

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

« _____ » _____ 2017 г.

М.П.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

_____ К.В. Осинцев

« _____ » _____ 2017 г.

**ПЕРЕВОД КОТЛА ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО»
НА СЖИГАНИЕ УГЛЯ САРЬКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С ЦЕЛЬЮ ЭНЕРГО - И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ**

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

ЮУрГУ–13.04.01.2017.030.09 ПЗ ВКР

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

_____ Е.В. Торопов
« _____ » _____ 2017 г.

Научный руководитель: ,
к.т.н., доцент

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

Автор работы,
студент группы П-289

_____ Р.С. Сабуров
« _____ » _____ 2017 г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Сабуров Р.С. Перевод котла ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» на сжигание угля Сарыкольского месторождения с целью энерго - и ресурсосбережения. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э ПТЭ, 2017, 135 стр. Библиограф. Список – 65 наименований, 7 листов чертежей формата А-1.

В дипломном проекте рассмотрены варианты использования непроектного топлива на котле ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго», дан сравнительный анализ Челябинского и Сарыкольского угля. Приведен результат опытного сжигания Сарыкольского угля показывающий возможность использовать без ограничений в работе оборудования, с более высокими технико-экономическими и экологическими показателями.

В работе рассмотрена экологическая проблема и предложены мероприятия по модернизации котла ПК-14-2 позволяющие эффективно уменьшить выбросы золы.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, десяти разделов, в которых изложен тепловой расчет и сравнительный анализ углей, технико-экономические обоснование модернизации, а также вопросы КИПиА, защиты окружающей среды и охраны труда. заключения, библиографического списка и приложения.

Во введении описывается снижение качества топлива поставляемое на ТЭЦ. В связи с этим для поддержания бесперебойной работы ТЭЦ необходим ещё один энергоноситель. Эти обстоятельства принуждают искать альтернативные виды топлива.

Первая глава посвящена описанию существующего положения на ТЭЦ, обосновывается актуальность и суть перевода котла ПК-14-2 на не проектное топливо.

Во второй главе посвящена описанию ТЭЦ и краткое описание технологического процесса

| | | | | | | | | |
|-----------|--------------|----------|--|--|--|-------------------------|------|--------|
| | | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | | |
| Изм. | Лист | № докум. | | | | | | |
| Разраб. | Сабуров Р.С. | | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Пров. | Пашнин С.В. | | | | | 3 | 3 | 128 |
| Н. Контр. | Пашнин С.В. | | | | | ЮУрГУ Кафедра ПТЭ | | |
| Зав.Каф. | Осинцев К.В. | | | | | | | |

*Перевод котла ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ
ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» на
сжигание угля Сарыкольского
месторождения с целью энерго -
и ресурсосбережения*

В третьей главе проведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений

В четвертой главе проведён тепловой расчет котла ПК-14-2 при переводе на сжигание угля Сарыкольского месторождения.

В пятой главе разработана система подачи топлива и золошлакоудаление на ТЭС

В шестой главе рассмотрены вопросы экологии при переводе котла ПК-14-2 на сжигание Сарыкольского угля

В седьмой главе рассмотрены пути повышения энергосбережения установки

В восьмой главе приводится краткое описание схемы автоматики

В девятой главе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности

В десятой главе проведен анализ необходимости ресурсов для разработки проекта системы управления энергохозяйством ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго», а также проведен технико-экономический расчет работы котла ПК-14-2 на Сарыкольском угле и рассчитаны капитальные и текущие затраты на модернизацию котла ПК-14-2

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы

| | | | | | | | |
|-----------|--------------|----------|--|--|-------------------------|------|--------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | | |
| Изм. | Лист | № докум. | | | | | |
| Разраб. | Сабуров Р.С. | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Пров. | Пашнин С.В. | | | | | 3 | 128 |
| Н. Контр. | Пашнин С.В. | | | | ЮУрГУ Кафедра ПТЭ | | |
| Зав.Каф. | Осинцев К.В. | | | | | | |

ВВЕДЕНИЕ

На многих электростанциях Челябинска используют Челябинский бурый уголь марки ЗБР. Челябинский угольный бассейн не является перспективным, добыча топлива постепенно снижается. Перспективы поддержания добычи угля возможны лишь в пределах Коркинского месторождения за счет действующего фонда и освоения резервного участка. Угли имеют высокую зольность. Добыча угля ведется шахтным и открытым способом на глубине 400-800 м.[1]

В последние годы качество поставляемого на ТЭЦ челябинского угля ухудшилось: зольность на сухую массу превышает 37% а низшая удельная теплота сгорания упала до 13050 кДж/кг, вместо проектной $Q_{н}^p=15491,16$ кДж/кг. С ухудшением качества топлива растут эксплуатационные затраты на ремонт и модернизацию оборудования, а также затраты на очистку дымовых газов от вредных выбросов. Всё это, наряду с дефицитом Челябинского угля и высокой его стоимостью, отрицательно сказывается на экономичности и надёжности работы ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО».

Поэтому, для поддержания бесперебойной работы ТЭЦ необходим ещё один энергоноситель. Эти обстоятельства принуждают искать альтернативные виды топлива. Так в 2009 году на котлах ТЭЦ было проведено пробное сжигание бурого угля марки ГЖО ОК1 разреза Ольжерасский. На котлах ПК-14 началось его промышленное освоение. Однако угли разреза Ольжерасский бурогоугольного месторождения имеют значительные недостатки связанные с особенностью минеральной части золы. Кроме того, высокое содержание СаО в золе приводит к зарастанию систем гидрозолоудаления, т.е. необходимы мероприятия по реконструкции шлакоудаления.[2][3]

Учитывая всё изложенное имеет смысл рассмотреть топливо, имеющее лучшие потребительские свойства, чем у Челябинского бурого угля и не имеющее недостатки свойственные углям разреза «Кайчакский-1».

Майкюбенский бассейн расположенный в Республике Казахстан имеет в целом относительно благоприятные условия разработки угольных месторождений. На первом этапе признано выгодным предложение об использовании угля Сарыкольского месторождения, имеющего следующие характеристики[1]:

влажность - 18%;

содержание золы - 30%;

содержание серы - 0,6%;

удельная теплота сгорания - 15,6 МДж/кг.

В связи с вышеперечисленным, появляется реальная возможность замещения на ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» Челябинского угля более высококалорийным (16634 кДж/кг), а так же более дешёвым Сарыкольским углём. Большие запасы, дешевизна и экологические достоинства Сарыкольского угля сделали его привлекательным для ТЭЦ, построенной в расчете на топливо другого месторождения.

Таким образом, ТЭЦ не будет привязана к одному поставщику топлива, что может обеспечить ей бесперебойную работу и возможность выбора из нескольких поставщиков.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 7 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Перевод котла ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» на сжигание угля Сарыкольского месторождения позволит повысить КПД котлоагрегатов, существенно улучшить экологические показатели по выбросам золы и вредных веществ в атмосферу, повысить надежность работы теплоэнергетического оборудования.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 8 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЛА ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» НА СЖИГАНИЕ УГЛЯ САРЫКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЮ ЭНЕРГО - И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» проектировалась под сжигание Челябинского бурого угля марки 3-БР. В последние годы качество поставляемого угля ухудшилось. Зольность повысилась до 40-45%, а удельная теплота сгорания упала до 10459-12132 кДж/кг, вместо проектной 15479 кДж/кг. С ухудшением качества топлива растут эксплуатационные затраты на выработку электроэнергии, ремонт и модернизацию оборудования, а также затраты на очистку дымовых газов от вредных выбросов. Всё это, наряду с дефицитом Челябинского угля и высокой его стоимостью, отрицательно сказывается на экономичности и надёжности работы станции, делает не конкурентоспособной продукцию.

В сложившейся ситуации перевод котлов на природный газ исключительно выгоден, так как затраты на его добычу и доставку невелики по сравнению с затратами на добычу Челябинского угля. Однако существующая тенденция роста цен на мировом рынке приведёт в ближайшее время к значительному росту цен на природный газ, а в следствии и ограничение его использования на внутреннем рынке. В этой связи станция ведёт поиск альтернативного твёрдого топлива.

На первом этапе признано выгодным предложение об использовании на ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» угля Сарыкольского месторождения. Особенностью углей, предназначенных для сжигания в топках котлов различной производительности, является их «открытая» добыча, что значительно удешевляет их стоимость [1].

Перевод котла ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» на сжигание угля Сарыкольского месторождения показал, что Казахстанский уголь может с успехом использоваться с более высокими, чем при сжигании челябинского бурого угля технико-экономическими и экологическими показателями. Это позволит расширить возможности электростанции по использованию различных видов топлива и снизить зависимость от поставщиков.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 9 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1.1 Описание ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО»

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» г. Челябинска предназначена для обеспечения комбината доменным дутьем, сжатым воздухом для кислородных блоков, технологическим паром, химочищенной водой, электроэнергией, теплом для цехов комбината, предприятий и жилого массива Metallургического района. Строительство ТЭЦ было начато в марте 1943 г. и осуществлялось в четыре очереди, закончилось в 1970 году, в 2000-2002 г. была произведена реконструкция – введены в работу турбогенераторы № 3, № 8 и испарительная установка. Первый промышленный ток ТЭЦ выдала 21.12.43 г [4].

По состоянию на 29.09.2009 г. установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 229 МВт, установленная мощность турбоагрегатов доменного дутья 82 МВт, установленная мощность турбокомпрессоров сжатого воздуха 106 МВт.

Тепловая мощность котлов ТЭЦ – 1261,27 Гкал/час

Паровая производительность Котельного цеха – 2055 т/час

Тепловая мощность по отборам турбин – 687 Гкал/час

Система технического водоснабжения замкнутого типа с 10 градирнями и 4 бассейнами для охлаждения циркуляционной воды.

В состав ТЭЦ входят цеха:

1. Цех подготовки производства;
2. Котельный цех;
3. Турбинный цех №1;
4. Турбинный цех №2;
5. Турбинный цех №3;
6. Электрический цех;
7. Химический цех;
8. Тепловой автоматики и измерений;
9. Производственно-технический отдел.

1.2 Краткое описание технологического процесса ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО»

Задачей технологического процесса ТЭЦ является преобразование энергии сжигаемого в котлах топлива в энергию пара с последующим преобразованием ее в другие виды энергии: электрическую, тепловую, доменного дутья, сжатого воздуха. Газообразное топливо и уголь с топливоподачи после его подготовки (дробления и размола до пылевидного состояния) поступает в топку котлоагрегатов котельного цеха. Тепло, получаемое при сжигании топлива, используется для испарения конденсата и хим.очищенной воды, подготавливаемой химическим цехом для получения пара заданных параметров (давления и температуры).

Котлоагрегаты I очереди- 32 кгс/см², 425 °С.

Котлоагрегаты II очереди- 68,6 кгс/см², 482 °С.

Котлоагрегаты III очереди- 100 кгс/см², 510 °С.

Котлоагрегаты IV очереди- 100 кгс/см², 520 °С.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист 10 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Пар, выработанный котлами, поступает в турбинные цехи №№№ 1,2,3.

В турбинном цехе №1 семь турбогенераторов вырабатывают электроэнергию.

Часть пара из отборов турбин поступает:

1) на технологические нужды комбината с параметрами пара 7, 13 и 18 ата.

2) на 6 бойлерных установок, в которых нагревается сетевая вода для теплоснабжения комбината и жилого района.

Электрическая энергия, вырабатываемая генераторами, через распределительные устройства 110, 35 и 6 кВ, передается цехам комбината.

Турбинный цех №2 пятью турбовоздуходувками обеспечивает дутьем доменные печи.

Турбинный цех №3 5 турбокомпрессорами обеспечивает кислородные блоки кислородно-компрессорного производства сжатым воздухом.

Структура топливопотребления в котлах ТЭЦ используется четыре вида топлива: природный, доменный, коксовый газы и Челябинский бурый уголь.

1.2.1 Цех подготовки производства

Назначение – обеспечение подготовки и транспортировки угля для энергетических котлов.

Таблица 1.1 - Описание топливоподачи [4].

| № п/п | Наименование параметра | Ед. измерения | Количество |
|-------|--------------------------------------|----------------|------------|
| 1 | Производительность тракта углеподачи | т/ч | 85 |
| 2 | Ленточные транспортеры | шт | 13 |
| 3 | Дробилки М-9 | шт | 2 |
| 4 | Бульдозеры Т-130, Б-170 | шт | 2 |
| 5 | Открытый склад угля | | |
| | -площадь | м ² | 5600 |
| | -емкость | т | 27500 |
| 6 | Емкость разгрузочного устройства | т | 1200 |
| 7 | Фронт разгрузки (8 вагонов) | м | 126,5 |

1.2.2 Котельный цех

Котельный цех предназначен для выработки пара для турбинных цехов №1,2,3.

В состав котельного цеха входят:

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 11 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

- 11 котлов установленной суммарной производительностью 1835 т пара/ч;
- электромостовой кран грузоподъемностью 30/5 т ;
- системы газоснабжения, системы пылеприготовления, гидрошлакоудаления;
- очистки дымовых газов;
- испарительная установка ИМВ-50-2шт, общей производительностью 100 т. конденсата в час.

