rho_2 \quad (4.7)$$

$$\Delta P_{\text{скр.к.у.}} = 80 \left(\frac{3,49^2}{2}\right) \cdot 0,353 = 172,383 \text{ Па}$$

Аэродинамическое сопротивление труб Вентури определяем по формуле (4.8):

$$\Delta P_{тв} = \Delta P - \Delta P_{\sigma} - \Delta P_{скр.к.у} \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{тв} = 1389,247 - 88,37 - 172,383 = 1128,494 \text{ Па};$$

Рассчитаем площадь входного сечения золоуловителя по формуле (4.9):

$$F_1 = a \cdot b \quad (4.9)$$

где a – высота горловины золоуловителя; m ; b – ширина горловины золоуловителя, m .

$$F_1 = 1,721 \cdot 0,940 = 1,62 \text{ м}^2$$

Общее аэродинамическое сопротивление золоуловителя Вентури, Па, рассчитывается по формуле (4.10):

$$\Delta P = (0,25 + 0,01 \cdot q \cdot u) \cdot 0,5 \cdot \rho \cdot u^2 + 1,35 \cdot \rho \cdot u_{\text{вх}}^2 \quad (4.10)$$

где ρ – плотность газа перед золоуловителем, $кг/м^3$;

u – скорость газа на выходе в золоуловитель, $м/с$;

$u_{\text{вх}}$ – скорость газа при входе в золоуловитель, $м/с$;

q – удельный расход воды на золоуловитель, $кг/м^3$.

$$\Delta P = (0,25 + 0,01 \cdot 6 \cdot 4,0) \cdot 0,5 \cdot 32,5 \cdot 4,0^2 + 1,35 \cdot 32,5 \cdot 5,5^2 = 1453 \text{ Па}$$

Следовательно аэродинамический расчет окончен т.к полученное значение соответствует минимальным значениям аэродинамического сопротивления.

возможности экономии за счет энергоэффективных товаров и услуг. Вводится запрет на производство и продажу ламп накаливания в 100 Вт и более, с 2013 года — ламп в 75 Вт, с 2014 года — ламп в 25 Вт. Должны проводиться энергообследования специальными организациями с целью составления мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности.

Для предприятий и индивидуальных предпринимателей, внедряющих энергосберегающие технологии, предусмотрен механизм бюджетного субсидирования, предоставления налоговых льгот и возмещение процентов по кредитам на реализацию проектов по внедрению технологий. Также, помимо вышеназванного закона, правительство РФ утвердило программу «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на период до 2020 г.». По программе предусматривается экономия газа в объеме 330 млрд куб. м, электроэнергии — 630 млрд кВт·ч, теплоэнергии — 1550 млн Гкал, нефтепродуктов — 17 млн тонн.

Энергосбережение в котельной - это комплекс мероприятий и условий для оптимизации всех процессов участвующих в формировании КПД не только котельной, но и всей системы отопления в целом. Основными направлениями в разделе "энергосбережение в котельных" можно условно поделить на следующие:

Теплогенератор (производство/выделение тепловой энергии) - КПД, автоматизация, работа в общей системе контроля и управления;

Распределение тепла (трубы, магистрали, балансировочные клапана, запорно-регулирующая арматура, фильтры) - теплотери, балансировка, развоздушивание, химводоподготовка, циркуляция;

Потребление тепла - управление балансом между необходимым и подаваемым теплом к потребителю. Система управления может быть построена как на управлении всей системой как единым теплопередающим устройством (1 контур), либо разбив систему на несколько температурных зон, а может быть и управляться каждым потребителем в отдельности.

В последние годы все большее внимание привлекают проблемы использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) для нужд энергоснабжения различных сельскохозяйственных, промышленных объектов. Актуальность и перспективность данного направления энергетики обусловлена двумя основными факторами: катастрофически тяжелым положением экологии и необходимостью поиска новых видов энергии. Традиционные топливно-энергетические ресурсы (уголь, нефть, газ и т.д.) при существующих темпах развития научно-технического прогресса, по оценкам ученых, иссякнут в ближайшие 100-150 лет. В последнее время первоочередное значение приобретают проблемы возникновения стойкой тенденции к росту стоимости энергии, а также огромная доля давления на окружающую среду, приходящаяся на энергоснабжение теперь нарушает природные процессы уже в широком масштабе.

Потенциальные возможности энергосбережения на предприятиях сходны, несмотря на различия в конструкциях промышленных установок и способах их эксплуатации. Комплекс работ по энергосбережению включает следующие меры:

1. Энергоаудит – работы по энергетическому обследованию предприятий;

										лист
										43
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ					

механики и автоматики в управление подстанций и регулирование параметров двигателей и агрегатов.

Контроль за изменением параметров энергоресурсов, так как изменение давления, температуры, влажности и т.д. может привести к ухудшению качества продукции и перерасходу энергоресурсов.

Мероприятия по усовершенствованию энергоиспользования.

Основные мероприятия состоят из:

1. Организационно-технических мероприятий.
2. Улучшение и внедрение машин и оборудования с повышенными по качеству энерготехнологическими параметрами.
3. Реконструкция и модернизация оборудования и технологий.
4. Повышение степени использования ВЭР (вторичных энергетических ресурсов).
5. Утилизация низкопотенциального тепла.

Вторичные топливно-энергетические ресурсы (ВЭР) – энергетический потенциал продукции, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), который теряется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения. Рациональное их использование является одним из крупнейших резервов экономии топлива, способствующих снижению топливо- и энергоемкости промышленной продукции. Потенциальные запасы ВЭР оцениваются более чем в 1000 млн. ГДж.

ВЭР могут быть востребованы непосредственно без изменения вида энергоносителя (для удовлетворения потребности в теплоте и топливе) или с изменением вида энергоносителя путем выработки тепла, электроэнергии, холода или механической работы в утилизационных установках.

Многие отрасли народного хозяйства располагают значительным резервом топливных и тепловых ВЭР, занимающих значительное место в их топливно-энергетическом балансе. Наибольшими тепловыми ВЭР располагают предприятия черной и цветной металлургии, химической, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, промышленности строительных материалов, газовой промышленности, тяжелого машиностроения.

Именно в этих отраслях широко используется теплота высокого, среднего и низкого потенциалов. Из почти 90% теплоты высокого потенциала (> 623 К): около 33% идет на плавку, 40% - на нагрев и около 20% - на обжиг руд и минерального сырья. Большая часть теплоты высокого потенциала обеспечивается за счет сжигания различных видов топлива непосредственно в технологических установках.

Поэтому одной из важнейших задач совершенствования любой отрасли является выявление резервов ВЭР, экономически и экологически обоснованное их использование для целей производства и удовлетворения нужд бытового потребления. Наряду с повышением эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, утилизация ВЭР позволяет снизить воздействие энергоснабжения и энергопотребления на окружающую среду. В частности, уменьшается выброс тепловых отходов (тепловое загрязнение), а также содержание вредных выбросов в продуктах сгорания.

Одно из основных направлений повышения эффективности производства и использование энергетических ресурсов в промышленности – увеличение единичной мощности агрегатов, концентрация производства и создание укрупнённых комбинированных технологических процессов. Особенно это эффективно для технологических процессов с большим выходом тепловых ВЭР, т.е. для предприятий химической, нефтеперерабатывающей, целлюлозно-бумажной и металлургической промышленности. Создание крупных комбинированных производств позволяет использовать ВЭР одних процессов для нужд других, входящих в общий комбинированный комплекс [7].

Развитие энергосберегающих и ресурсосберегающих технологий, помимо улучшения экономических и технических показателей работы агрегатов, будут также способствовать снижению экологической нагрузки на окружающую среду. Использование вторичных энергоресурсов стало одной из перспективных энергосберегающих технологий, получивших наиболее широкое развитие.

В зависимости от вида и параметров вторичные энергоресурсы используются в одном из следующих направлений.

Топливное – непосредственное использование горючих ВЭР в качестве котельно-печного топлива.

Тепловое – использование энергоносителей, вырабатываемых за счет ВЭР в утилизационных установках (УУ) или получаемых непосредственно как ВЭР, для обеспечения потребности в тепловой энергии. К этому направлению относится также получение искусственного холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках.

Электроэнергетическое – использование ВЭР с преобразованием энергоносителя для получения электроэнергии в газовых или паровых конденсационных турбоагрегатах.

Комбинированное – преобразование потенциала тепловых ВЭР для выработки в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу электро- и теплоэнергии.

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

6.1 Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов промышленных предприятий из дымовых труб

В настоящее время с увеличением мощностей промышленных объектов, концентрацией жилых и общественных зданий вопросы охраны окружающей среды приобретают исключительное значение.

Основным источником образования вредных веществ при работе котельной являются котлоагрегаты. При горении газа в атмосферу поступают следующие вредные вещества:

- окись углерода;
- окислы азота;
- сернистый ангидрид.

6.2 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ

При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания (CO_2 , H_2O , NO_2) в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (зола и сажа), а также токсичные газообразные вещества – серный и сернистый ангидрид (SO_2 , SO_3). Все продукты неполного сгорания являются вредными (CO , CH_4 , C_2H_6). Окислы азота вредно воздействуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьезных заболеваний, а также разрушающе действуют на оборудование и материалы, способствуют ухудшению видимости.