Таблица 1.2 - Описание котельного цеха [4].

| № котла | Тип котла | Год изготовления/установки | Параметры пара | | Паропроизводительность т/ч |
|---------|-----------------|----------------------------|-----------------|---------------|----------------------------|
| | | | Температура, °С | Давление, ата | |
| 1 | ТКЗ-125 | 1933/1943 | 425 | 33 | 125 |
| 2 | ТКЗ-125 | 1934/1943 | 425 | 33 | 125 |
| 3 | ТКЗ-125 | 1934/1945 | 425 | 33 | 125 |
| 4 | Е-220-3,2-425ГД | 2003/2007 | 425 | 32 | 220 |
| 5(*) | Фостер-Виллер | 1943/1948 | 482 | 66,8 | 150 |
| 6 | Фостер-Виллер | 1943/1949 | 482 | 66,8 | 200 |
| 7 | ПК-14Р | 1955/1956 | 510 | 100 | 230 |
| 8 | ПК-14-2 | 1961/1963 | 540 | 100 | 230 |
| 9 | ПК-14-2 | 1965/1967 | 540 | 100 | 230 |
| 10 | ПК-14-2 | 1968/1970 | 540 | 100 | 220 |
| 11 | ПК-14-2 | 1969/1970 | 540 | 100 | 220 |
| | | | | ИТОГО | 2 055 |
| | | | | : | |

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Выпускная квалификационная работа разработана согласно распоряжению Правительства РФ от 31.11.2009 №1715-Р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [5] главными стратегическими ориентирами долгосрочной государственной энергетической политики являются: энергетическая безопасность; энергетическая эффективность экономики; бюджетная эффективность энергетики; экологическая безопасность энергетики. Одним из механизмов решения данных вопросов является создание благоприятной экономической среды для функционирования топливно-энергетического комплекса (включая согласованное тарифное, налоговое, таможенное, антимонопольное регулирование и институциональные преобразования в топливно-энергетическом комплексе); Должно быть развернуто широкое инновационное обновление отраслей топливно-энергетического комплекса за счет отечественных технологий, материалов и оборудования, полученных в результате активного взаимодействия топливно-энергетического комплекса и промышленности на первом этапе, а также международного сотрудничества. При этом следует обратить внимание на монозависимость российской экономики и энергетики от природного газа, доля которого в структуре внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов составляет около 53 процентов;

Исходя из закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [6] начиная с 1 января 2010 года государственное учреждение обязано обеспечить снижение в сопоставимых условиях объема потребленных им воды, дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля в течение пяти лет не менее чем на пятнадцать процентов от объема фактически потребленного им в 2009 году каждого из указанных ресурсов с ежегодным снижением такого объема не менее чем на три процента. Эти требования предлагается выполнить, в том числе за счет заключения новых контрактов на поставки энергетических ресурсов и топлива, используемого в целях выработки энергии.

Учитывая стратегические цели государственной политики в области экологического развития, обозначенные документом «Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года» [7] важным направлением является решение социально-экономических задач, обеспечивающих экологически ориентированный рост экономики, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов для удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, реализации права каждого человека на благоприятную окружающую среду, укрепления правопорядка в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности.

При переводе котла ПК-14-2 на ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» была использована следующая учебно-методическая и нормативно-справочная литература:

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-------------------------|------|
| | | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | | 13 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

Раздел «Энергосбережение» выполнен в соответствии с «Федеральным законом РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», и в соответствии с энергоаудитом и энергосбережением котельных.

Раздел сравнения отечественных и зарубежных передовых технологий и решений выполнен по литературе - Гелетуха, Г.Г., Железная Т.А. «Современные технологии получения жидкого топлива из биомассы быстрым пиролизом»[8].

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен согласно нормативному методу [9][10][11] и СП 89.13330.2012. Котельные установки/Актуализированная редакция СНиП II-35-76 [12].

Основным документом при написании раздела «Вопросы экологии» является Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ

Также для раскрытия раздела «Безопасность жизнедеятельности» был использован учебник "Безопасность жизнедеятельности в энергетике", в котором рассмотрены организационно-правовые основы, эффективные методы и средства обеспечения безопасности жизнедеятельности персонала промышленного предприятия любой организационной формы. Особое внимание уделено вопросам обеспечения безопасности персонала, связанного с обслуживанием, ремонтом и наладкой электрооборудования:

1. ГОСТ 12.0.002.-80 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

2. ГОСТ 12.1.003 - 83* ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности».

3. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность».

4. Приказ Минздрава России от 14.03.96 г. № 90 «О порядке проведения предварительных и периодических медицинских осмотров работников и медицинских регламентах допуска к профессии»

5. СНиП II - 35 - 76. Котельные установки.

6. СНиП 11-58-85 «Электростанции тепловые»

7. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И – 1.01.86. «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит».

8. ГОСТ 12.4.011-96 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»

9. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования»

10. Остальные источники приведены в конце на странице 123

При написании экономической части была использована следующая учебно-методическая литература - Алабугин А. А., Алабугина Р. А. «Экономико-управленческая часть дипломного проекта».

Пояснительная записка оформлена согласно СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 14 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ[8]

Совместное сжигание угля и биомассы на электрических станциях рассматривается в мире как наименее капиталоемкий путь использования биомассы для производства электрической энергии. Существующие угольные электростанции характеризуются высокими начальными параметрами пара, что обеспечивает достижение высокого коэффициента полезного действия по преобразованию тепловой энергии биомассы в электроэнергию. Дооснащение существующих электростанций под использование биомассы характеризуется значительно меньшими капитальными затратами по сравнению со строительством новых. Использование биомассы позволяет снижать как выбросы традиционных загрязняющих веществ (SO_x, NO_x), так и эмиссию парниковых газов (CO₂, CH₄).

Совместное сжигание угля и биомассы распространено в ряде развитых стран Европы и США. Например, в Германии имеется 27 ТЭС с совместным сжиганием биомассы и угля, в Финляндии – 18, в Швеции – 15, в Дании, Австрии и Нидерландах – по 5, в США – 41.

Существующие в мировой практике технологии совместного сжигания биомассы и угля можно разделить на четыре группы со следующими технологическими особенностями:

- совместное сжигание с подачей в котёл смеси угля с биомассой;
- совместное сжигание с отдельной подачей биомассы и угля в котёл;
- совместное сжигание в топках с кипящим слоем;
- газификация биомассы с последующим сжиганием генераторного газа.

На электростанции Maasvlakte (Нидерланды) 518 МВт (указана мощность энергетических установок, потребляющих биомассу) реализовано совместное сжигание гранул биомассы и угля. Гранулы производятся из осадка сточных вод, древесных отходов и осадка бумажного производства на специально построенном рядом заводе. Транспортёрной лентой гранулы влажностью 40 % подаются на электростанцию, смешиваются с сырым углём в топливных бункерах, измельчаются в существующих мельницах и подаются в пылеугольный котел. Биомасса замещает 5...10 % масс годового потребления угля.

На электростанции Kettle Falls, 46 МВт (США) осуществляется совместное сжигание природного газа и древесных отходов в количестве 500 тыс. т/год. Отходы поставляются лесопильными предприятиями, расположенными на расстоянии до 100 км. Биомасса сжигается в котле производительностью 190 т пара/час на цепной колосниковой решетке с механическим забрасывателем. Влажность древесных отходов составляет 50 %, поэтому при нагрузке менее 70 % дополнительно сжигают природный газ.

Финская ТЭЦ Alholmens (г. Питерсаари) является уникальной в своём роде, поскольку на ней установлен самый крупный в мире котёл с ЦКС, в котором сжигается биомасса – 550 МВт. Конструкция котла является очень гибкой в отношении топлива, что позволяет использовать широкий диапазон топлив. В настоящее время на станции сжигается: торфа – 45 %, отходов деревообработки и коры – 35 %, лесных отходов – 10 %, мазута или угля – 10 % по энергии топлива.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 15 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

ТЭЦ производит 1300 ГВт·ч/год электроэнергии и 2520 ТДж/год теплоты, осуществляя теплоснабжение города с населением 20 тысяч человек и поставляя технологический пар на ближайшую бумажную фабрику.

Среди новых технологий, находящихся в стадии развития, можно выделить совместное сжигание угля или природного газа и жидкого пиротоплива из биомассы. Пиротопливо получают технологиями быстрого пиролиза биомассы, его плотность составляет 1200 кг/м³, Q_н) – порядка 18 МДж/кг.

Преимуществом такой технологии является возможность производства пиротоплива в местах наличия дешевой биомассы с последующей транспортировкой продукта с высокой энергетической плотностью на электростанцию.

Совместное сжигание биомассы с углём на существующих угольных электростанциях широко применяется в Европе и мире и является наименее капиталоемким способом использования биомассы для производства электрической энергии. При этом существенно улучшаются экологические показатели электростанций.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 16 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | | | | | |

4. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЁТ КОТЛА ПК-14 ПРИ ПЕРЕВОДЕ НА СЖИГАНИЕ САРЫКОЛЬСКОГО УГЛЯ[9-14]

4.1 Свойство Сарыкольского угля[1]

Теплотехнические характеристики угля

По данным поставщика на ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» поставлен уголь с разреза «Саракольский» со следующими показателями качества:

$W_t^r=19,0-21,3$ %; $A^d=18,5-23,6$ %; $Q_i^r=10251-20083$ кДж/кг.

По результатам исследования проб Саракольского угля, отобранных с ПСУ на котле, средние значения показателей качества составили:

$W_t^r = 20,8$ %; $A^d=25,0$ %; $Q_i^r=16634$ кДж/кг.

Среднее содержание серы в угле опытной партии составило $S_t^d=0,54$ %. Выход летучих для проб с зольностью $A^d =23,2; 26,7; 28,9$ % составил соответственно $V^{daf}=45,2; 41,5; 42,2$ %. Элементный состав для угля средней зольности $A^d=25,0$ %: $C^{daf}=72,7$ %; $H^{daf}=5,2$ %; $S^{daf}=0,65$ %; $N^{daf}=1,0$ %. Для определения элементного состава угля с отличающейся зольностью (в диапазоне $A^d=13,0-28$ %) могут использоваться следующие зависимости:

$C^{daf}=80,397-5,739 \cdot 100/(100 - A^d)$, %; $H^{daf}= 4,207 + 0,705 \cdot 100/(100 - A^d)$, %;

$S^{daf}=1,143 - 0,368 \cdot 100/(100 - A^d)$, %; $N^{daf}= 0,893 + 0,082 \cdot 100/(100 - A^d)$, %

Теплота сгорания "чистого" Саракольского угля в опытах составила $Q_i^r=3860-4100$ ккал/кг при среднем значении по опытной партии $Q_i^r=3975$ ккал/кг, что практически совпадает с данными ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» по входному контролю угля.

Энергетический потенциал и технологические свойства угля в значительной степени определяются элементным составом его органической массы в состав которой входят –углерод, водород, сера, азот и кислород. Основными горючими топлива являются углерод и водород, которые и определяют его теплоту сгорания.

4.1.1 Шлакующие и загрязняющие свойства Саракольского угля

При пылеугольном сжигании на поверхностях нагрева котлов в отличающихся температурных зонах могут образовываться отложения разных типов, и для характеристики шлакующих и загрязняющих свойств углей применяют совокупность показателей: температурные условия начала образования быстрорастущих шлаковых отложений (температура начала шлакования, $t_{шл}$) и склонность угля к формированию прочных, селективно обогащённых отложений (железистых, сульфатно-кальциевых). Если такие отложения не образуются, происходит саморасшлаковка поверхностей нагрева, и не возникает проблем шлакования топочных экранов современных котлов.

Экспериментально показатели шлакующих свойств определяются в опытах на котлах или огневых стендах. Вместе с тем, накопленный опыт и разработки позволяют достаточно хорошо оценивать их расчетным методом по данным лабораторных исследований.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 17 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

В нашей стране при проектировании и анализе работы котлов широко используются разработки УралВТИ - Уральской теплотехнической лаборатории. В них шлакующие и загрязняющие свойства топлива характеризуются следующей совокупностью показателей:

- температура начала шлакования, $t_{шл}$;
- склонность к образованию прочных селективно обогащённых отложений:
- железистых P_{fe} и сульфатно-кальциевых P_{ca} ;
- склонность к образованию загрязнений на базе активных щелочей P_{na}^a ;
- комбинированный индекс склонности к шлакованию топки, R_{st} и полурадационных поверхностей нагрева (показатель прочности отложений, t_{12}).

Результаты анализа шлакующих свойств (показатели P_{fe} , P_{ca} , P_{na}^a , R_{st} , $t_{шл}^{расч}$, t_{12}) для проб Саракольского угля отобранных в опытах на котле даны в таблице 4.1. Там же для сравнения приведены показатели для челябинского угля разной зольности.

Таблица 4.1 - Показатели шлакующих свойств Саракольского угля в сравнении с Челябинским

| Расчет № | Уголь, характеристика | A^d % | fe | P_{ca} | P_{na}^a | R_{st} | $t_{шл}^{расч}$, °C | t_{12} , °C |
|-------------------------------------|-----------------------|---------|------|----------|------------|----------|----------------------|---------------|
| Пробы, отобранные в опытах на котле | | | | | | | | |
| 0 | Саракольский уголь | 27,5 | 0,15 | 0,27 | 0,31 | 0,55 | 1031 | 1201 |
| 1 | | 23,4 | 0,25 | 0,28 | 0,33 | 0,58 | 1023 | 1198 |
| 2 | | 24,2 | 0,23 | 0,28 | 0,33 | 0,57 | 1025 | 1199 |
| 3 | | 27,0 | 0,16 | 0,27 | 0,31 | 0,55 | 1030 | 1200 |
| 4 | | 24,1 | 0,23 | 0,28 | 0,33 | 0,58 | 1024 | 1199 |
| 5 | | 25,5 | 0,2 | 0,27 | 0,32 | 0,56 | 1027 | 1200 |
| 6 | | 24,7 | 0,22 | 0,28 | 0,32 | 0,67 | 1026 | 1199 |
| 7 | Челябинский уголь | 42,0 | 0,33 | 0,23 | 0,35 | 0,57 | 1025 | 1180 |
| 8 | | 49,8 | 0,27 | 0,19 | 0,33 | 0,51 | 1045 | 1190 |

P_{fe} , R_{st} – показатели, рассчитанные при принятии доли пиритной серы по среднестатистическим показателям для Саракольского угля.

Склонность к образованию отложений и связанных с этим проблем по шлакованию возрастает по мере увеличения значений безразмерных показателей (P , R) и снижения размерных температурных ($t_{шл}$, t_{12}). Принята следующая классификация углей по показателям шлакующих свойств.

P_{fe} - показатель склонности к образованию железистых отложений ($P_{fe}=0...1$), низкая - $P_{fe} \leq 0,25$; средняя $0,25...0,5$; высокая $0,5...0,72$; очень высокая $\geq 0,72$.

P_{ca} - показатель склонности к образованию сульфатно-кальциевых отложений ($P_{ca}=0...1$), низкая $P_{ca} \leq 0,42$; средняя $0,42...0,6$; высокая $\geq 0,6$.

P_{na} - показатель склонности к образованию загрязнений на базе активного натрия ($P_{na}=0...1$), низкая $P_{na} \leq 0,4$; средняя $0,4...0,5$; высокая $0,5...0,7$; очень высокая $\geq 0,7$.

R_{st} - склонность к шлакованию топки ($R_{st} = 0 \dots 1$), низкая $\leq 0,42$; средняя $0,42 \dots 0,62$; высокая $0,62 \dots 0,75$; очень высокая $\geq 0,75$.

$t_{шл}$ – температура начала шлакования. Низкий уровень $t_{шл} \geq 1100$ °С; средний $1020 \dots 1100$ °С; высокий $980-1020$ °С; очень высокий ≤ 980 °С.

Из данных, приведённых в табл. 2.1 следует, что образования селективно обогащённых отложений при сжигании Саракольского угля с зольностью выше примерно 20 % не прогнозируется.

Вывод: Таким образом, при сжигании Саракольского угля с $A^d > 20$ % на поверхностях нагрева не образуются селективно-обогащенные какими-либо компонентами отложения. По этим показателям, а также по $t_{шл}$ и показателю прочности шлаковых отложений (t_{12}) Саракольский уголь близкий аналог челябинского с $A^d > 40-42$ %.

4.1.2 Минеральный состав Саракольского угля

Минеральная часть Саракольского угля в широком диапазоне зольности $A^d = 7,4-42,9$ % сохраняет кислый состав ($\Sigma K / \Sigma O = 4,4-15,2$). При зольности товарного угля $A^d = 22-28$ % $\Sigma K / \Sigma O = 10-15$.

Химический состав золы закономерно с небольшим разбросом экспериментальных значений изменяется в зависимости от зольности. Так, с ростом зольности в минеральной части возрастает содержание Si, Ti и K, снижается содержание Fe, Ca, Mg, Na, содержание Al слабо зависит от зольности. Анализ приведённых зависимостей содержания минеральных компонентов от зольности, содержания карбонатов, серы указывает, что кремний присутствует в минеральной части в виде кварцевого песка и глинистых минералов каолиновой группы, соединения алюминия представлены глиной каолинового типа, железо входит преимущественно в состав карбонатов и органической части, калий входит в состав внешней золы в виде полевых шпатов и глинистых минералов, натрий входит в состав внутренней золы в виде катионов органических соединений и хлоридов. Железо в Саракольском угле органической и сульфатной составляющими при малой доле пирита (FeS_2), минерала существенно усиливающего шлакование поверхностей нагрева топки.

Минералогический состав челябинского угля по данным Урал ВТИ представлен: кварцем ($\alpha-SiO_2$); глинистыми минералами - каолинит $\{Al_4Si_4(OH)_8\}$, - монтмориллонит $\{Al_4Si_8(OH)_4 \cdot H_2O\}$; железосодержащими минералами - пирит (FeS_2), - сидерит ($FeCO_3$); полевым шпатом ($Na_xK_{1-x}AlSi_3O_8$).

Вывод: В качественном отношении состав минеральной части Челябинского и Саракольского углей близкий. Отличие состоит лишь в количестве компонентов кислого и основного состава и преимущественным содержанием железа в челябинском угле в виде пирита.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 19 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

4.2 Топливо, воздух и продукты сгорания

Котёл ПК-14-2 - вертикальный, водотрубный с естественной циркуляцией, с камерной топкой и двумя барабанами – основным и предвключенным. Конструкция котла включает в себя двухступенчатый пароперегреватель, двухступенчатый водяной экономайзер и двухступенчатый воздухоподогреватель. Топливо сжигается в камерной топке с твёрдым шлакоудалением и размолом топлива в молотковых шахтных мельницах.

Зольность и состав Сарыкольского угля на сухую массу[1]:

$$W^d = 20,8\%, A^d = 25\%, S^d = 0,6\%, C^d = 72,4\%, H^d = 5,2\%, N^d = 1\%, O^d = 20,5\%,$$

Определим состав Сарыкольского угля на рабочую массу:

$$A^r = A^d \cdot \frac{100 - W_t^r}{100} = 25 \cdot \frac{100 - 20,8}{100} = 19,8\%$$

$$S^r = S^d \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100} = 0,6 \cdot \frac{100 - 20,8 - 19,8}{100} = 0,38\%$$

$$C^r = C^d \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100} = 72,4 \cdot \frac{100 - 20,8 - 19,8}{100} = 43\%$$

$$H^r = H^d \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100} = 5,2 \cdot \frac{100 - 20,8 - 19,8}{100} = 3,06\%$$

$$O^r = O^d \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100} = 20,5 \cdot \frac{100 - 20,8 - 19,8}{100} = 12,09\%$$

$$N^r = N^d \cdot \frac{100 - W_t^r - A^r}{100} = 1 \cdot \frac{100 - 20,8 - 19,8}{100} = 0,59\%$$

Проверяем правильность расчёта:

$$19,8 + 20,8 + 0,38 + 43,0 + 3,06 + 0,59 + 12,09 = 99,7\%$$

Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^r + 0,375 \cdot S^r) + 0,265 \cdot H^r - 0,0333 \cdot O^r, \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V^0 = 0,0889 \cdot (43 + 0,375 \cdot 0,38) + 0,265 \cdot 3,06 - 0,0333 \cdot 12,09 = 4,244$$

Теоретические объёмы продуктов сгорания топлива:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot \frac{N^r}{100}$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,244 + 0,8 \cdot \frac{0,59}{100} = 3,358 \text{ м}^3/\text{кг}$$

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

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{43,0 + 0,375 \cdot 0,38}{100} = 0,805 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^r + 0,124 \cdot W^r + 0,0161 \cdot V^0$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3,06 + 0,124 \cdot 20,8 + 0,0161 \cdot 4,244 = 0,665 \text{ м}^3/\text{кг}$$

По нормативным значениям присосов воздуха в газоходах выбираем коэффициент избытка воздуха на выходе из топки[9]: $a_T = 1,2$

Тогда : п/перегреватель II ступень $a_T = 1,23$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 20 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

п/перегреватель I ступень $a_T = 1,25$
 в/экономайзер II ступень $a_T = 1,27$
 воздухоподогреватель II ступень $a_T = 1,32$
 в/экономайзер I ступень $a_T = 1,34$
 Воздухоподогреватель I ступень $a_T = 1,39$

Таблица 4.2 – Расчётные данные[13]

| | | |
|--|------------------|--|
| Паропроизводительность котла | D | 230 т/ч |
| Давление в барабане | p_b | (109кгс/см ²) 10,69 МПа |
| Температура перегретого пара | $t_{пп}$ | 510°С |
| Давление питательной воды | $p_{пв}$ | (150кгс/см ²) 14,71 МПа |
| Температура питательной воды | $t_{пв}$ | 215°С |
| Давление перегретого пара у главной паровой задвижки | $p_{пп}$ | (101кгс/см ²) 9,9 МПа |
| Температура горячего воздуха | $T_{гв}$ | 350°С |
| Температура холодного воздуха | $t_{хв}$ | 30°С |
| Температура уходящих газов | $\vartheta_{ух}$ | 140°С |

Топливо - Сарыкольский бурый уголь марки Б-3
 $W^P - 20,8 \%$; $A^P - 19,8 \%$; $Q^P_n - 16634 \text{кДж/кг}$;

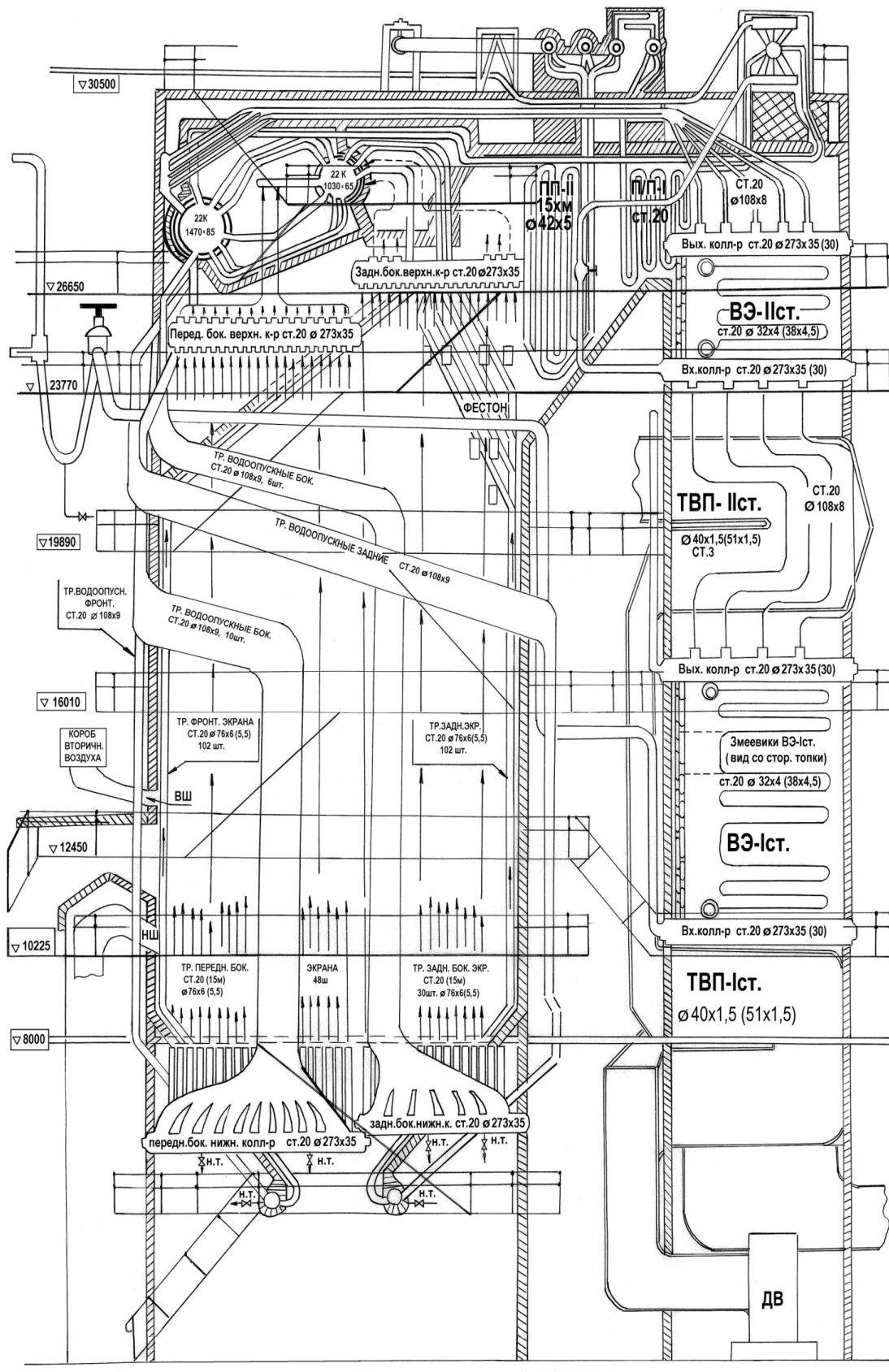


Рисунок 4.1 – Схема устройства котлоагрегата ПК – 14[14]

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

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

Лист
22

Таблица 4.3 – Характеристика продуктов сгорания в газоходах котлоагрегата
 $V^0=4,244$ м³/кг; $V_{RO_2}^0=0,805$ м³/кг; $V_{N_2}^0 = 3,358$ м³/кг; $V_{H_2O}^0 = 0,665$ м³/кг;

| Рассчитываемая величина | Разм | газоходы | | | | | | |
|--|--------------------|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | Топка и фестон | п/п Пст | п/п Ист | в/э Пст | Взп Пст | в/э Ист | Взп Ист |
| Коэффициент избытка воздуха α | | 1,2 | 1,23 | 1,25 | 1,27 | 1,32 | 1,34 | 1,39 |
| V_{RO_2} | м ³ /кг | 0,805 | 0,805 | 0,805 | 0,805 | 0,805 | 0,805 | 0,805 |
| $V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0$ | м ³ /кг | 4,207 | 4,334 | 4,419 | 4,504 | 4,716 | 4,801 | 5,013 |
| $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$ | м ³ /кг | 0,678 | 0,5681 | 0,682 | 0,683 | 0,687 | 0,688 | 0,692 |
| $V_P = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V^0$ | м ³ /кг | 5,677 | 5,804 | 5,889 | 5,974 | 6,186 | 6,271 | 6,483 |
| $r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_z}$ | - | 0,142 | 0,139 | 0,137 | 0,135 | 0,130 | 0,128 | 0,124 |
| $r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_z}$ | - | 0,119 | 0,117 | 0,116 | 0,114 | 0,111 | 0,109 | 0,107 |
| $r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$ | - | 0,261 | 0,256 | 0,253 | 0,249 | 0,241 | 0,237 | 0,231 |