Окислы азота образуются за счет окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха, и содержатся в продуктах сгорания всех топлив. Условием окисления азота воздуха является диссоциация молекулы кислорода воздуха под воздействием высоких температур в топке. В результате реакции в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO_2 за счет доокисления NO требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе. В воде NO практически не растворяется. Очистка продуктов сгорания от NO и других окислов азота технически сложна и в большинстве случаев экономически нерентабельна. Вследствие этого, усилия направлены в основном на снижение образования окислов азота в топках котлов.

Радикальным способом снижения образования окислов азота является организация двух стадийного сжигания топлива, т. е. применение двухступенчатых горелочных устройств. Поэтому в первичную зону горения подается 50-70% необходимого для горения воздуха, остальная часть воздуха поступает во вторую зону, т.е. происходит дожигание продуктов неполного сгорания.

Снижение температуры подогрева воздуха и уменьшение избытка воздуха в топке тоже уменьшает образование окислов азота, как за счет снижения температурного уровня в топке, так и за счет уменьшения концентрации свободного кислорода.

									лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ					48

Защита воздушного бассейна от загрязнений регламентируется предельно допустимыми концентрациями вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов. Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредного вещества в воздухе является критерием санитарной оценки среды.

Под предельно допустимой концентрацией следует понимать такую концентрацию различных веществ и химических соединений, которая при ежедневном воздействии на организм человека не вызывает каких-либо патологических изменений или заболеваний. ПДК атмосферных загрязнений устанавливается в двух показателях: максимально-разовая и среднесуточная.

Для двуокиси азота (NO_2) – основного загрязняющего вещества при работе котельной на природном газе, предельно допустимая максимально-разовая концентрация равна $0,085 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная – $0,04 \text{ мг/м}^3$.

При одновременном совместном присутствии в выбросах веществ однонаправленного вредного действия их безразмерная суммарная концентрация не должна превышать 1 (6.1).

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \frac{C_3}{\text{ПДК}_3} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1, \quad (6.1)$$

где C_1, C_2, C_3, C_n – фактические концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м^3 .

$\text{ПДК}_1, \text{ПДК}_2, \text{ПДК}_3, \text{ПДК}_n$ – предельно допустимая концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м^3 .

Любые газы подлежат рассеиванию в атмосфере, даже если они не токсичны. Основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы. Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом, за счет чего концентрация вредных веществ на уровне дыхания снижается до нормативного значения. Основным фактором, влияющим на рассеивание токсичных веществ, является ветер.

Таким образом, предусмотренный проектом комплекс мероприятий по охране атмосферного воздуха включает:

- применение в качестве основного топлива природного газа – более экологически чистого вида топлива;
- установку достаточно высоких дымовых труб (расчет приведен ниже);
- оснащение котлоагрегатов приборами, регулирующими количество воздуха и процесс горения, что дает возможность контролировать процесс горения топлива.

Для максимального ослабления влияния на окружающее население производственных загрязнений атмосферного воздуха территория санитарно-защитной зоны должна быть благоустроена и озеленена. Озеленение производится газоустойчивыми породами деревьев и кустарников. Со стороны жилого массива ширина

полосы древесно-кустарниковых насаждений должна быть не менее 50 м, а при ширине зоны до 100 м - не менее 20 м.

6.3. Определение высоты дымовой трубы

Основные требования по вопросам выбросов вредных веществ, при сжигании природного газа, в настоящее время существенно ужесточились. Так, во многих регионах государственные надзорные органы по защите окружающей среды предписывают уменьшить вредные выбросы оксидов азота на действующих энергетических объектах до уровня, соответствующего нормам, установленным ГОСТ 29328-92.

Кроме того, необходимо обеспечить:

- Высокую надежность и безопасность работы ТЭЦ;
- Высокие экономические показатели;
- Маневренность.

Паровой котел БКЗ-210-140Ф работает на угле, поэтому основными токсичными выбросами, содержащимися в дымовых газах, являются оксиды серы и окислы азота.

Расчет дымовой трубы заключается в правильном выборе ее конструкции и подсчете высоты, обеспечивающей допустимую концентрацию вредных веществ в атмосфере.

Диаметр устья дымовой трубы D_o , м, определяется по формуле (6.2):

$$D_o = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V_g \cdot B}{N \cdot w_o}} \quad (6.2)$$

где N – число дымовых труб;

w_o – скорость дымовых газов в устье дымовой трубы, м/с

V_g – объемный расход дымовых газов, м³/с,

B – расчетный расход топлива на один котел, кг/с.

$$D_o = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{31,2 \cdot 13,032}{1 \cdot 25}} = 4,56 \text{ м}$$

В таблице 6.1 исходные данные для определения объема продуктов сгорания.

Таблица 6.1 – Исходные данные для определения объема продуктов сгорания

Наименование	Обозначение	Размерность	Расчет
1	2	3	4
1. Теоретическое количество воздуха для сгорания газа	V^0	м ³ /м ³	9,53
2. Теоретический объем азота	$V^0_{N_2}$	м ³ /м ³	7,54

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4
3. Теоретический объем водяных паров	$V_{H_2O}^0$	$м^3/м^3$	2,17
4. Объем трехатомных газов	$V_{RO_2}^0$	$м^3/м^3$	1,03

Полный объем продуктов сгорания за котлом при нормальных условиях (6.3):

$$V_H = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o + (\alpha - 1) \cdot V^o, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.3)$$

где $\alpha=1,45$ -коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

$$V_H = 1,03 + 7,54 + 2,17 + (1,45 - 1) \cdot 9,53 = 15,03 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим приземную концентрацию оксидов азота выбрасываемых из дымовой трубы при работе котла по формуле (6.4).

$$M_{NO_2} = V \cdot C_{NO_x}, \quad (6.4)$$

где C_{NO_x} - содержание оксидов азота в выхлопных газах

$$M_{NO} = 406,5 \cdot 0,24 = 97,56 \text{ г/с}$$

Зададимся высотой трубы для определения минимальной высоты трубы для выбросов NO_2 : $H=100$ м., и скоростью выхода газов из устья трубы $w_0=40$ м/с.

Определим (предварительно) диаметр трубы (6.5):

$$d^2 = \frac{V \cdot 4}{w \cdot \pi} \quad (6.5)$$

$$d = \sqrt{\frac{406,5 \cdot 4}{40 \cdot 3,14}} = 7,2 \text{ м}$$

Принимаем стандартный диаметр трубы 7,2 метра.

Для определения разности температур окружающего воздуха и выходящих газов, примем среднюю летнюю температуру окружающего воздуха в Челябинской области – $t_{\text{окр.в.}} = 25$ °С, тогда $\Delta T = 104,8 - 25 = 79,8$ °С

Рассчитаем коэффициенты m и n . Для их расчета необходимы вспомогательные величины f (6.6), v_m (6.7), u_m (6.8),:

$$f_1 = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot d}{H_1^2 \cdot \Delta T} \quad (6.6)$$

$$f_1 = \frac{10^3 \cdot 40^2 \cdot 7,2}{100^2 \cdot 79,8} = 14,44$$

$$v_{,m1} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \frac{\Delta T}{H_1}} \quad (6.7)$$

$$v_{,m1} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{406,5 \cdot \frac{79,8}{100}} = 7,09$$

$$u_{,m1} = v_{,m1} (1 + 0,12 \sqrt{f}) \quad (6.8)$$

$$u_{,m1} = 7,09 \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{14,44}) = 10,32$$

$$m_1 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_1} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_1}} \quad (6.9)$$

$$m_1 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{14,44} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{14,44}} = 0,53$$

Расчетная высота дымовой трубы рассчитывается по формуле (6.10):

$$H_1^p = \sqrt{A \cdot F \cdot n \cdot m \cdot \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V \cdot \Delta T}}}, \quad (6.10)$$

где $A=200$ - коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеорологических условий, $\frac{с^2}{з} \cdot мг \left(\frac{к^1}{з} \cdot г \right)$;

$F=1$ – коэффициент, учитывающий условия выхода газо-воздушной смеси из устья источника выброса.

M - суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу = 141,67 г/с;

m и n - безразмерные коэффициенты, учитывающие условие выхода газо-воздушной смеси из устья источника выброса.

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 0,53 \cdot \frac{97,56}{0,04} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{406,5 \cdot 79,8}}} = 103,5 м,$$

где $A=160$ - коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеорологических условий,
 $\text{с}^{2/3} \cdot \text{мг} (\text{к}^{1/3} \cdot \text{г})$;

$F=1$ – коэффициент, учитывающий условия выхода газо-воздушной смеси из устья источника выброса.

M - суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу = 97,56 г/с;

m и n - безразмерные коэффициенты, учитывающие условие выхода газо-воздушной смеси из устья источника выброса.

Концентрацию вредных веществ в приземистом слое находим по формуле (6.11):

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (6.11)$$

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 141,67 \cdot 4 \cdot 0,53 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{406,5 \cdot 79,8}} = 0,022 \text{ мг/м}^3;$$

Концентрация вредных веществ в приземистом слое составила $C_{\text{NO}_2} = 0,022$ мг/м³ при высоте трубы $h = 105$ м, что удовлетворяет стандартным требованиям.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ

В проекте разработана функциональная схема КИПиА котла ст N2 БКЗ 210-140Ф. Схема вычерчена в соответствии с ГОСТ 21.404-85 и представлена в графической части проекта.