Таблица 4.4 – Энтальпия теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива, кДж/кг;

| $\theta^0 C$ | $I_e^0 = V^0 (C\theta)_e$ | $I_{RO_2}^0 = V_{RO_2} (C\theta)_{RO_2}$ | $I_{N_2}^0 = V_{N_2}^0 (C\theta)_{N_2}$ | $I_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^0 (C\theta)_{H_2O}$ | $I_z^0 = I_{RO_2}^0 + I_{N_2}^0 + I_{H_2O}^0$ |
|--------------|---------------------------|--|---|--|---|
| 30 | 166 | | | | |
| 100 | 560 | 136 | 437 | 100 | 673 |
| 200 | 1128 | 287 | 874 | 202 | 1363 |
| 300 | 1710 | 449 | 1317 | 307 | 2073 |
| 400 | 2300 | 621 | 1771 | 416 | 2808 |
| 500 | 2903 | 802 | 2231 | 528 | 3561 |
| 600 | 3522 | 984 | 2701 | 643 | 4328 |
| 700 | 4155 | 1176 | 3178 | 763 | 5117 |
| 800 | 4795 | 1372 | 3672 | 888 | 5932 |
| 900 | 5436 | 1570 | 4176 | 1013 | 6759 |
| 1000 | 6094 | 1772 | 4684 | 1148 | 7604 |
| 1100 | 6769 | 1978 | 5191 | 1281 | 8450 |
| 1200 | 7444 | 2187 | 5695 | 1417 | 9299 |
| 1300 | 8495 | 2395 | 6216 | 1558 | 10169 |
| 1400 | 8810 | 2608 | 6750 | 1701 | 11590 |
| 1500 | 9502 | 2821 | 7271 | 1848 | 11940 |
| 1600 | 10198 | 3032 | 7805 | 1995 | 12832 |
| 1700 | 10890 | 3248 | 8339 | 2146 | 13733 |
| 1800 | 11582 | 3464 | 8877 | 2299 | 14640 |
| 1900 | 12294 | 3679 | 9424 | 2452 | 15555 |
| 2000 | 13004 | 3898 | 9959 | 2611 | 16468 |

Таблица 4.5 – Энтальпии продуктов сгорания (I- 9 -таблица)

$$I = I_2^o + (\alpha - 1) \cdot I_8^o + I_{3л}, \text{ кДж /кг}$$

| 9, °C | I _г , кДж/кг | I _в , кДж/кг | I _{3л} , кДж/кг | топка | п/п Пст | п/п Ист | в/э Пст | Вп Пст | в/э Ист | Вп Ист |
|-------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|-------|---------|---------|---------|--------|---------|--------|
| | | | | α=1,2 | α=1,23 | α=1,25 | α=1,27 | α=1,32 | α=1,34 | α=1,39 |
| 100 | 673 | 560 | 15 | | | | | | 878 | 907 |
| 200 | 1363 | 1128 | 32 | | | | | 1756 | 1778 | 1835 |
| 300 | 2073 | 1710 | 50 | | | | 2585 | 2670 | 2704 | 2789 |
| 400 | 2808 | 2300 | 68 | | | 3676 | 3497 | 3612 | | |
| 500 | 3561 | 2903 | 86 | | 4315 | 4373 | 4431 | 4576 | | |
| 600 | 4328 | 3522 | 106 | | 5244 | 5314 | 5385 | | | |
| 700 | 5117 | 4155 | 125 | | 6198 | 6281 | 6364 | | | |
| 800 | 5932 | 4795 | 144 | | 7179 | 7276 | | | | |
| 900 | 6759 | 5436 | 164 | 8010 | 8173 | 8282 | | | | |
| 1000 | 7604 | 6094 | 185 | 9008 | 9191 | | | | | |
| 1100 | 8450 | 6769 | 206 | 10010 | | | | | | |
| 1200 | 9299 | 7444 | 227 | 11015 | | | | | | |
| 1300 | 10169 | 8195 | 256 | 12064 | | | | | | |
| 1400 | 11590 | 8810 | 296 | 13648 | | | | | | |
| 1500 | 11940 | 9502 | 331 | 14171 | | | | | | |
| 1600 | 12832 | 10198 | 344 | 15216 | | | | | | |
| 1700 | 13733 | 10890 | 389 | 16300 | | | | | | |
| 1800 | 14640 | 11582 | 411 | 17367 | | | | | | |
| 1900 | 15555 | 12294 | 449 | 18463 | | | | | | |
| 2000 | 16468 | 13004 | 473 | 19542 | | | | | | |

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

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

Лист
24

4.3 Расчёт теплового баланса котлоагрегата и расход топлива

Таблица 4.6 – Расчёт теплового баланса котлоагрегата и расход топлива

| Рассчитываемая величина | Обозначение | Размерность | Формула или обоснование | Расчет или данные чертежей |
|--|-------------------|-------------|--|--|
| Располагаемое тепло топлива | Q_p^p | кДж/кг | Q_n^p | 16634 |
| Температура уходящих газов | ϑ_{yx} | °С | задана | 140 |
| Энтальпия уходящих газов | I_{yx} | кДж/кг | По 1-9 таблице ($\alpha=1,39$) | 1278 |
| Температура холодного воздуха | $\vartheta_{х.в}$ | °С | задана | 30 |
| Энтальпия холодного воздуха | $I_{х.в}^o$ | кДж/кг | По 1-9 таблице | 166 |
| Потери тепла: | | | | |
| от химического недожога | q_3 | % | По результатам испытаний | 0 |
| от механического недожога | q_4 | % | По результатам испытаний | 0,4 |
| с уходящими газами | q_2 | % | $\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{х.в}^o) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$ | $\frac{(1278 - 1,39 \cdot 166) \cdot (100 - 0,4)}{16634} = 6,27$ |
| в окружающую среду | q_5 | % | По рис. 1 | 0,5 |
| С теплотой шлака | q_6 | % | $\frac{a_{шл}(ct)_{шл} A^p}{Q_p^p}$ | $\frac{0,05 \cdot 561 \cdot 19,8}{16634} = 0,03$ |
| Сумма тепловых потерь | Σq | % | $q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$ | $6,27 + 0,4 + 0,5 + 0,03 = 7,2$ |
| Кoeffициент полезного действия котельного агрегата | $\eta_{к.а}$ | % | $100 - \Sigma q$ | $100 - 7,2 = 92,8$ |
| Кoeffициент сохранения тепла | φ | — | $1 - \frac{q_5}{\eta_{к.а} + q_5}$ | $1 - \frac{0,5}{92,8 + 0,5} = 0,995$ |
| Паропроизводительность | D | т/ч | По заданию | 230 |
| Давление пара в барабане | p_6 | МПа | По заданию | 10,69 |
| Температура перегрет. пара | $t_{пп}$ | °С | По заданию | 510 |
| Температура питательной воды | $t_{пв}$ | °С | По заданию | 215 |

Окончание таблицы 4.6

| Рассчитываемая величина | Обозначение | Размерность | Формула или обоснование | Расчет или данные чертежей |
|--|-------------|-------------|--|---|
| Давление питательной воды | $p_{пв}$ | МПа | По заданию | 14,71 |
| Удельная энтальпия перегретого пара | $i_{пп}$ | кДж/кг | По табл | 3403 |
| Удельная энтальпия питательной воды | $i_{пв}$ | кДж/кг | По табл | 924 |
| Тепло, полезно используемое в агрегате | $Q_{ка}$ | кДж/кг | $D \cdot (i_{n.n} - i_{n.с})$ | $230000 \cdot (3403 - 924) = 570,2 \cdot 10^6$ |
| Полный расход топлива | B | кг/ч | $\frac{Q_{к.а} \cdot 100}{Q_p^p \cdot \eta_{к.а}}$ | $\frac{570,2 \cdot 10^6 \cdot 100}{16634 \cdot 92,8} = 36899$ |
| Расчетный расход топлива | B_p | кг/ч | $B \cdot \left(\frac{100 - q_4}{100} \right)$ | $36899 \cdot \frac{100 - 0,4}{100} = 36751$ |

4.4 Расчёт топки

Таблица 4.7 – Расчёт топки

| Диаметр и толщина экранных труб | $d \times \delta$ | мм | Конструктивные данные | 76 x 6 |
|--|-------------------|------------|--|---|
| Поверхности: фронтальный экран | $F_{ф}$ | m^2 | Конструктив. данные | 176,4 |
| боковые экраны | $F_{бэ}$ | m^2 | Конструктив. данные | 242 |
| задний экран | $F_{зэ}$ | m^2 | Конструктив. данные | 140,1 |
| фестон | $F_{ф}$ | m^2 | Конструктив. данные | 54,5 |
| Холодная воронка | $F_{хв}$ | m^2 | Конструктив. данные | 44,5 |
| лучевоспринимающая поверхность топки | $H_{л}$ | m^2 | Конструктив. данные | 658 |
| Полная поверхность стен топочной камеры | $F_{ст}$ | m^2 | Конструктив. данные | 700 |
| Объем топочной камеры | $V_{т}$ | m^3 | Конструктив. данные | 1210 |
| Тепловое напряжение топочного объема . | q_v | кВт/ m^3 | $\frac{BQ_p^p}{V_m}$ | $\frac{10,21 \cdot 16634}{1210} = 140,3$ |
| Количество пылеугольных горелок | n | | Конструктив. данные | 4 |
| Теплопроизводительность горелки | $Q_{г}$ | МВт | $Q_{г} = 1,25 \frac{B \cdot Q_p^p}{n} \cdot 10^{-3}$ | $1,25 \frac{10,21 \cdot 16634}{4} \cdot 10^{-3} = 53,1$ |
| Условный коэффициент загрязнения | ξ | | По таблицам | 0,45 |
| Коэффициент тепловой эффективности поверхности | ψ | | $\frac{\xi \cdot H_{л}}{F_{ст}}$ | $\frac{0,45 \cdot 658}{700} = 0,423$ |
| Эффективная толщина излучающего слоя | s | м | $3,6 \times \frac{V_m}{F_{ст}}$ | $3,6 \cdot \frac{1210}{700} = 6,23$ |

Окончание таблицы 4.7

| | | | | |
|--|-------------------|--------------------|--|---|
| Диаметр и толщина экранных труб | $d \times \delta$ | мм | Конструктивные данные | 76 x 6 |
| Температура газов на выходе из топки | ϑ_T'' | °C | Принята предварительно | 1130 |
| Энтальпия | I_m'' | кДж/кГ | По 1-9 таблице | 10311 ($\alpha=1,2$) |
| Температура горячего воздуха | $t_{г.в}$ | °C | Принята предварительно | 350 |
| Энтальпия | $I_{г.в}^o$ | кДж/кГ | По 1-9 таблице | 2005 |
| Тепло, вносимое воздухом в топку | $Q_{в}$ | кДж/кГ | $(\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{нл\gamma}) \cdot I_{г.в}^o + (\Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{нл\gamma}) I_{х.в}^o$ | $(1,2-0,1-0,07) \cdot 2005 + (0,1+0,07) \cdot 166 = 2093$ |
| Полезное тепловыделение в топке | Q_T | кДж/кГ | $Q_{\delta}^o \cdot \frac{100-q_3}{100} + Q_a$ | $16634 \cdot \frac{100-0}{100} + 2093 = 18727$ |
| Теоретическая температура горения | ϑ_a | °C | По 1-9 таблице | 1924 |
| Тепловая нагрузка стен топки | q_F | кВт/м ² | $\frac{B_p Q_T}{F_{cm}}$ | $\frac{10,21 \cdot 18727}{700} = 273,1$ |
| Относительное положение максимума температур по высоте топки | x_T | - | $x_m = x_2 = \frac{h_2}{H_m}$ | $\frac{5,62}{17,15} = 0,28$ |
| Коэффициент | M | - | $0,59 - 0,5 \cdot x_T$ | $0,59 - 0,5 \cdot 0,28 = 0,45$ |
| Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания | $\nu_{с.р}$ | кДж/кГ К | $\frac{Q_m - I_m''}{\vartheta_a - \vartheta_m''}$ | $\frac{18727 - 10311}{1924 - 1130} = 10,6$ |
| Температура газов на выходе из топки | ϑ_T'' | °C | По номограмме | 1126 |
| Энтальпия | I_T'' | кДж/кГ | По 1-9 таблице | 10271 |
| Количество тепла, воспринятого в топке | $Q_{л}^T$ | кДж/кГ | $\varphi \cdot (Q_T - I_T'')$ | $0,995 \cdot (18727 - 10271) = 8402,7$ |
| Средняя тепловая нагрузка лучевоспринимающей поверхности топки | $q_{л}$ | кВт/м ² | $\frac{B_p Q_{л}^m}{H_{л}}$ | $\frac{10,21 \cdot 8402,7}{658} = 130,4$ |

4.5 Расчёт фестона

Таблица 4.8 – Расчёт фестона

| | | | | |
|--|-------------------|------------------------|---|--|
| Полная площадь поверхности нагрева | H | M^2 | Конструктив. данные | 146 |
| Площадь газового окна | F_{Γ} | m^2 | По чертежу | 57,1 |
| Угловой коэффициент | X_{Φ} | – | По рис. | 0,746 |
| Лучевоспринимающая поверхность фестона | H_{Φ} | m^2 | $X_{\Phi} F_{\Gamma}$ | $57,1 \cdot 0,746 = 42,6$ |
| Расчётная поверхность нагрева | H_p | m^2 | $H - H_{\Phi}$ | $146 - 42,6 = 103,4$ |
| Диаметр и толщина труб | $d \times \delta$ | мм | По чертежу | $\varnothing 76 \times 6$ |
| Относительный поперечный шаг | σ_1 | – | s_1/d | $380/76 = 5,0$ |
| Относительный продольный шаг | σ_2 | – | s_2/d | $300/76 = 3,95$ |
| Число рядов труб по ходу газа | $Z_{\bar{a}}$ | шт | Конструктивные данные | 4 |
| Живое сечение для газов | F | m^2 | По чертежу | 45,4 |
| Эффективная толщина излучающего слоя | S | м | $(1,87 \frac{S_1 + S_2}{d} - 4,1)d$ | $(1,87 \frac{0,38 + 0,3}{0,076} - 4,1)0,076 = 1,11$ |
| Температура газов перед фестоном | g' | $^{\circ}C$ | По номограмме | 1126 |
| Энтальпия | Γ' | кДж/кг | По 1 – 9 таблице | 10271 |
| Температура газов на выходе из фестона | g'' | $^{\circ}C$ | Принимаем | 1080 |
| Энтальпия | Γ'' | кДж/кг | По 1 – 9 таблице | 9809 |
| Теплота отданная фестону | $Q_{\bar{a}}$ | кДж/кг | $\varphi \cdot (\Gamma' - \Gamma'')$ | $0,995 \cdot (10271 - 9809) = 462$ |
| Средняя температура газов | g | $^{\circ}C$ | $\frac{g' + g''}{2}$ | $(1126 + 1080)/2 = 1104$ |
| Средний температурный напор | Δt | $^{\circ}C$ | $g - t_{\text{кин}}$ | $1104 - 317 = 787$ |
| Средняя скорость газов | ω_{Γ} | м/сек | $\frac{B_p V_z \cdot (g_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_z}$ | $\frac{10,21 \cdot 5,677 \cdot (1104 + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot 57,1} = 7,8$ |
| Коэффициент теплоотдачи конвекцией | α_k | кВт/м ² К | По номограмме(6-5) | $0,88 \cdot 1,11 \cdot 1 \cdot 40,8 = 39,8$ |
| Коэффициент загрязнения | ε | (м ² ·К)/Вт | По номограмме | 0,0124 |
| Суммарная поглощательная способность трёхатомных газов | $p_{\text{п}S}$ | м·МПа | $p_{\text{п}S}$ | $1 \cdot 0,258 \cdot 1,11 = 0,286$ |

Окончание таблицы 4.8

| | | | | |
|--|------------|-----------------------|--|--|
| Коэффициент ослабления лучей трёхатомными газами | k_r | $1/$ $м \cdot МПа$ | По номограмме | 0,88 |
| Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами | $K_{зл}$ | $1/$ $м \cdot МПа$ | По номограмме | 0,0076 |
| Сила поглощения запылённым потоком | k_{ps} | $1/$ $м \cdot МПа$ | $k_{r \cdot ps}$ | $0,88 \cdot 0,258 \cdot 1,11 = 0,698$ |
| Коэффициент теплоотдачи излучением запыл. потока | a_n | Вт/м ² К | По номограмме | $0,503 \cdot 355 = 178,5$ |
| Коэффициент теплопередачи | k | Вт/м ² К | $\frac{a_k + a_n}{1 + \varepsilon(a_k + a_n)}$ | $\frac{39,8 + 178,5}{1 + 0,0124(39,8 + 178,5)} = 58,8$ |
| Тепловосприятие фестона по уравнению теплообмена | Q_ϕ | кДж/кг | $\frac{kH_p \Delta t}{B_p}$ | $\frac{58,8 \cdot 103,4 \cdot 787}{10210} = 468$ |
| Расхождение расчётных тепловосприятий | ΔQ | % | $\frac{Q_\phi - Q_c}{Q_c} \cdot 100$ | $\frac{468 - 462}{462} \cdot 100 = 1,2$ |

4.6 Расчёт II ступени пароперегревателя

Таблица 4.9 - Расчёт II ступени пароперегревателя

| | | | | |
|--|-------------------|----------------|-------------------------------------|---|
| Диаметр и толщина труб | $d \times \delta$ | мм | По чертежу | 38/4,5 |
| Поверхность нагрева | H_1 | м ² | Конструктивные данные | 970 |
| Поперечный шаг | s_1 | мм | По чертежу | 110 |
| Продольный шаг | s_2 | мм | По чертежу | 130 |
| живое сечение для прохода газов | F_{cp} | м ² | По чертежу | 37,7 |
| Угловой коэффициент фестона | X_ϕ | — | По рис. | 0.746 |
| лучевоспринимающая поверхность фестона | H_ϕ | м ² | Из расчёта фестона | 42,6 |
| Эффективная толщина излучающего слоя | S | м | $(1,87 \frac{S_1 + S_2}{d} - 4,1)d$ | $(1,87 \cdot \frac{0,130 + 0,11}{0,038} - 4,1) \cdot 0,038 = 0,293$ |
| Расчётное сечение для прохода пара | f_n | м ² | Конструктивные данные | 0,099 |
| Суммарное тепловосприятие ступени | $Q_{n/п2}$ | кДж/кг | $\frac{D}{B_p} (I_n'' - I_n')$ | $\frac{230000}{36750} \cdot (3403 - 2983) = 2629$ |

Окончание таблицы 4.9

| | | | | |
|---|------------------|--------|---|--|
| Тепловосприятие перегревателя излучением из топки | $Q_{л}$ | кДж/кг | $\frac{q_{л}}{B_p} \cdot (1 - x_{\phi}) \cdot F$ | $\frac{130,4 \cdot 10^3}{36751} \cdot (1 - 0,746) \cdot 57,1 = 51,4$ |
| Конвективное тепловосприятие ступени | $Q_{к}$ | кДж/кг | $Q - Q_{л}$ | $2629 - 51,4 = 2578$ |
| Температура газов, на входе | ϑ' | °С | Из расчета топки | 1080 |
| Энтальпия | I' | кДж/кг | По I – 9 таблице | 9809 ($\alpha=1,2$) |
| Температура газов, на выходе | ϑ'' | °С | принимаем | 803 |
| Энтальпия | I'' | кДж/кг | По I – 9 таблице | 7229 ($\alpha=1,23$) |
| Средняя температура газов | ϑ | °С | $\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$ | $(1080 + 803) / 2 = 941$ |
| Средняя скорость газов | $\omega_{г}$ | м/сек | $\frac{B_p V_{г} \cdot (\vartheta_{ср} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_{г}}$ | $\frac{10,21 \cdot 5,804 \cdot (942 + 273)}{273 \cdot 37,7} = 6,9$ |
| Температура пара на входе | t' | °С | Задано | 370 |
| Температура пара на выходе | $T_{пп}$ | °С | Задано | 510 |
| Температурный напор на входе газов | $\Delta t'$ | °С | $\vartheta' - T_{пп}$ | $1080 - 510 = 570$ |
| Температурный напор на выходе газов | $\Delta t''$ | °С | $\vartheta'' - t'$ | $803 - 370 = 433$ |
| Средний температурный напор при пр.т | $\Delta t_{прт}$ | °С | $\frac{\Delta t' + \Delta t''}{2}$ | $(570 + 433) / 2 = 502$ |
| Параметр | P | - | $\frac{t_{пп} - t'}{\vartheta' - t'}$ | $\frac{510 - 370}{1080 - 370} = 0,192$ |
| Параметр | R | - | $\frac{\vartheta' - \vartheta''}{t_{пп} - t'}$ | $\frac{1080 - 803}{510 - 370} = 1,97$ |
| Температурный напор во II ступени п/п | Δt | °С | $\phi \times \Delta t_{прт}$ | $0,955 \cdot 502 = 479$ |
| Тепловосприятие по уравнению теплообмена | $Q_{т}$ | кДж/кг | $\frac{kH_p \Delta t}{B_p}$ | $\frac{58,8 \cdot 970 \cdot 479}{1000 \cdot 10,21} = 2678$ |
| Расхождение расчётных тепловосприятий | ΔQ | % | $\frac{Q_{т} - Q_{к}}{Q_{к}} \cdot 100$ | $\frac{2678 - 2629}{2629} \cdot 100 = 1,9$ |

4.7 Расчёт I ступени пароперегревателя

Таблица 4.10 – Расчёт I ступени пароперегревателя

| | | | | |
|--|-------------------|-------------|---|--|
| Диаметр и толщина труб | $d \times \delta$ | мм | По чертежу | 38/4,5 |
| Поверхность нагрева | H_1 | M^2 | Конструктивные данные | 625 |
| Поперечный шаг | s_1 | мм | По чертежу | 95 |
| Продольный шаг | s_2 | мм | По чертежу | 79 |
| живое сечение для прохода газов | F_{cp} | M^2 | По чертежу | 22,3 |
| Температура газов, на входе | g' | $^{\circ}C$ | Из расчёта п/п 2ст. | 803 |
| Энтальпия | I' | кДж/кг | По I – g таблице | 7188 ($\alpha=1,23$) |
| Средняя скорость газов | ω_r | м/сек | $\frac{B_p V_2 \cdot (g_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_2}$ | $\frac{10,21 \cdot 5,889 \cdot (730 + 273)}{273 \cdot 22,3} = 9,9$ |
| Температура газов, на выходе | g'' | $^{\circ}C$ | принимаем | 600 |
| Энтальпия | I'' | кДж/кг | По I – g таблице | 5385 ($\alpha=1,25$) |
| Температурный напор на входе газов | $\Delta t'$ | $^{\circ}C$ | $g' - t''$ | 803-370=433 |
| Температурный напор на выходе газов | $\Delta t''$ | $^{\circ}C$ | $g'' - t'$ | 600-317=283 |
| Средний температурный напор при пр.т | $\Delta t_{прт}$ | $^{\circ}C$ | $\frac{\Delta t' + \Delta t''}{2}$ | (433+283)/2=358 |
| Тепловосприятие ступени по балансу | $Q_{п/п1}$ | кДж/кг | $(I' - I'' + \Delta a_{n/n} \cdot I_{xg}^0) \cdot \varphi$ | $(7188 - 5385 + 0,02 \cdot 166) \cdot 0,995 = 1652$ |
| Тепловосприятие по уравнению теплообмена | Q_T | кДж/кг | $\frac{k N_p \Delta t}{B_p}$ | $\frac{58,8 \cdot 785 \cdot 358}{1000 \cdot 10,21} = 1618$ |
| Расхождение расчётных тепловосприятий | ΔQ | % | $\frac{Q_T - Q_B}{Q_B} \cdot 100$ | $\frac{1652 - 1618}{1618} \cdot 100 = 2,1$ |

4.8 Расчеты экономайзера II ступени

Таблица 4.11 – Расчеты экономайзера II ступени

| | | | | |
|---|------------------|----------------|---|---|
| Живое сечение для прохода газов | F | М ² | Конструктивные данные | 24,7 |
| Поверхность нагрева | H | М ² | Конструктивные данные | 1185 |
| Относительный поперечный шаг труб | σ_1 | – | s_1/d | 80/32=2,5 |
| Относительный продольный шаг труб | σ_2 | – | s_2/d | 60/32=1,87 |
| Эффективная толщина излучающего слоя | S^1 | М | $(1,87 \frac{S_1 + S_2}{d} - 4,1)d$ | $(1,87 \frac{0,08 + 0,06}{0,032} - 4,1)0,032 = 0,216$ |
| Число рядов труб | Z ₂ | Шт. | Конструктивные данные | 24 |
| Температура газов на входе | ϑ' | °С | Из расчёта п/п 1ст. | 600 |
| Энтальпия | I' | кДж/кг | По I – ϑ таблице | 5385 |
| Температура газов на выходе из второй ступени | ϑ'' | °С | Принимаем | 430 |
| Энтальпия газов на выходе | i'' | кДж/кг | По таблице | 3684 |
| Тепловосприятие ступени по балансу | Q _б | кДж/кг | $(I' - I'' + \Delta a \cdot I_{хв}^0) \cdot \varphi$ | $(5385 - 3777 + 0,02 \cdot 166) \cdot 0,995 = 1604$ |
| Температура воды на выходе из экономайзера | t'' | °С | Принимаем | 300 |
| Энтальпия воды на выходе из экономайзера | i'' | кДж/кг | По таблице | 1345 |
| Энтальпия воды на входе во II ступень | I' | кДж/кг | $i'' - Q_{б} \frac{B_p}{D_{эк}}$ | $1345 - 1604 \cdot \frac{36750}{230000} = 1088$ |
| Температура воды на входе в ступень | t' | °С | По таблице | 251 |
| Температурный напор на входе газов | $\Delta t'$ | °С | $\vartheta' - t''$ | 600-300=300 |
| То же на выходе | $\Delta t''$ | °С | $\vartheta'' - t'$ | 430-251=179 |
| Средний температурный напор | $\Delta t_{прт}$ | °С | $\frac{\Delta t'_a - \Delta t'_i}{2,3 \lg \Delta t'_a / \Delta t'_i}$ | $\frac{300 - 179}{2,3 \lg (300/179)} = 234$ |
| Средняя температура газов | ϑ | °С | $\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$ | $(600+430)/2 = 515$ |
| Средняя температура воды | t | °С | $\frac{t' + t''}{2}$ | $(300+251)/2 = 276$ |
| Температура загрязненной стенки | t ₃ | °С | t+100 | 276+100=376 |