Надежная, экономичная и безопасная работа котельной с минимальным числом обслуживающего персонала может осуществляться только при наличии систем: автоматического регулирования, автоматики безопасности, теплотехнического контроля, сигнализации и управления технологическими процессами.

Задачами автоматического регулирования теплоисточника является: поддержание температуры воды, подаваемой в теплосеть, на заданном уровне, определяемым в соответствии с отопительным графиком при экономичном сжигании используемого топлива и стабилизация основных параметров работы котельной.

Температура воды, подаваемой в теплосеть в соответствии с отопительным графиком, поддерживается на заданном уровне «холодным перепуском». Заданный расход воды, независимо от количества работающих котлов, обеспечивается регулятором расхода (клапаном на линии рециркуляции), получающим импульс по перепаду давлений между коллекторами прямой и обратной сетевой воды котлов.

В котельных устанавливают показывающие приборы для измерения температуры воды в подающем и обратном коллекторах, температуры жидкого топлива в общей напорной магистрали.

В котельной должна быть предусмотрена регистрация следующих параметров: температуры воды в подающих трубопроводах тепловой сети и горячего водоснабжения, а также в каждом обратном трубопроводе; расхода воды, идущей на подпитку тепловой сети.

Деаэраторно-питательные установки оборудуют показывающими приборами для измерения: температуры воды в аккумуляторных и питательных баках или в соответствующих трубопроводах; давления питательной воды в каждой магистрали; уровня воды в аккумуляторных и питательных баках.

Функциональная схема КИПиА котла БКЗ-210-140Ф представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Функциональная схема КИП и А котла БКЗ-210-140Ф

Обозначение	№ позиции	Наименование устройства	Тип
1	2	3	4
PE	1а, 2а, 3б, 5а, 10а, 12а, 17а	Преобразователь давления	МЭД-250
FE	2б, 8а, 9а, 9б, 11а, 11б, 15а, 15б, 16а	Расходомерное устройство (диафрагма, сопло)	
TE	7а, 7б, 13а, 13б, 13в, 13г, 19а, 23а, 24а, 25а, 26а, 26б, 27а	Термопара, термометр сопротивления	ТХА, ТХК, 50М, 50П

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2017.957.12 ПЗ

лист

54

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4
LE	6а, 21а	Уравнительный со- суд	СР-160-3
FT	2в, 3а, 6б, 6в, 6г, 8б, 9в, 15в, 15г, 16б	Дифманометр с дистанционной пе- редачей	ДММ, ДТМ, ТНМ, Метран-150
QE	4а	Первичный преоб- разователь для из- мерения содержа- ния кислорода	ЭХД-1
DT	22а	Прибор для изме- рения плотности раствора бесшкаль- ный, с дистанцион- ной передачей по- казаний	МАРК-602
PC	1б, 5б	Автоматический регулятор давления	РП-4П
TC	7е	Автоматический регулятор темпера- туры	УСМ-4, ИРТ- 5922, ТРМ-138, 2ТРМ1
QC	4б	Вторичный прибор для измерения со- держания кислорода	КСП-2
LC	6д	Вторичный прибор для измерения уровня	ДСР-04, ИРТ-5922
PDS	3д	Преобразователь разности давления	ИРТ-5922,
H	1в, 2з, 3г, 4в, 5в, 6е, 7ж	Задатчик ручного управления	ЗРУ-10
HS	1г, 2е, 2и, 3ж, 4г, 5е, 6и, 6м, 6н, 7з	Блок управления	БУ-21
EY	2г, 5д, 7г	Электрический пре- образователь	ДТ, АИР, DNP
EQ	1д, 4д	Импульсный инте- гратор	К-16.3.2
ES	2ж	Дифференциатор	К-16.3.2
NS	2д, 3в, 5г, 6ж, 6з, 7в	Пусковая аппарату- ра управления элект- родвигателя	ПМЕ-211, МКР- 052, ПБР-3М, ПБР-3А
GI	2к, 3е, 5ж, 6к, 6л, 7д	Указатель положен- ия регулирующего орана	БСПТ, БСПИ
PIR	10б, 12б	Вторичный показы- вающий и самопи- шущий прибор для измерения давления	ДСР-04

Окончание таблицы 7.1

1	2	3	4
PI	176	Вторичный показывающий прибор для измерения давления	ДПР-04, ДСР-04, ИРТ-5922
TIR	136, 196	Вторичный показывающий и самопишущий прибор для измерения температуры	КСП-2, КСМ-2, КСП-4, КСМ-4, Технограф 160
TI	206, 256, 276	Вторичный показывающий прибор для измерения температуры	Л-64, Ш-69000, Ш-4501
FIR	8в, 9г, 15д, 15е, 16в	Вторичный показывающий и самопишущий прибор для измерения расхода.	ДСР-04
LI	216	Вторичный показывающий прибор для измерения уровня	ДСР-04, ИРТ-5922
DI	226	Вторичный показывающий прибор для измерения плотности раствора.	МАРК-602

На котлах БКЗ-210-140Ф ЧТЭЦ-2 предусмотрен комплекс контрольно-измерительных приборов для наблюдения и регистрации параметров пара, воды, нагрузки и системы пылеприготовления, комплекс автоматического регулирования, блокировок и технологических защит.

Для наблюдения и оценки работы котельного агрегата используют КИП.

1. Измерение температуры:

Комплекс измерительного прибора состоит:

- Первичный измерительный прибор: устанавливается по месту на технологическом оборудовании.
- Соединительные линии (кабельные связи, провода, компенсационный провод): проложены по кабельным конструкциям.
- Схема питания: источник питания, коммутационная аппаратура, соединительные провода.
- Вторичный измерительный прибор с цифровым или стрелочным циферблатом.

Измерительные приборы могут иметь 1, 2-х и 3-х позиционные регулирующие устройства, которые используются для целей аварийной и предупредительной сигнализации, а так же для технологических защит.

Приборы для измерения температуры, установленные на котлах ЧТЭЦ-2,:

- а) Пирометрический милливольтметр предназначается для измерения температуры в диапазоне 0-1500 °С.

Комплект прибора состоит из;

- термоэлектрического термометра (термопары),
- соединительных проводов с использованием компенсационного провода,
- коробки термокомпенсации,
- подгоночных катушек сопротивления измерительных линий,
- подгоночного переключателя в многоточечных схемах измерений,
- источника питания выпрямленным напряжением 4 В,
- измерительного прибора с циферблатом и указателем.

Прибор может иметь 1 или 2-х позиционное регулирующее устройство, предназначенное для целей сигнализации или регулирования температуры.

Приборы широко используются для измерения температуры различных устройств технологического оборудования технологических цехов. Установлены на центральных тепловых щитах и местных щитах. Могут быть использованы только в комплекте с первичными приборами и компенсационным проводом соответствующей градуировки ХК или ХА. Градуировка и величина сопротивления внешних соединительных линии указаны на шкале прибора.

Типы приборов, используемых на ЧТЭЦ-2 - МГЩЦр-54; М-64; Ш-4500.

Типы термоэлектрических термометров (термопар) используемых на ЧТЭЦ-2: ТХА-284; ТХА-УГ; ТХК-284; ТХА-П; ТХА-0515; ТХК-0515.

Типы многоконечных переключателей: ПМТ-6; ПМТ-8; ПМТ-12; ПМТ-20; ПМТ- М-20.

Типы источников выпрямленного напряжения: СВ-4; СВ-4К.

б) Логометр предназначен для измерения температуры в диапазоне от -50-0+50°C или от 0-600 °C с различными температурными диапазонами измерения.

Комплект прибора состоит:

- термометра сопротивления;
- соединительных проводов;
- подгоночных катушек сопротивления измерительных линий;
- многоточечного переключателя в многоточечных схемах измерения;
- источника питания напряжением 4 В.
- измерительного прибора с циферблатом и указателем.

Прибор может иметь 1 или 2-х позиционное регулирующее устройство, предназначенное для цепей сигнализации или регулирования температуры.

Приборы широко используются для измерения температуры различных устройств технологического оборудования технологических цехов. Установлены на центральных тепловых щитах и местных щитах. Используются только в комплекте с первичными приборами соответствующей градуировки 21 или 23. Градуировка и величина сопротивления внешних соединительных линий указаны на шкале прибора.

Типы приборов, используемых на ЧТЭЦ-2: ЛПр -53, Л -64, Ш - 69000.

Типы термометров сопротивления: ТСП-1 ТСП-П, ТСП-5071, ТС, ТСМ-Х, ТСМ410-01, ТСМ-5071.

с) Автоматический показывающий регулирующий электронный потенциометр предназначен для измерения температуры от 0-150 °C; 0-600 °C и т.д.

									лист
									57
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ				

Приборы используются для целей измерения температуры, сигнализации и в целях технологических защит оборудования КТЦ. Установлены на центральных тепловых щитах и местных щитах КТЦ. Могут быть использованы только в комплекте с первичными приборами и компенсационным проводом соответствующей градуировки ХК или ХА. Градуировка указана на шкале прибора. Питание прибора от трансформатора 127 В или 220 В.