Окончание таблицы 4.11

| | | | | |
|--|---------------|------------------------|---|--|
| Средняя скорость газов | ω_T | м/сек | $\frac{B_p V_z \cdot (g_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_z}$ | $\frac{10,21 \cdot 5,97 \cdot (515 + 273)}{273 \cdot 24,7} = 7,12$ |
| Коэффициент теплоотдачи конвекцией | a_k | | По номограмме | 72,4 |
| Суммарная поглощательная способность трёхатомных газов | $\rho_{пS}$ | $м \cdot МПа$ | $\rho_{пS}$ | $0,249 \cdot 0,216 = 0,053$ |
| Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами | K_T | $1/м \cdot МПа$ | По номограмме | 2,9 |
| Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами | $K_{п}$ | $1/м \cdot МПа$ | По номограмме | 0,0107 |
| Сила поглощения запыленного потока | K_s | | $(\kappa_z \kappa_n + \kappa_n \mu) S$ | $(2,9 \cdot 0,247 + 0,0107 \cdot 31,48) \cdot 0,216 = 0,228$ |
| Коэффициент теплоотдачи излучением | a_l | Вт/м ² К | По номограмме | $0,235 \cdot 70 = 16,45$ |
| Коэффициент загрязнения | ε | (м ² ·К)/Вт | По номограмме | 0,0052 |
| Коэффициент теплопередачи | k | Вт/м ² К | $\frac{a_k + a_l}{1 + \varepsilon(a_k + a_l)}$ | $\frac{72,4 + 16,45}{1 + 0,0052(72,4 + 16,45)} = 60,6$ |
| Тепловосприятие в/э по уравнению теплообмена | Q_T | кДж/кг | $\frac{k H_p \Delta t}{B_p}$ | $\frac{60,6 \cdot 1185 \cdot 234}{1000 \cdot 10,21} = 1645$ |
| Расхождение расчётных тепловосприятий | ΔQ | % | $\frac{Q_T - Q_B}{Q_B} \cdot 100$ | $\frac{1645 - 1604}{1604} \cdot 100 = 2,5$ |

4.9 Расчёт воздухоподогревателя II ступени

Таблица 4.12 – Расчёт воздухоподогревателя II ступени

| | | | | |
|------------------------------------|-------------------|----------------|--------------------------|---------------|
| Диаметр и толщина труб | $d \times \delta$ | мм | По конструктивным данным | Ø40×1,5 |
| Относительный поперечный шаг трубы | σ_1 | – | s_1/d | $67/40=1,675$ |
| Относительный продольный шаг трубы | σ_2 | – | s_2/d | $45/40=1,125$ |
| Число рядов труб | z_2 | – | По конструктивным данным | 86 |
| Число ходов по воздуху | n | – | По конструктивным данным | 2 |
| Живое сечение для прохода газов | F_T | м ² | По конструктивным данным | 12,95 |
| Живое сечение для прохода воздуха | f_B | м ² | По конструктивным данным | 17,1 |

Продолжение таблицы 4.12

| | | | | |
|--|------------------------|---------------------|---|--|
| Поверхность нагрева | $H_{вп III}$ | m^2 | По конструктивным данным | 5400 |
| Температура газов, на входе | ϑ' | $^{\circ}C$ | Из расчёта в/э | 430 |
| Энтальпия газов, на входе | Γ' | кДж/кг | По I – Э таблице | 3777 ($\alpha=1,27$) |
| Температура воздуха на выходе | t'' | $^{\circ}C$ | принемаем | 350 |
| Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при t'' | $\Gamma^{0''}_{вп}$ | кДж/кг | По I – Э таблице | 2005 ($\alpha=1,32$) |
| Отношение количества воздуха на выходе к теоретически необходимому | $B''_{вп}$ | | Из расчёта топки | 1,03 |
| Присос воздуха во II ступень | $\Delta\alpha_{вп II}$ | $^{\circ}C$ | По таблице | 0,05 |
| Температура воздуха на входе во II ступень | t' | $^{\circ}C$ | принемаем | 200 |
| Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при t' | $\Gamma^{0'}_{вп}$ | кДж/кг | По I – Э таблице | 1128($\alpha=1,39$) |
| Тепловосприятие воздуха по балансу | Q_6 | кДж/кг | $(\beta''_{en} + \frac{\alpha_{enII}}{2})(I_{en}^{0''} - I_{en}^{0'})$ | $1,055 \cdot (2005-1128)= 925$ |
| Средняя температура воздуха | t | $^{\circ}C$ | $\frac{t' + t''}{2}$ | $(200+350)/2=275$ |
| Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при t | $I_{прс}$ | кДж/кг | По I – Э таблице | 1564 |
| Температура газов на выходе из второй ступени | ϑ'' | $^{\circ}C$ | Принимаем | 320 |
| Энтальпия газов, на выходе | Γ'' | кДж/кг | По I – Э таблице | 2767 ($\alpha=1,27$) |
| Средняя температура газов | ϑ | $^{\circ}C$ | $\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$ | $(430+320)/2= 375$ |
| Средняя скорость газов | ω_r | м/сек | $\frac{B_p V_z \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_z}$ | $\frac{10,21 \cdot 6,19 \cdot (375 + 273)}{273 \cdot 12,9} = 11,5$ |
| Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны | a_1 | Вт/м ² К | По номограмме | $1,01 \cdot 34,7 = 35$ |
| Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны | a_2 | Вт/м ² К | По номограмме | $1,24 \cdot 0,9 \cdot 78,5 = 87,6$ |
| Коэффициент использования поверхности нагрева | ϵ_{en} | - | По номограмме | 0,75 |

Окончание таблицы 4.12

| | | | | |
|--|----------------------|---------------------|---|---|
| Коэффициент теплопередачи | k | Вт/м ² К | $\varepsilon_{en} \frac{a_1 \cdot a_2}{(a_1 + a_2)}$ | $0,75 \cdot \frac{35 \cdot 87,6}{(35 + 87,6)} = 18,8$ |
| Температурный напор на входе газов | $\Delta t'$ | °С | $g' - t''$ | 430-350=80 |
| То же на выходе | $\Delta t''$ | °С | $g'' - t'$ | 320-200=120 |
| Средний температурный напор | $\Delta t_{прт}$ | °С | $\frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\mathcal{M}}}{2,3 \lg \Delta t_{\delta} / \Delta t_{\mathcal{M}}}$ | $\frac{120 - 80}{2,3 \lg (120/80)} = 98,8$ |
| Большой перепад температур | τ_{δ} | °С | $t'' - t'$ | 350-200=150 |
| Меньший перепад температур | $\tau_{\mathcal{M}}$ | °С | $g' - g''$ | 430-320=110 |
| Параметр | P | °С | $\frac{\tau_{\mathcal{M}}}{g' - t'}$ | $\frac{110}{430 - 200} = 0,478$ |
| Параметр | R | °С | $\frac{\tau_{\delta}}{\tau_{\mathcal{M}}}$ | $\frac{150}{110} = 1,364$ |
| Коэффициент | Ψ | | По номограмме | 0,95 |
| температурный напор | Δt | | $\Psi \cdot \Delta t_{прт}$ | 0,95·98,8 =93,8 |
| Тепловосприятие взп по уравнению теплообмена | Q_T | кДж/кг | $\frac{kH_p \Delta t}{B_p}$ | $\frac{18,8 \cdot 5400 \cdot 93,8}{1000 \cdot 10,21} = 932$ |
| Расхождение расчётных тепловосприятий | ΔQ | % | $\frac{Q_T - Q_B}{Q_B} \cdot 100$ | $\frac{932 - 925}{925} \cdot 100 = 0,7$ |

4.10 Расчеты экономайзера I степени

Таблица 4.13 – Расчеты экономайзера I степени

| | | | | |
|--------------------------------------|------------|----------------|-------------------------------------|--|
| Живое сечение для прохода газов | F | М ² | Конструктивные данные | 19,2 |
| Поверхность нагрева | H | М ² | Конструктивные данные | 3660 |
| Относительный поперечный шаг труб | σ_1 | – | s_1/d | 68/32=2,12 |
| Относительный продольный шаг труб | σ_2 | – | s_2/d | 60/32=1,87 |
| Эффективная толщина излучающего слоя | S^1 | М | $(1,87 \frac{S_1 + S_2}{d} - 4,1)d$ | $(1,87 \frac{0,068 + 0,06}{0,032} - 4,1)0,032 = 0,108$ |
| Число рядов труб | Z_2 | Шт. | Конструктивные данные | 72 |

Продолжение таблицы 4.13

| | | | | |
|--|------------------|-----------------------------|---|---|
| Температура газов на входе | g' | °С | Из расчета взп Пст | 320 |
| Энтальпия газов на входе | I' | кДж/кг | По I – Э таблице | 2767 ($\alpha=1,32$) |
| Температура воды на входе в I ступень | t' | °С | задана | 215 |
| Энтальпия воды на входе в экономайзер | i' | кДж/кг | По таблице | 924 |
| Температура газов на выходе из первой ступени | g'' | °С | Принимаем | 230 |
| Энтальпия газов на выходе из ступени | i'' | кДж/кг | По I – Э таблице | 2055 ($\alpha=1,34$) |
| Тепловосприятие ступени по балансу | Q_6 | кДж/кг | $(I' - I'' + \Delta\alpha \cdot I_{хв}^0) \cdot \varphi$ | $(2767 - 2055 + 0,02 \cdot 166) \cdot 0,995 = 712$ |
| Энтальпия воды на выходе из I ступени | i'' | кДж/кг | $i' + Q_6 \frac{B_p}{D_{эк}}$ | $924 - 712 \cdot \frac{36750}{230000} = 1037$ |
| Температура воды на выходе из I ступени | t'' | °С | По таблице | 240 |
| Температурный напор на входе газов | $\Delta t'$ | °С | $g' - t''$ | $320 - 240 = 80$ |
| То же на выходе | $\Delta t''$ | °С | $g'' - t'$ | $230 - 215 = 15$ |
| Средний температурный напор | $\Delta t_{прт}$ | °С | $\frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{2,3lg \Delta t_6 / \Delta t_m}$ | $\frac{80 - 15}{2,3lg \frac{80}{15}} = 38,9$ |
| Средняя температура газов | g | °С | $\frac{g' + g''}{2}$ | $(320 + 230) / 2 = 275$ |
| Средняя температура воды | t | °С | $\frac{t' + t''}{2}$ | $(240 + 215) / 2 = 227,5$ |
| Температура загрязненной стенки | t_3 | °С | $t + 25$ | $227,5 + 25 = 252,5$ |
| Средняя скорость газов | ω | м/сек | $\frac{B_p V_z \cdot (g_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_z}$ | $\frac{10,21 \cdot 6,27 \cdot (275 + 273)}{273 \cdot 19,2} = 6,7$ |
| Коэффициент теплоотдачи конвекцией | a_k | Вт/м ² К | По номограмме | 63,8 |
| Коэффициент теплоотдачи излучением | a_l | Вт/м ² К | По номограмме | $0,177 \times 28 = 4,95$ |
| Коэффициент загрязнения | ε | (м ² ·К)/Вт | По номограмме | $0,8 \cdot 1 \cdot 0,0045 + 0,002 = 0,0036$ |
| Коэффициент теплопередачи | k | ккал/(м ² ×ч·°С) | $\frac{a_k + a_l}{1 + \varepsilon(a_k + a_l)}$ | $\frac{63,8 + 4,9}{1 + 0,0036 \cdot (63,8 + 4,9)} = 52$ |
| Суммарная поглощательная способность трёхатомных газов | $p_{пS}$ | м·МПа | $r_{пS}$ | $0,237 \cdot 0,108 = 0,0255$ |

Окончание таблицы 4.13

| | | | | |
|--|------------|-----------------|--|--|
| Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами | K_T | $1/м \cdot МПа$ | По номограмме | 4,8 |
| Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами | $K_{п}$ | $1/м \cdot МПа$ | По номограмме | 0,0142 |
| Сила поглощения запыленного потока | K_s | $1/м \cdot МПа$ | $(\kappa_2 \kappa_n + \kappa_n \mu) S$ | $(4,8 \cdot 0,235 + 0,0142 \cdot 29,99) \cdot 0,108 = 0,168$ |
| Тепловосприятие в/э по уравнению теплообмена | Q_T | кДж/кг | $\frac{kH_p \Delta t}{B_p}$ | $\frac{52 \cdot 3660 \cdot 38,9}{1000 \cdot 10,21} = 725$ |
| Расхождение расчётных тепловосприятий | ΔQ | % | $\frac{Q_T - Q_B}{Q_B} \cdot 100$ | $\frac{725 - 712}{712} \cdot 100 = 1,8$ |