Типы приборов используемых на ЧТЭЦ - 2: ППр-05, КПП-1.

d) Автоматический показывающий регулирующий электронный мост предназначен для измерения температуры в диапазоне от 0-50 °С; 0-500 °С. Типы приборов, используемых на ЧТЭЦ-2: МПр -4-05, КМП-1. Автоматически показывающий самопишущий регулирующий мост предназначен для измерения температуры в диапазоне от 0-50 °С, 0-300 °С. Приборы используются для измерения температуры, а также участвуют в цепях технологических защит оборудования КТЦ. Установлены на центральных тепловых щитах и местных щитах КТЦ. Могут быть использованы только в комплекте с первичными приборами соответствующей градуировки 21 или 23. Градуировка указана на шкале прибора. Питание прибора - 127 В, 220 В.

Рассмотрим краткую характеристику приборов по расходу, давлению, уровню и места их установки.

Комплект приборов состоит:

1. Сужающее устройство - диафрагма, сопло, труба Вентури, установленное внутри трубопровода и создающее перепад давления, что является мерой расхода измеряемых сред (для расходомеров).

2. Разделительные сосуды или конденсационные бачки для обеспечения перепада давления столбов жидкости в них, что является мерой уровня, измеряемого в определенной емкости.

3. Первичные измерительные приборы (датчики) типа ДМ, ДММ, ДТ, МЭД, имеющие специальную индукционную катушку с подвижным сердечником (плунжером) или приборы типа «Сапфир». «Метран», ИА с токовым выходом 0-5мА, 4-20мА, устанавливаемые на стенде и соединенные с отборным устройством импульсными линиями.

4. Кабельные связи (провода).

5. Блок питания датчика типа «Карат», БПК (для датчиков типа «Сапфир». «Метран»).

6. Блок извлечения корня типа "БИК" (для расходомеров с токовым выходом).

7. Вторичный измерительный прибор со стрелочным циферблатом.

Измерительные приборы используются для измерения и регистрации физических величин (уровня, расхода, давления) преобразованных первичными взаимозаменяемыми дифференциально- трансформаторными датчиками в взаимную индуктивность или входным сигналом 0-5мА, 4-20мА.

Типы приборов, используемых на ТЭЦ-2 - КСД, ДСР, МСИР, Диск-250. А-100, КПД, ВМД, ДПР. Манометры предназначены для измерения избыточного или вакуумметрического давления жидкостей, газов и паров. По своему исполнению манометры делятся на:

									лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ					58

установившемся режиме при заданной нагрузке, согласно режимной карте, эти сигналы должны быть сбалансированы.

Регулятор разряжения предназначен для поддержания постоянного разрежения в верхней части топки котла независимо от его нагрузки.

Изменение разрежения в верхней части топки котла воспринимается дифтязометром ДТМ-50, который преобразует это изменение в электрический сигнал и подает на электронный блок РП4-П и РПИБ (К-1). Усиленный сигнал через К-26 и ПЛКП (К-1), ключ управления подается на срабатывание ПБР и магнитного пускателя, колонку КДУ (МЭО), которые изменяют положение направляющих аппаратов в зависимости от направления сигнала.

Работа направляющих аппаратов дымососов охвачена синхронизирующей шагающей схемой, выполненной на электронном приборе К-26, ПЛКП.

Регулятор питания котла (РПК) предназначен для поддержания материального баланса между отводом пара и подачей воды на котле. Питание котла водой осуществляется по двум питательным трубопроводам: основному D_y-225 и D_y-100 , на которых установлены регулирующие клапаны, соответственно РПК-1,2 и РПК-3.

РПК работает по трехимпульсной схеме: импульс по расходу пара, импульс по расходу воды, импульс по уровню в барабане котла. Поддержание материального баланса между паром и водой обеспечивается сравнением сигналов по расходу пара и расхода питательной воды. В установившемся режиме при среднем уровне в барабане эти сигналы должны быть сбалансированы. Импульс по расходу пара и расходу воды включены в противофазу, импульс по уровню в барабане котла является корректирующим. Все три импульса от датчиков алгебраически суммируются в электронном блоке. Величина сигнала от датчиков формируется во входной сумматор: по расходу пара - чувствительность 1, по расходу воды - чувствительность 2, по уровню - чувствительность 3.

Сформированный и усиленный сигнал с РП4-П. с клемм 7-8 (сигнал «меньше»), 8-9 (сигнал «больше») напряжением 24 В поступает в схему управления электроприводами клапанов РПК-1, РПК-2 и РПК-3.

Регулятор температуры перегретого пара предназначены для предохранения поверхностей нагрева от перегрева и поддержания заданной температуры пара на выходе из котлоагрегата

Впрыски первой ступени предназначены для предохранения расположенных за ним поверхностей нагрева от перегрева.

Впрыски второй ступени поддерживают постоянную заданную температуру перегретого пара на выходе из котлоагрегата.

Регулирование температуры перегретого пара выполнено 2-х ступенчатым, с опережающим дифференциальным импульсом от К-16-3.2 для повышения устойчивости системы регулирования. Регулирование температуры в 1-й ступени обеспечивает поддержание температуры перегретого пара в заданных пределах ($390-420$ °С) в пароперегревателе между коллекторами 1-й и 2-й ступени.

Регулятор температуры 1-й ступени работает по двухимпульсной схеме:

а) импульс по скорости изменения температуры за 1-м впрыском (скоростной импульс);

									лист
									60
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ				

Технологическая сигнализация срабатывает при отклонении следующих параметров, представленных в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Параметры, при которых срабатывает технологическая сигнализация

Показатель	Значение показателя
Изменение уровня в барабане	+50/ -50 мм
Изменение температуры перегретого пара	555/ 545 °С
Температура аэросмеси высоко	125 °С
Изменение давления перегретого пара	14,0/ 12,8 МПа
Давление питательной воды низко	16,3 МПа
Давление в барабане высоко	15,2 МПа
Загорание пыли в мельнице	250 °С
Падение давления воздуха	15 мм.в.ст.
Падение давления газа	110 мм.в.ст.
Потухание факела в топке	
Обрыв угля на ПСУ «А, Б, В, Г,»	
При действии защит.	

Для предотвращения аварии оборудования котлоагрегата в случае отклонения параметров за допустимые пределы предусматриваются технологические защиты, блокировки и технологические сигнализации. Защита вступает в действие в том случае, когда возможности автоматического и дистанционного управления по предотвращению отклонений свыше установленного предела исчерпаны и машинист не в состоянии восстановить нормальную работу оборудования.

По степени воздействия на защищаемые установки котла защитные устройства разделяются:

- Основные (главные) защитные устройства, действие которых приводит к останову котла.
- Локальные (местные) защитные устройства, действия которых предотвращает развитие аварии без останова котла.

Основные защиты котла включают в себя следующие элементы, представленные в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Элементы, включающие основные защитные устройства

Показатель	Значение показателя
Экстренное отключение котла ключом (КРО)	
Перепитка котла	+180 мм
У пуск уровня	-180 мм
Понижение температуры перегретого пара	+500 °С
Погасание факела на угле (газе)	
Понижение давления воздуха за ВЗП	15 мм.з.ст
Понижение давления газа за ГРЗ	ПОмм.в.ст
Повышение давления в топке	50 мм.в.ст

Отключение двух дымососов	
Отключение двух вентиляторов	

Локальные защиты котла включают в себя следующие элементы, представленные в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Элементы, включающие локальные защитные устройства

Показатель	Значение показателя
Частичная перепитка котла	+100 мм
Повышение давления п/пара	14,6 МПа
Повышение температуры п/пара	+570 °С
Отключение одного дымососа	
Отключение одного вентилятора	
Подхват факела на угле	
Повышение температуры аэросмеси мельниц	+250 °С
Импульсивно-предохранительные устройства (ИПУ):	
ИПУ контрольный - срабатывание при	15,2 МПа
ИПУ рабочий - срабатывание при	15,8 МПа

При срабатывании защиты включается светозвуковой сигнал «Отключение котла». Выходные реле своими контактам создают цепь самоудержания, отключают цепи реле разгрузки котла, дают команды на закрытие паровой задвижки ПК-1, газовой задвижки ПК-2, на отключение мельниц, на закрытие отсечного клапана на газе ОК с включением свето-звукового сигнала «Котел отключен». Дымососы и дутьевые вентиляторы остаются в работе. Мельницы, отключаясь шайбами масляных выключателей, через реле РП-М "А", "Б", "В", Т7 дают команду на закрытие РПВ-Л (Б,В,Г). ПСУ отключается по блокировке электроцеха при отключении мельниц.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2017.957.12 ПЗ

лист

63

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рабочим местом обслуживающего персонала является БЩУ. Он находится на отметке 11,00 м, помещение рассчитано на 6 человек. На щите установлены панели с приборами, при помощи которых осуществляется управление оборудованием. Наличие в котельном цехе сложного и тяжелого оборудования, сосудов, работающих под давлением, высокотемпературных тел и наличие защитных устройств, арматуры – все это накладывает особый отпечаток на работу общестанционного персонала.

Опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизические.

В ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОВПФ.

В зоне обслуживания парового котла имеют место:

1. Физические факторы:

- Возможность поражения теплоносителем с высокой температурой.
- Тепловое излучение от горячих поверхностей.
- Повышенный уровень постоянного шума.
- Повышенный уровень вибрации.
- Освещение.
- Неудовлетворительные параметры микроклимата.

2. Химические факторы:

- Общетоксические – основным источником является топливо природный газ, мазут.
- Высокое содержание CO_x , NO_x в дымовых газах.
- Возможные утечки природного газа.

3. Факторы трудового процесса:

- Динамическая нагрузка.
- Статическая нагрузка.
- Напряженность труда.
- Неудобная рабочая поза.

4. Травмоопасные факторы:

- Повышенное давление теплоносителя.
- Разностное расположение оборудования, множество лестниц и площадок, в результате чего, возможны падения и травмирование.
- Движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов.
- Возможность поражения электрическим током.

5. Аварийно-возможные ситуации:

- Утечка топлива.
- Взрыв котла.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2017.957.12 ПЗ

лист

64

- Пожар.

8.2 Нормирование вредных и опасных производственных факторов. Организация мероприятий защиты

В данном проекте будет дана оценка существующим условиям труда на рабочем месте согласно действующим нормативным актам по следующим факторам: микроклимат рабочей зоны, состояние воздуха, уровень вибрации, уровень шума, вредные производственные излучения, освещенность, энергетические воздействия, эргономичность рабочего места, пожарная безопасность.

В процессе эксплуатации оборудования должен поддерживаться оптимальный микроклимат в помещении ГПЭС, который влияет на организм человека, т.е. влияние таких параметров как температура, влажность и подвижность воздуха.

При проектировании важно учесть требования по параметрам микроклимата:

СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".

ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ. "Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны"

Климатические параметры воздуха могут оказывать на человека следующие воздействия:

1. При повышенной температуре окружающей среды растет приток крови для поддержания теплового баланса, и увеличивается работа потовых желез. За счет испарения пота потери тепла человеком увеличиваются, а также увеличивается теплоотдача. Избыточное тепло очень нежелательно при наличии рядом других источников тепла.

2. Пониженная температура окружающего воздуха может привести к сужению сосудов, а, следовательно, к уменьшению теплоотдачи телом человека, что стимулирует его физическую активность, которая увеличивает обмен веществ в организме с образованием тепла.

3. Влияние повышенной или пониженной влажности воздуха. Нормирование этого параметра ведется по относительной влажности. При слишком низкой влажности организм человека расслабляется, результатом чего является снижение трудоспособности рабочего. Очень высокая влажность нарушает процесс терморегуляции. При значительном содержании влаги снижается работоспособность.

4. Подвижность воздуха оказывает воздействие на выделение тепла человеком (особенно конвективного тепла). Очень маленькая подвижность воздуха в сочетании с высокой температурой приводит к быстрому утомлению.

При проектировании котельных установок в помещении котельной должны быть соблюдены допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха.

Параметры микроклимата соответствуют фактическим показателям за счёт нормальной работы запроектированных систем.

В таблице 8.1 представлены нормируемые показатели микроклимата в рабочей зоне оператора.

									лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ				65

Таблица 8.1 - Нормируемые температура, относительная влажность и скорость движения воздуха в рабочей зоне оператора при эксплуатации оборудования

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75	0,1	0,1
	Iб(140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15-75	0,1	0,2
	Iб(140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75	0,1	0,3

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранения теплового баланса человека с окружающей средой и поддержания оптимального или доступного теплового состояния организма согласно СанПиН 2.2.4.548-96 работа оператора на БЦУ относится к категории 1а – легкие физические работы, производимые сидя или сопровождающиеся незначительным физическим напряжением, энергозатраты составляют до 139 Вт. В помещениях, в которых работа является основной, должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата, которые представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Оптимальные климатические условия на рабочем месте для категории работ «1а»

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
1	2	3	4	5
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
Теплый	23-25	22-25	40-60	0,1

Холодный сезон характеризуется среднесуточной температурой холодного воздуха, не превышающий + 10 °С, теплый сезон характеризуется температурой наружного воздуха, превышающей + 10 °С.

В таблице 8.3 представлены допустимые величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а.

Таблица 8.3 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а (СанПиН 2.2.4.548-96)

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-25	19-26	15-75	0,1
Теплый	21-28	20-29	15-75	0,2

Фактические показатели приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Фактические величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	23,4	25	26,3	0,1
Теплый	25,1	25	58,9	0,2

Вывод: большинство показателей имеют оптимальные величины, остальные – не выходят за допустимые пределы, что соответствует требованиям СанПиН 2.2.4.548-96. Систематически проводится контроль за содержанием в воздухе водорода и других газов путем отбора проб.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений не превышает установленных предельно допустимых.

На БЦУ устанавливают кондиционеры, для снижения воздействия от избыточных тепловыделений в газовом корпусе согласно СНиП – 2.04.05-86 предусмотрено наличие естественной и принудительной вентиляции и аэрации воздуха.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90, СН 2.2.4/2.1.8.566-96 помещение щита управления относится к категории «3» тип «а». Характеристика условий труда – технологическая вибрация, воздействующая на операторов станционных машин и оборудования, или передающаяся на рабочем месте, не имеющем источников питания.

Источником вибраций на ЧТЭЦ-2 в котельном отделении могут быть насосы, электродвигатели, трубопроводы и другое вращающееся оборудование. Для предотвращения вибрации выполняются фундаменты под газотурбинные установки, основное, вспомогательное оборудование, имеющее соответствующую массу,

достаточную для поглощения колебаний. В местах прохода трубопровода через стены и перекрытия соприкосновение между трубопроводами и строительными конструкциями отсутствует, а зазоры уплотняются.

Кроме того, БЩУ удален от источников возникновения вибрации, а под рабочими местами на БЩУ располагаются прорезиненные дорожки.

По аттестационным картам фактический уровень вибрации составляет: 85 дБ, что соответствует требованиям ГОСТ 12.1.01.012-90.

В таблице 8.5 отражены допустимые нормы вибрации на рабочих местах.

Таблица 8.5 - Допустимые нормы вибрации на рабочих местах

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям			
	Виброускорение		Виброскорость	
	м/с ²	дБ	м/с ²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные значения	-	-	-	92

Согласно ГОСТ 12.1.003-91, СН 2,4/2.1.8.562-96 нормируется уровень шума на рабочем месте. Источником шума на ГРЭС в котельном отделении могут быть насосы всех назначений, электродвигатели, арматура, трубопроводы, вентиляторы и сам котел. Уровень шума не должен превышать для легкой физической нагрузки при напряженности в легкой степени до 70 дБ.

Фактически уровень шума, согласно аттестационной карты, составляет 70 дБ, что соответствует требованиям СН2,4/2.1.8.562-96. Для защиты от шума стены помещения БЩУ заполнены звукопоглощающими материалами и имеют двойную стенку, а также предусмотрено уплотнение притворов дверей с наложением на них тепло и звукоизоляции.

В таблице 8.6 представлены нормы уровня звукового давления и уровня звука.

Таблица 8.6 - Уровни звукового давления и уровни звука

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБ)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
103	91	83	77	73	70	68	66	64	70

БЩУ по условиям компоновки не имеет естественного освещения. Предусматривается аварийное освещение, по нормам устанавливающее 20% освещенности рабочего освещения. Аварийное освещение подключено к независимому источнику питания – аккумуляторной батарее.

Требование к освещению рабочего места установлено СНиП 23-05-95. Требования к источникам искусственного освещения регулируется ГОСТ 12.2 007.13-88. Норма освещенности на постоянном рабочем месте при средней точности зрительной работы составляет 300 – 500 лк, доля аварийного – 0,5 лк, коэффициент пульсации до 10%.

Согласно аттестационных карт фактическая освещенность рабочего места машиниста БЩУ составляет 735 лк, что соответствует вышеуказанным требованиям.

8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

По опасности поражения электрическим током согласно ПУБЩУ относится к помещениям без повышенной опасности, применяются приборы с напряжением до 1000 В, с заземленной нейтралью. Требования электробезопасности записаны в ГОСТ 12.1.030-81. Для защиты от поражения электрическим током оператора на БЩУ, используются следующие меры:

- зануление (чтобы защита быстро срабатывала, необходимо, чтобы нулевой провод имел проводимость не менее 50 % фазного провода);
- защитное заземление (сопротивление заземления в электроустановках до 1000 В не более 1 Ом);
- надежная изоляция всех токоведущих частей электроустановок;
- раздельное питание оборудования;
- организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную работу в данной электроустановке.

К работе на электронной технике допускаются лица, прошедшие инструктаж по ТБ и проверку знаний. Предусмотрена также защита зданий и сооружений от удара молний – молниеотводы.

Все промышленные электроустановки являются источниками электромагнитных полей и излучений различной интенсивности.

В связи с применением зарубежных систем АСУ ТП – БЩУ оснащается персональным компьютером.

При работе на персональном компьютере необходимо учитывать следующие вредные факторы: электромагнитное излучение, электростатические поля, рентгеновское излучение.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.11340-03, напряжение электромагнитного поля с расстояния 50 см вокруг монитора по электрической составляющей должно быть не более:

- от 5 гЦ до 2 кГц - 25 В/м;
- от 2 кГц до 400 кГц - 2,5 В/м.