4.11 Расчёт воздухоподогревателя I ступени

Таблица 4.14 – Расчёт воздухоподогревателя I ступени

| | | | | |
|---|-------------------|-------------|--------------------------|-----------------------------|
| Диаметр и толщина труб | $d \times \delta$ | мм | По конструктивным данным | $\varnothing 40 \times 1,5$ |
| Относительный поперечный шаг трубы | σ_1 | – | s_1/d | $86/40=2,15$ |
| Относительный продольный шаг трубы | σ_2 | – | s_2/d | $42/40=1,05$ |
| Число рядов труб | z_2 | – | По конструктивным данным | 82 |
| Число ходов по воздуху | n | – | По конструктивным данным | 2 |
| Живое сечение для прохода газов | F_T | $м^2$ | По конструктивным данным | 9,53 |
| Живое сечение для прохода воздуха | f_B | $м^2$ | По конструктивным данным | 14,35 |
| Поверхность нагрева | $H_{вп III}$ | $м^2$ | По конструктивным данным | 5980 |
| Температура газов, на входе | ϑ' | $^{\circ}C$ | Из расчёта в/э | 230 |
| Энтальпия газов, на входе | Γ' | кДж/кг | По I – 9 таблице | $2055(\alpha=1,34)$ |
| Температура воздуха на входе | t' | $^{\circ}C$ | принимаем | 30 |
| Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при t' | $\Gamma_{вп}^0$ | кДж/кг | По I – 9 таблице | $166(\alpha=1,2)$ |
| Температура воздуха на выходе | t'' | $^{\circ}C$ | принимаем | 160 |

Продолжение таблицы 4.14

| | | | | |
|--|-----------------------------|-------------------------------|--|--|
| Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при t'' | $I_{\text{вп}}^{0''}$ | кДж/кг | По I – Э таблице | 901($\alpha=1,2$) |
| Присос воздуха во I ступень | $\Delta\alpha_{\text{вп}2}$ | °С | По таблице | 0,05 |
| Отношение количества воздуха на выходе к теоретически необходимому | $\beta''_{\text{вп}}$ | - | $\beta''_{\text{ен}2} + \square a_{\text{ен}2}$ | 1,03+0.05=1.08 |
| Тепловосприятие воздуха по балансу | Q_6 | кДж/кг | $(\beta''_{\text{ен}1} + \frac{\square a_{\text{ен}1}}{2})(I_{\text{ен}1}^{0''} - I_{\text{ен}1}^{0'})$ | 1,105 · (901-166)= 812 |
| Средняя температура воздуха | t | °С | $\frac{t' + t''}{2}$ | (30+160)/2=110 |
| Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при t | $I_{\text{прс}}$ | кДж/кг | По I – Э таблице | 616 |
| Энтальпия газов, на входе из Пст. воздухоподогревателя | I'' | кДж/кг | $I' - \frac{Q_6}{\varphi} + \square a_{\text{ен}11} \cdot I_{\text{прс}}$ | $2055 - \frac{812}{0,995} + 0,05 \cdot 616 = 1269$ |
| Температура газов на выходе из первой ступени | g'' | °С | По I – Э таблице | 139 |
| Средняя температура газов | g | °С | $\frac{g' + g''}{2}$ | (230+139)/2= 184,6 |
| Средняя скорость газов | ω_r | м/сек | $\frac{B_p V_z \cdot (g_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_z}$ | $\frac{10,21 \cdot 6,48 \cdot (184,6 + 273)}{273 \cdot 9,53} = 11,6$ |
| Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны | a_1 | Вт/м ² К | По номограмме | 1,18 · 34,7 =41 |
| Средняя скорость воздуха | ω_b | м/сек | $\frac{(\beta''_{\text{ен}1} + \square a_{\text{ен}1} / 2) B_p V^0 \cdot (t + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot f}$ | $\frac{1,105 \cdot 10,21 \cdot 4,24 \cdot (110 + 273)}{273 \cdot 14,35} = 4,7$ |
| Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны | a_2 | Вт/м ² К | По номограмме | 1,34 · 0,97 · 43,0=55,8 |
| Коэффициент использования поверхности нагрева | $\mathcal{E}_{\text{ен}}$ | - | По номограмме | 0,75 |
| Коэффициент теплопередачи | k | кДж/(м ² × ч · °С) | $\mathcal{E}_{\text{ен}} \frac{a_1 \cdot a_2}{(a_1 + a_2)}$ | $\frac{109,1 - 70}{2,3 \ell g \ 109,1/70} = 85,7$ |
| Температурный напор на входе газов | $\Delta t'$ | °С | $g' - t''$ | 230-160=70 |
| То же на выходе | $\Delta t''$ | °С | $g'' - t'$ | 139-30=109,1 |

Окончание таблицы 4.14

| | | | | |
|--|-------------------------|--------|---|--|
| Средний температурный напор при противотоке | $\Delta t_{\text{прт}}$ | °C | $\frac{\Delta t_a - \Delta t_i}{2,3 \lg \Delta t_a / \Delta t_i}$ | $\frac{106,2 - 50}{2,3 \lg 106,2 / 50} = 80,6$ |
| Больший перепад температур | $\tau_{\text{б}}$ | °C | $t'' - t'$ | $160 - 30 = 130$ |
| Меньший перепад температур | $\tau_{\text{м}}$ | °C | $g' - g''$ | $230 - 139 = 90,9$ |
| Параметр | P | °C | $\frac{\tau_{\text{м}}}{g' - t'}$ | $\frac{90,9}{230 - 30} = 0,45$ |
| Параметр | R | °C | $\frac{\tau_{\text{б}}}{\tau_{\text{м}}}$ | $\frac{130}{90,9} = 1,43$ |
| Коэффициент | Ψ | - | По номограмме | 0,94 |
| температурный напор | Δt | °C | $\Psi \cdot \Delta t_{\text{прт}}$ | $0,94 \cdot 85,7 = 80,5$ |
| Тепловосприятие взп по уравнению теплообмена | Q_{T} | кДж/кг | $\frac{kH_p \Delta t}{B_p}$ | $\frac{17,85 \cdot 5980 \cdot 80,5}{1000 \cdot 10,21} = 841$ |
| Расхождение расчётных тепловосприятий | ΔQ | % | $\frac{Q_{\text{T}} - Q_{\text{Б}}}{Q_{\text{Б}}} \cdot 100$ | $\frac{841 - 812}{812} \cdot 100 = 3,5$ |

4.12 Расчет расхождений теплового баланса котлоагрегата

Таблица 4.15 – Расчет расхождений теплового баланса котлоагрегата

| | | | | |
|---------------------------------------|---------------------|--------|--|--|
| Температура уходящих газов | g_{yx} | °C | Из расчёта | 139,1 |
| Энтальпия уходящих газов | I_{yx} | кДж/кг | По I – 9 таблице | 1269 |
| Потери тепла с уходящими газами | q_2 | % | $\frac{(I_{\text{yx}} - \alpha_{\text{yx}} \cdot I_{\text{x.г}}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$ | $\frac{(1269 - 1,39 \cdot 166) \cdot (100 - 0,4)}{16634} = 6,20$ |
| Сумма тепловых потерь | Σq | % | $q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$ | $6,2 + 0 + 0,4 + 0,5 + 0,03 = 7,14$ |
| КПД котельного агрегата | $\eta_{\text{к.а}}$ | % | $100 - \Sigma q$ | $100 - 7,14 = 92,85$ |
| Полный расход топлива | B | кг/ч | $\frac{Q_{\text{к.а}} \cdot 100}{Q_p^p \cdot \eta_{\text{к.а}}}$ | $\frac{570,2 \cdot 10^6 \cdot 100}{16634 \cdot 92,85} = 36918$ |
| Расчетный расход топлива | B_p | кг/ч | $B \cdot \left(\frac{100 - q_4}{100} \right)$ | $36918 \cdot \frac{100 - 0,4}{100} = 36770$ |
| Полезное тепловыделение | Q_{T} | кДж/кг | $Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3}{100} + \beta''_{\text{ен}} \cdot I_{\text{г}}^{0''} + (\square a_m + \square a_{\text{нл.у}}) \cdot I_{\text{xс}}^0$ | $16634 + 1,03 \cdot 2005 + (0,1 + 0,07) \cdot 166 = 18727$ |
| Количество воспринятого в топке тепла | $Q_{\text{л}}$ | кДж/кг | $(Q_{\text{T}} - I_{\text{T}}'') \varphi$ | $(18727 - 10287) \cdot 0,995 = 8398$ |

Окончание таблицы 4.15

| | | | | | |
|------|------|----------|---------|-------------------------|------|
| | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | 39 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | |

| | | | | |
|---|------------|--------|---|--|
| Расчётное расхождение теплового баланса | ΔQ | кДж/кг | $Q_p^p \cdot \eta_{к.а.} - (Q_{л} + Q_{ф} + Q_{n/n2} + Q_{n/n1} + Q_{в/э2} + Q_{в/э1}) \cdot \frac{100 - q_4}{100}$ | $16634 \cdot 0,928 - (8403 + 468 + 2629 + 1378 + 1604 + 712 \cdot 0,996) = 15$ |
| Относительная величина расхождений | δQ | % | $\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100$ | $\frac{15}{16634} \cdot 100 = 0,09$ |

4.13 Сводная таблица теплового расчёта котлоагрегата

Таблица 4.16 – Сводная таблица теплового расчёта котлоагрегата

| | | | Челябинский уголь | Сарыкольский уголь |
|--|---------------|--------|-------------------|--------------------|
| Располагаемая теплота топлива | Q_p^p | кДж/кг | 13050 | 16634 |
| Температура уходящих газов | g_{yx} | °С | 136,2 | 140 |
| Потери тепла с уходящими газами | q_2 | % | 6,4 | 6,2 |
| КПД котельного агрегата | $\eta_{к.а.}$ | % | 90,4 | 92,8 |
| Полный расход топлива | B | Кг/час | 46600 | 36899 |
| Полезное тепловыделение в топке | Q_T | кДж/кг | 15298 | 18727 |
| Количество тепла, воспринятого в топке | $Q_{л}^m$ | кДж/кг | 6272 | 8403 |
| Тепловосприятие фестона | $Q_{ф}$ | кДж/кг | 421 | 468 |
| Тепловосприятие п/п II ступени | $Q_{n/nIIcm}$ | кДж/кг | 2229 | 2629 |
| Тепловосприятие п/п I ступени | $Q_{n/nIcm}$ | кДж/кг | 1194 | 1378 |
| Тепловосприятие в/э II ступени | $Q_{в/эIIcm}$ | кДж/кг | 1693 | 1604 |
| Тепловосприятие ВЗП II ступени | $Q_{взпIIcm}$ | кДж/кг | 1026 | 925 |
| Тепловосприятие в/э I ступени | $Q_{в/эIcm}$ | кДж/кг | 645 | 712 |
| Тепловосприятие ВЗП I ступени | $Q_{взпIcm}$ | кДж/кг | 741 | 812 |

5 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. РАЗРАБОТКА СИСТЕМ ПОДАЧИ ТОПЛИВА И ЗОЛОШЛАКОУДАЛЕНИЯ НА ТЭС[15-25]

ВВЕДЕНИЕ

Целями данной научной работы являются расширение и закрепление знаний по специальным курсам топливного хозяйства и золошлакоудаления на ТЭС.

Большое место в мире занимает тепловые электростанции (ТЭС) в которые производят около 69% электрической энергии в мире.

Большинстве случаев на ТЭС используют твердое топливо, жидкое (мазут), газообразное (природный газ).

Работа ТЭС сопровождается выбросами в окружающую среду. Для снижения выбросов золы в атмосферу применяется электрическая очистка дымовых газов – это один из наиболее совершенных видов очистки газов от взвешенных в них частиц пыли. Электрофильтры – это высоковольтное электротехническое оборудование, в которых используется коронный разряд для зарядки взвешенных в газе частиц и их улавливания. Они находят применение для высокоэффективной очистки газов от твердых примесей. Подачи твердого топлива к котлам применяют конвейеры.

Конвейеры классифицируются по принципу действия и конструктивным признакам, типу тягового и грузонесущего органа, роду перемещаемого груза, назначению и областям применения.

Различают конвейеры с ленточным, цепным, канатным и другими тяговыми органами и конвейеры без тягового органа (винтовые, инерционные, вибрационные, роликовые).

По типу конвейеры могут быть: ленточные, пластинчатые, скребковые, подвесные грузонесущие, толкающие, тележечные, ковшовые и люлечные, а также винтовые, инерционные, вибрационные, роликовые.

По принципу действия различают конвейеры, перемещающие груз на непрерывно движущейся сплошной ленте или настиле, в непрерывно движущихся ковшах, подвесках, платформах, тележках; по неподвижному желобу или трубе непрерывно движущимися скребками.

Системы золоудаления на всех современных электростанциях выполняют механизированными, так как количество подлежащих удалению золы и шлака из бункеров котельного агрегата и транспорта их за пределы территории электростанции достигает огромной величины.

Система гидравлического золоудаления получила наибольшее распространение с багерными и шлаковыми насосами или с центральными гидротранспортом Москалькова. При гидрозолоудалении шлак и зола, из-под бункеров, транспортируются водой по каналам к багерным насосам или центральным гидроаппаратам, которые перекачивают поступающую в них смесь воды, золы и шлака (пульпу) по трубам на золоотвал. Осветленная вода из золоотвала перетекает в ближайший водоем.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 41 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

В данной работе основной вид топлива[15]: бурый уголь имеет в своем составе большое количество самых разных составляющих, каждая из которых может повлиять на область использования, что делает контроль качества угля делом совсем не легким. В зависимости от применения рассматривают целый ряд определяющих характеристик. Например, при определении пригодности угля для коксования учитываются более 30 параметров.