Плотность магнитного поля не более :

- от 5 гЦ до 2 кГц - 250 НТл;

- от 2 кГц до 400 кГц – 25 НТл.

На рабочем месте в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 имеются надписи, схемы и другие средства информации о необходимой последовательности управляющих действий оператора. Применяются цветные решения: аварийные органы управления окрашиваются красным цветом, а пусковые – черным. Производственное оборудование имеет средства сигнализации, предупреждающее о нарушениях его функционирования, приводящих к возникновению опасных ситуаций (ГОСТ 12.2.003-91). Средства сигнализации: лампы, окрашенные в соответствующие цвета; световые, текстовые табло. Органы управления и функционально связанные с ними средства отображения информации располагаются вблизи друг друга функциональными группами (ГОСТ 12.2.064-81). Органы управления или руки работающего при манипуляциях не закрывают индикаторы. Поверхности приводных элементов органов управления выполнены из нетоксичных, нетеплопроводных и из электроизоляционных материалов (ГОСТ 12.2.064-81), таких как пластмасса, текстолит, дерево.

Оператор выполняет свою работу в основном сидя. По ГОСТ 12.2.032-78 обеспечивается выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Конструкция рабочего места обеспечивает оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием:

- высоты рабочей поверхности;
- высоты сидения подставки для ног.

Требования к рабочему месту: площадь приходящаяся на одно рабочее место должна составлять не менее 6 м².

Рекомендуются следующие параметры рабочего пространства:

- ширина – не менее 800 – 1400 мм;
- глубина – не менее 800 – 1000 мм;
- высота рабочей поверхности клавиатуры над полом – 725 мм;
- расстояние между боковыми поверхностями мониторов должно составлять не менее 1,2 м.

Все параметры в помещении щита управления, представленные в таблице 8.7, соответствуют СанПиН 2.2.2/4.1340-03.

Таблица 8.7 - Параметры рабочего пространства щита управления

Название профессии	Категория работ	Температура, °С	Влажность, %	Скорость воздуха, м/с	Разряд зрительных работ	Освещение, Лк	Класс электробезопасности
Оператор	1а	22-26	55	0,1	Шв IVг	300 150	Пов. опасности

Размещение зданий и сооружений промышленных предприятий и выбор расстояния между ними производится в соответствии с их степенью огнестойкости. Здание и сооружение по пожарной безопасности и требуемой огнестойкости под-

разделяется согласно НПБ – 105-03 на категории. Помещение БЦУ относится к категории «Б» пожаробезопасности.

По степени огнестойкости согласно СанПиН 21-01-97 имеют 1 категорию, при этом несущие элементы здания имеют предел огнестойкости – ЕЛ 20; перекрытия междуэтажные – КЕ 160; согласно ППБ 01-93. В помещении могут возникнуть пожары категории В (горение жидких веществ) и Е (электроустановки, находящиеся под электронапряжением). Из вышеизложенного рабочее место следует оснастить огнетушителями типа ОП – 10 в количестве 2 шт., так как, они рекомендуются для данной категории помещений и являются универсальными для любого класса пожара.

Помещения также оборудованы пожарной сигнализацией (СНиП 2.04.09-8 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»). При возникновении пожара предусмотрены эвакуационные пути (не менее двух видов на каждое производственное помещение) для быстрого и безопасного выхода людей за пределы опасной зоны. Эвакуация производится в соответствии с планом эвакуации, который имеется на каждом рабочем месте.

В проекте предусмотрены мероприятия по обеспечению комфортных условий труда для оператора котельной. Выявлены ОВПФ и описаны методы защиты от теплового излучения и от шума.

						лист
						71
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ	

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

9.1 Техничко-экономический расчет

Для предотвращения образования отложений проведена реконструкция и установлен мокрый слабонаклонный скоростной золоуловитель (МС ВТИ) прямоугольного сечения, позволяющий реализовать способ предупреждения опасного роста отложений благодаря достаточно интенсивному эрозионному разрушению отложений грубыми частицами летучей золы. Благодаря увеличенному проходному сечению горловины данный тип золоуловителя имеет низкое аэродинамическое сопротивление.

В декабре 2017 года будет проведена реконструкция газозоудушного тракта котла ст. №2 БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 путем замены труб Вентури.

Замена системы подачи смывной воды на трубы Вентури.

Оценить экономическую эффективность реконструкции позволит расчет срока окупаемости.

Комплект котельного оборудования, включающий в себя паровой котел, топку, пароперегреватели первой и второй ступени, дымососы, дутьевые вентиляторы, экономайзеры, системы очистки.

Комплект автоматики включает в себя автоматику для модернизированного котла.

Комплект газовой запорно-регулирующей арматуры включает в себя задвижки, вентили, краны шаровые, сетчатые фильтры, а также трубопроводную арматуру (трубы, отводы, переходы, фланцы и др.)

Стоимость комплекта для котельной установки, исходя из цен завода-изготовителя – «Барнаульского котельного завода» и ООО «Энергопоставка», стоимость монтажных работ определяется по прейскуранту фирмы «Монтажное управление энергосистем Г», данные сведены в таблицу 9.1 [50,51,52]

Для экономического обоснования будем сравнивать два варианта. Первый вариант с простым золоуловителем и второй вариант реконструкции золоуловителя с прямоугольным сечением.

Таблица 9.1 – Стоимость оборудования котла БКЗ 210-140Ф

Наименование оборудования	Количество	Вариант №1, тыс. руб.		Вариант №2, тыс. руб.	
		Оборудование	Всего	Оборудование	Всего
1	2	3	4	5	6
Котел паровой БКЗ 210/140Ф с обмуровкой	1	3275,00	3275,00	3275,00	3275,00
Комплект автоматики	1	1200,00	1200,00	1200,00	1200,00

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5	6
Дымосос	1	950,00	950,00	950,00	950,00
Дутьевой вентилятор	2	1150,00	2300,00	1150,00	2300,00
Золоуловитель №1	4	670,00	2680,00		
Золоуловитель №2	4			720,00	2880,00
Пылеугольная горелка	6	490,00	2940,00	490,00	2940,00
Комплект ХВО	1	660,00	660,00	660,00	660,00
Комплект газово-запорной арматуры	1	895,00	895,00	895,00	895,00
Итого		-	14900,00-		15100,00
Стоимость СМР,10%			1490,00		1510,00
ВСЕГО		-	16390,00-		16610,00

Определим остальные составляющие капитальных затрат:

Затраты на транспортировку принимаем по рекомендации прайса транспортной компании «Деловые линии» (9.1):

$$K_{mp} = 0,05 \cdot K_1 \quad (9.1)$$

где K_1 – итоговая стоимость оборудования, тыс. руб.;

$$K_{mp1} = 0,05 \cdot 16390,00 = 819,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{mp2} = 0,05 \cdot 16610,00 = 830,5 \text{ тыс.руб.}$$

Наглядное представление капитальных затрат на проведение реконструкции сведено в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Капитальные затраты на проведение реконструкции

Статьи расхода	Затраты вариант №1, тыс.рублей	Затраты вариант №2, тыс.рублей
1	2	3
1.Стоимость оборудования для реконструкции ЧТЭЦ-2	16390,00	16610,00
2.Проектные работы, 3% от стоимости оборудования	491,7	498,3

Продолжение таблицы 9.2

1	2	3
3.Стоимость монтажа оборудования	1490,00	1510,00
4.Транспортные затраты, 5% от стоимости оборудования	819,5	830,5
5.Стоимость демонтажа золоуловителя 10% от стоимости золоуловителя		288
6.Пусконаладочные работы,6% от стоимости оборудования	983,4	996,6
Итого капитальные затраты:	20174,6	20733,4

После реконструкции котла ЧТЭЦ-2 начинается ее эксплуатация, которая требует ежегодных затрат материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов.

Годовые эксплуатационные затраты включают в себя следующие статьи:

- Затраты на топливо.
- Затраты на воду для подпитки.
- Затраты на электроэнергию.
- Амортизационные отчисления.
- Затраты на текущий ремонт.
- Общехозяйственные расходы.

После реконструкции парового котла БКЗ 210-140Ф на ЧТЭЦ -2 произойдут изменения в расходах на эксплуатацию и амортизацию оборудования, что приведет к экономии денежных средств на текущие затраты. Необходимо учитывать, что затраты на топливо, воду и электроэнергию будут одинаковы и расчету не подлежат.

Амортизационные отчисления золоуловителя вычисляются по формуле (9.2):

$$I_{\text{Азу}} = H_a \cdot K_1 \quad (9.2)$$

где H_a – норма амортизации, %;

K_1 . капитальные вложения на золоуловитель, тыс.руб.

После проведения реконструкции увеличивается срок службы золоуловителя с прямоугольным сечением на 20 %, следовательно, изменяются нормы амортизации.

Норма амортизации для варианта №1 - 0,15% (срок службы 6,7 года).

Норма амортизации для варианта №2 – 0,124% (срок службы 8,04 года).

Рассчитаем величины амортизационных отчислений.

$$I_{A1} = 0,16 \cdot 2680,00 = 428,8 \text{ тыс. руб./год}$$

$$I_{A2} = 0,124 \cdot 2880,00 = 357,12 \text{ тыс. руб./год}$$

Определим затраты на текущий ремонт.

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать 20% от затрат на амортизацию (9.3):

$$I_{mp} = 0,2 \cdot I_A \quad (9.2)$$

$$I_{mp1} = 0,2 \cdot 428,8 = 85,76 \text{ тыс. руб./год}$$

$$I_{mp2} = 0,2 \cdot 357,12 = 71,42 \text{ тыс. руб./год}$$

Сведем текущие эксплуатационные затраты до и после реконструкции в таблицу 9.3

Таблица 9.3 – Сравнительная таблица затрат

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина	
		До реконструкции	После реконструкции
Годовые затраты на амортизацию	Тыс.руб/год	428,8	357,12
Годовые затраты на текущий ремонт	Тыс.руб/год	85,76	71,42
ИТОГО	Тыс.руб/год	514,56	428,54

Рассчитаем срок окупаемости (9.10):

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta I} \quad (9.10)$$

где ΔK – разница капитальных затрат до и после реконструкции, тыс. руб;
 ΔI – разница текущих затрат до и после реконструкции, тыс.руб/ год.

$$T_{ок} = \frac{20733,4 - 20174,6}{514,56 - 428,54} = 6,5 \text{ года}$$

По приведенным выше расчетам срок окупаемости реконструкции котельной составляет 6,5 года.

Таким образом, срок окупаемости меньше 6,7 года, что является хорошим показателем, так как целью любого проекта является получение прибыли в кратчайшие сроки.

9.2 SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции

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

1. Сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия (проекта);
2. Слабые стороны (Weaknesses) – недостатки предприятия (проекта);
3. Возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;
4. Угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

При проведении SWOT – анализа будут рассмотрены два варианта:

- 1) С проведением реконструкции ЧТЭЦ -2;
- 2) Без проведения реконструкции ЧТЭЦ-2.

SWOT – анализ ЧТЭЦ-2 без реконструкции котла БКЗ 210-140Ф представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Котел БКЗ 210-140Ф без проведения реконструкции

S:	W:
<ol style="list-style-type: none"> 1) Опыт работы с существующим оборудованием; 2) Отсутствие затрат на разработку проекта и переобучение персонала; 3) Отсутствие затрат на покупку нового оборудования; 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Затраты на текущий ремонт оборудования; 2) Менее надежная автоматизация оборудования; 3) Возможность отказа старого оборудования;
O:	T:
<ol style="list-style-type: none"> 1) Устойчивый спрос на готовую продукцию; 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Увеличение цен на уголь и природный газ;

Рассмотрим вариант с проведением реконструкции, результаты представлены в таблице 9.5

Таблица 9.5 – Котел БКЗ 210-140Ф с проведением реконструкции на ЧТЭЦ-2

S:	W:
<ol style="list-style-type: none"> 1) Увеличение межремонтного периода 2) Бесперебойная работа оборудования 3) Повышение уровня автоматизации 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Увеличение капитальных затрат на реконструкцию 2) Поиск новых поставщиков
O:	T:
<ol style="list-style-type: none"> 1) Бесперебойная поставка тепловой и электроэнергии. 2) Уменьшение экологической опасности 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Удорожание оборудования; 2) Задержки с поставкой нового оборудования

После проведения SWOT – анализа видно, что проведение реконструкции газовоздушного тракта ЧТЭЦ-2 путем замены труб Вентури парового котла БКЗ 210-140Ф, работающем на Майкубенском угле, будет более целесообразным, чем работа с имеющимся на системой золоудаления.

9.3 Планирование целей предприятия и проекта

Дерево целей представляет структурную модель рисунок 4, показывающую подчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. При построении дерева целей используются такие их свойства, как соподчиненность, развертываемость и относительная важность.

При построении дерева целей опираются на два основных принципа:

- соподчиненность, обуславливаемая иерархическим построением социальных систем, а так же наличием иерархии по времени и важности;
- развертываемость, выражаемая в том, что общая цель конкретизируется несколькими более лояльными, частными целями. Развертываемость может осуществляться по времени, уровню.

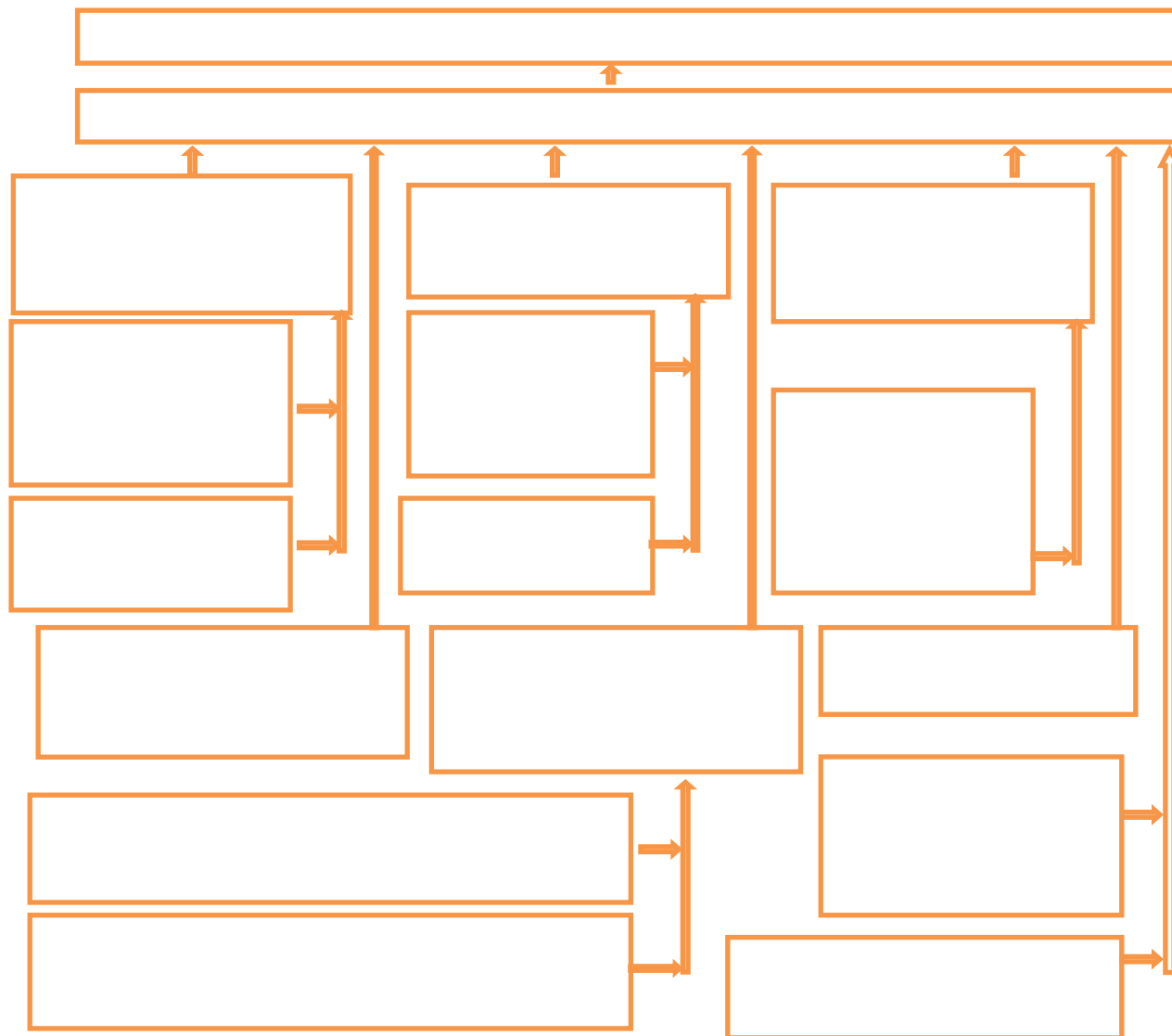


Рисунок 4 – Дерево целей проекта реконструкции ЧТЭЦ-2

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

Соотносительная важность, заключающаяся в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня. Это позволяет ранжировать цели по степени важности, количественно определять их соотносительную важность через коэффициент значимости [54].

На рисунке 5 изображены поля сил системы. Соотношений влияний движущих сил реализации целей и сдерживающих сил. Данное поле характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития.

Для реализации проекта необходимо оценить влияние различных факторов на достижение цели проекта.

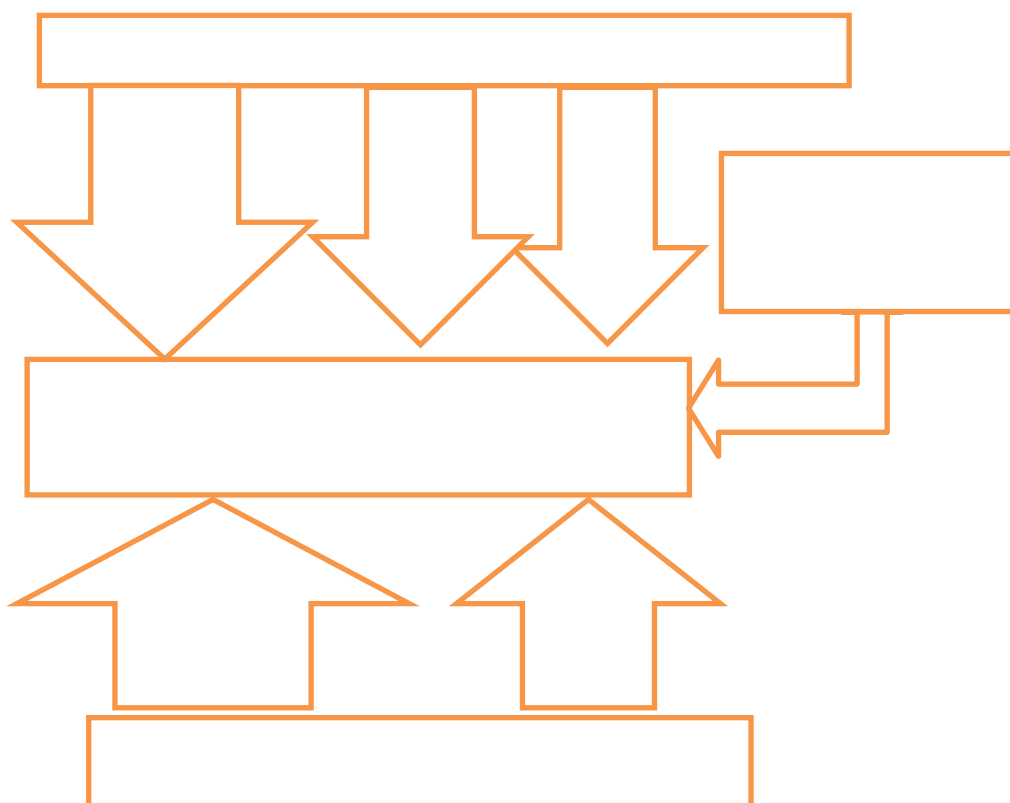


Рисунок 5 – Поле сил с проведением реконструкции ЧТЭЦ-2

На схеме движущие силы представляют собой возможности предприятия найти свободные денежные средства на реконструкцию, что является самой весомой частью и увеличение межремонтного периода, который повлияет на затраты на текущие ремонты.

Сдерживающие силы представляют два фактора. Первый останов котла, приведет к не выработке энергии и следовательно теряем выручку от реализации продукции. Вторая сдерживающая сила это квалификация ремонтного персонала которая может быть низкая в силу причин независящих от руководства ЧТЭЦ-2, т.к. своего ремонтного персонала электростанции не имеют.

Согласно предложенной схеме поля сил движущие силы в совокупности с потенциалом изменений преобладают над сдерживающими. Это значит, что проект

может быть реализован, а после проведения реконструкции снизится межремонтный период оборудования золоулавливания, следовательно уменьшится себестоимость энергии за счет уменьшения затрат на текущий ремонт.

Наиболее практичным методом для планирования мероприятий является график Ганта, изображенный в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – График Ганта реконструкции Челябинской ТЭЦ-2

Этап работы	Исполнитель	Продолжительность работ в 2017г, неделя																								
		30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52		
Провести оценку вспомогательного оборудования ТЭЦ-2	Мастер	■	■																							
Провести оценку и обследование основного оборудования ТЭЦ-2	Инженер-теплотехник	■	■																							
Провести анализ и оценку	Производственно-технический отдел		■	■	■																					
Согласование проекта	Начальник цеха				■																					
Составить перечень работ по реконструкции	Инженер-проектировщик				■																					
Разработать реконструкцию ТЭЦ-2	Проектный отдел					■	■																			
Подобрать подходящее оборудование на рынке и заключить договор на поставку	Менеджер по снабжению						■	■	■																	
Закупить и доставить новое оборудование	Отдел снабжения								■	■																
Демонтировать старое оборудование	Монтажная бригада									■	■															
Смонтировать вспомогательное оборудование	Монтажная бригада											■	■													
Закончить монтаж всего оборудования котельной установки	Монтажная бригада												■													
Произвести строительномонтажные работы по установке нового оборудования	Ремонтно-конструкторская группа												■	■												
Провести пусконаладочные работы	Инженерная группа															■	■									
Запуск оборудования и набор необходимой производительности	Оперативный персонал																■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Запуск оборудования и набор необходимой производительности	Инженерно-технический персонал																■	■	■	■	■	■	■	■	■	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы достигнута цель – разработан вариант реконструкции газовоздушного тракта котла ст.БКЗ 210-140Ф Челябинской ТЭЦ -2 путем замены труб Ветури в системе золоулавливания.

В качестве основного топлива принят Майкубенский бурый уголь Сарыкольского разреза.

По результатам, которые были получены в работе, видно, что все рассматриваемые элементы соответствуют условиям прочности и надежной эксплуатации данного котлоагрегата.

В работе освещены вопросы энергосбережения при эксплуатации котельного агрегата.

Также были представлены решения повышения эффективности очистки дымовых газов от котельного агрегата и выполнен расчет эффективности такой очистки.

Рассмотрены вопросы автоматизации работы котельного агрегата.

По результатам расчета технико-экономических показателей котлоагрегата был получен размер капитальных вложений на реконструкцию котлов и размер годовых текущих издержек ЧТЭЦ-2, исходя из которых был рассчитан срок окупаемости варианта реконструкции 6,5 года.

Были составлены мероприятия по обеспечению безопасности труда и рассмотрены требования безопасности к производственным процессам, участкам работ и рабочим местам.

									лист
									80
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ				

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. Введен в действие 27.11.2009 // Российская газета № 5050 27 ноября 2009г. – 2009.
- 2 Федеральный закон РФ от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса. Введен в действие 26.07.2011 // Российская газета № 5537 26.07.2011. – 2011.
- 3 Федеральный закон РФ от 18.07.11 г. №223-ФЗ об импортозамещении «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» Введен в действие 23.07.2011 // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти № 58 21.09.2011. – 2011.
- 4 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 // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти № 38 22.09.2014. – 2014.
- 5 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок // Официальный интернет-портал правовой информации. – <http://www.pravo.gov.ru>. – 2015.
- 6 Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. №328н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- 7 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 13 с.;
- 8 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. М.: Государственный стандарт СССР, 1991. – 8 с.;
- 9 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. М.: Государственный стандарт СССР, 1981. – 21 с.;
- 10 ГОСТ 12.1.038-82* ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». М.: Издательство стандартов, 2001. – 32 с.
- 11 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М: Издательство стандартов, 2015. – 44 с.;
- 12 ГОСТ 31532-2012. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2012. – 64 с.;
- 13 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартинформ, 2013. – 28 с.
- 14 СН 423-71. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в строительстве. М.: Минрегион России, 2013. – 37 с.;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2017.957.12 ПЗ

лист

81

- 35 Колесников, А.И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях / А.И. Колесников, Ю.М. Варфоломеев, М.Н. Федоров. – М.: Инфра-М, 2010. – 160 с.;
- 36 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.
- 37 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / Коллектив авторов; под ред. Н.В. Кузнецова и др. – 2-е изд., перераб. / (РЕ-ПРИНТ) — М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.: ил.;
- 38 Куликов, А.И. Топливо. Тепловой баланс котельного агрегата: учеб. пособие / А.И. Куликов, А.Ф. Смоляков, И.Н. Дюкова и др. - СПб: СПбГЛТУ, 2012. - 64 с.
- 39 Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики / Липатников Г.А., Гузев М.С. – 2007. – 86 с.
- 40 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов/ Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: 2006. – 268 с.
- 41 Луканин, В.Н. Теплотехника: учеб. для вузов/ В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др.; под ред. В.Н. Луканина. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. шкл., 2008. – 156 с.
- 42 Ривкин, А.С. Тепловой расчет котлоагрегата: учеб. пособие / А.С. Ривкин - Иваново: ИГЭУ, 2011. - 144 с.
- 43 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: МЭИ, 2007. – 336 с.
- 44 Сергеев, А.В. Справочное учебное пособие для персонала котельных: Тепломеханическое оборудование котельных. - 4-е изд., перераб. и доп. / А.В. Сергеев - СПб.: ДЕАН, 2012. - 256 с.
- 45 Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Академия, 2008. Таймаров, М.А. Тепловой расчет котельных агрегатов: учеб. пособие. – 2-е изд. / М.А. Таймаров – Казань: КГЭУ, 2005. - 155 с.
- 46 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.
- 47 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики / А.Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 472 с.
- 48 Фокин, В.М. Энергосбережение в производственных и отопительных котельных / В.М. Фокин. – М.: Машиностроение-1, 2004. – 288 с.
- 49 Официальный сайт Oilon – <http://www.oilon.com/main/ru/>.
- 50 Официальный сайт ООО «Барнаульский котельный завод» - <http://www.bkzn.ru>
- 51 Официальный сайт ООО «Энергопоставка» – <http://www.energopostavka.ru>
- 52 Официальный сайт «Монтажное управление энергосистем G» – <http://energosistemasG.ru>
- 53 Алабугин, А.А. Производственный менеджмент в энергетике предприятия: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 1998. – 69 с.;

										лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.957.12 ПЗ					83