Чтобы определить подходит уголь для твердотопливного котла или нет, совсем не обязательно знать все его свойства. Важно знать:

- **Теплоту сгорания.** Этот показатель отражает количество тепла, которое выдает при горении единица топлива и измеряется обычно в кДж/кг. Меньше всего тепла выдают бурые угли – не более 18828 кДж/кг, жарче всего горят коксующиеся угли – до 36400,8 кДж/кг и антрациты – до 35982,4 кДж/кг. Использовать коксующиеся угли в обычных бытовых котлах не рекомендуется так как они не рассчитаны на такие высокие температуры.

- **Зольность.** Это основной показатель качества угля. Она зависит от количества негорючих примесей в топливе. Чем меньше этих примесей, следовательно, и золы, тем больше тепла можно получить при сжигании топлива. Зольность угля указывается в процентах. Чем меньше этот показатель, тем лучше качество топлива. Высокосортные марки имеют зольность до 25%, у низкосортных – 40% и выше. Чем больше зольность тем больше шлака образуется после сгорания топлива.

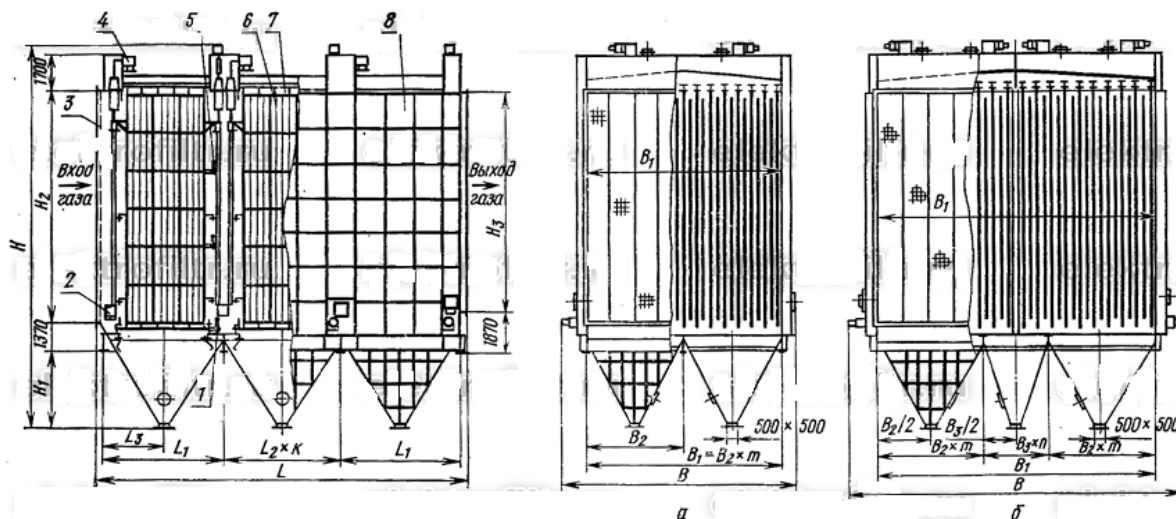
- **Влажность.** Различают поверхностную и внутреннюю влажность. Поверхностная влага удаляется при проветривании на воздухе, а вот внутренняя — только в процессе сгорания. Потому чем выше влажность угля, тем меньшее количество тепла выделяется из топлива. Высушивание требует значительных энергетических затрат. В некоторых случаях оценить много влаги или нет можно визуально: если уголь смерзся, мелкие фракции слиплись или слежались — воды много.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-------------------------|------|
| | | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | | 42 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

Электрофильтры [17-19]

Назначение электрофильтров ЭГА:

Электрофильтры ЭГА (электрофильтры горизонтальные модификации А) предназначались для обеспыливания неагрессивных невзрывоопасных технологических газов и аспирационного воздуха в энергетике, промышленности строительных материалов, черной и цветной металлургии и других отраслях промышленности.



Электрофильтры типа ЭГА:

а — односекционные; б — двухсекционные; 1 — механизм встряхивания осадительных электродов; 2 — люк обслуживания; 3 — газораспределительная решетка; 4 — защитная коробка для подвода тока; 5 — механизм встряхивания коронирующих электродов; 6 — коронирующий электрод; 7 — осадительный электрод; 8 — корпус

Рисунок 5.1 – Электрофильтр типа ЭГА

Конструктивные особенности электрофильтров ЭГА:

Электрофильтры ЭГА — это горизонтальные многополюсные пластинчатые электрофильтры с S-образными осадительными электродами и ленточно-игольчатыми коронирующими элементами, собранными в рамной конструкции.

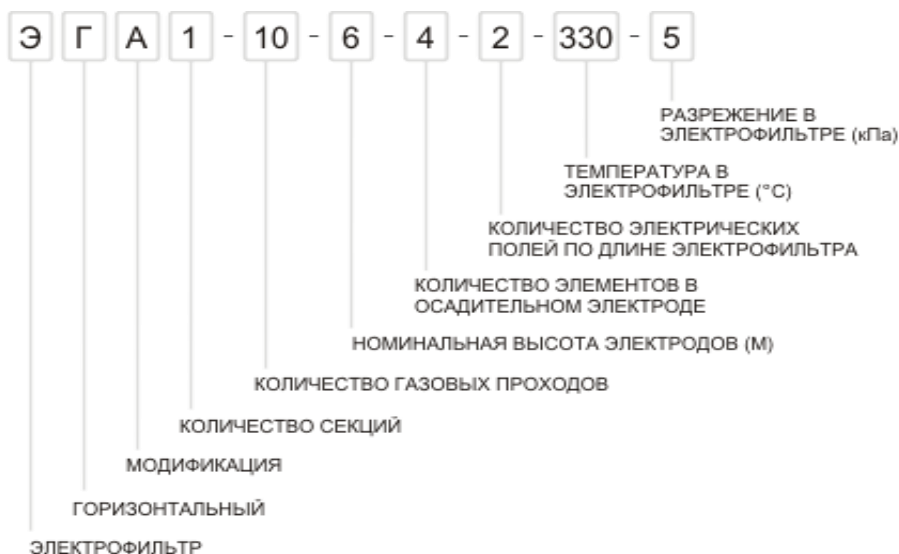


Рисунок 5.2 – Условное обозначение электрофильтров ЭГА

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

Электрофильтры представляют собой устройства, в которых очистка газов от взвешенных твердых и жидких частиц осуществляется под действием электрических сил.

Областью применения электрофильтров является улавливание твердых и жидких взвешенных частиц из технологических газов и систем аспирации. Электрофильтры не применяются, если очищаемый газ представляет собой взрывоопасную смесь или такая смесь может образовываться в ходе процесса очистки в результате отклонений от нормального технологического режима.

Стандарт устанавливает следующие типы электрофильтров в зависимости:

- от вида улавливаемых частиц и способа их удаления с электродов электрофильтра (сухой, мокрый)
- от конструкции осадительных электродов: трубчатый, пластинчатый;
- от количества зон, в которых осуществляется зарядка и осаждение частиц (однозонный, двухзонный);
- от количества электрических полей (однопольный, многопольный);
- от количества электрических полей, расположенных параллельно (односекционный; многосекционный);
- от направления газового потока через активную зону электрофильтра (вертикальный, горизонтальный).

Промышленные электрофильтры применяются для очистки газов при максимальной температуре не более 450 °С в условиях воздействия как нейтральных, так и коррозионных сред. Они могут эксплуатироваться как под давлением, так и под разрежением.

Двухзонные электрофильтры применяются, в основном, для очистки воздуха в системах вентиляции и кондиционирования.

Устройство ленточной топливоподачи[20,21]

Ленточными конвейерами называют машины непрерывного действия, несущим и тяговым элементом которых является гибкая лента[21].

Их применяют для перемещения сыпучих грузов на короткие, средние и дальние расстояния.

Ленточный конвейер, схема представлена на рисунке 5.3, состоит из замкнутой гибкой ленты 1, огибающей ведущий барабан 2 и поворотный хвостовой барабан 3. Приводной барабан получает вращение от электродвигателя через редуктор. Тяговое усилие от барабана на ленту передается трением. Барабаны 4 являются вспомогательными, отклоняющими ленту. Засчет их увеличивается угол охвата лентой, что улучшает условия сцепления ленты с поверхностями этих барабанов и уменьшает пробуксовывание.

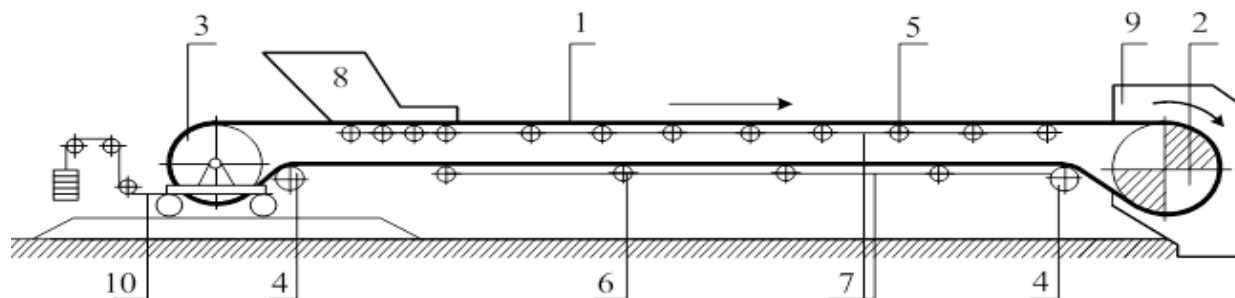


Рисунок 5.3 – Схема ленточного конвейера.

Натяжение осуществляется следующим образом, за счет натяжного устройства 10, который располагается на хвостовом барабане.

На ленте на которой располагается груз, то такую ленту называют рабочей или грузеной.

Сама лента поддерживается роликовыми опорами 5 на грузеной ветви и 6 на порожней ветви, установленными на раме 7.

Материал подается на ленту по загрузочному желобу 8 и перемещается к разгрузочному концу конвейера, где сбрасывается в направляющий лоток 9. Грузонесущая ветвь ленты конвейера в поперечном сечении может иметь желобчатую (лотковую) (рисунок 5.4, а), реже плоскую (рисунок 5.4, б) форму. Порожняя ветвь – всегда плоская. Лотковая форма придает ленте роликовыми опорами.

Несущая ветвь является верхней, но в некоторых случаях для перемещения груза используют нижнюю, а иногда и обе ветви ленты одновременно.

Поступает материал на ленту вблизи хвостового барабана либо в промежуточных пунктах.

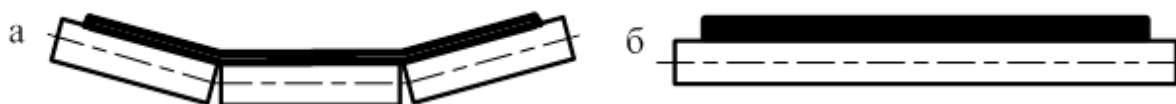


Рисунок 5.4 – Расположение роликоопор в поперечном сечении:

а – с желобчатой формой ленты грузонесущей ветви;

б – с прямым расположением ленты.

В последнем случае погрузочные пункты оборудуются стационарными или передвижными загрузочными воронками.

Разгрузка материала производится с концевого барабана, где лента меняет направление движения, или в промежуточных пунктах конвейера посредством специальных сбрасывающих устройств.

Транспортирование груза ленточными конвейерами осуществляется в горизонтальном или наклонном (вверх или вниз) направлениях, при этом возможен переход от горизонтального перемещения к наклонному и наоборот.

Золошлакопровод [22,23]

Магистральные золошлакопроводы, как правило, должны быть проложены над землей на лежневых опорах без установки компенсаторов и анкерных опор с углами поворота, обеспечивающими их самокомпенсацию. Разводящие по золоотвалу золошлакопроводы допускается прокладывать по гребню дамб без лежней.

Наружные золошлакопроводы из стальных труб прокладывают в две или три нитки на бетонных или металлических опорах на поверхности земли обычно с уклоном в сторону золоотвала. Однако иногда выполняют одну часть трассы с уклоном в сторону золоотвала, а другую - в сторону насосной для того, чтобы при ремонте этого участка или выводе в резерв его можно было опорожнить.

Золошлакопроводы прокладывают на поверхности земли или на лежневых опорах с небольшим уклоном к горизонту 5 - 10 % с минимальным числом изгибов и поворотов. Особенно следует избегать крутых поворотов. В пределах золоотвала золошлакопроводы прокладываются по гребню дамб или на эстакаде вдоль дамб со стороны верхнего бьефа.

Опорожнение в водоемы или в системы канализации не допускается. Продольный профиль трассы золошлакопроводов должен обеспечивать самотечное их опорожнение в приемные резервуары багерных насосных или на золоотвал. При неблагоприятной трассе или большой ее протяженности учитывают специальные земляные резервуары суммарной вместимостью, равной объему всех уложенных золошлакопроводов опорожняемой части трассы гидрозолоудаления.

Звенья золошлакопроводов соединяются путем сварки.

Для промывки золошлакопроводов должен быть предусмотрен подвод воды на всас каждого багерного насоса в количестве, равном подаче насоса.

Наибольший износ золошлакопроводов наблюдается в их нижней части. Поворот труб необходимо производить своевременно, не допуская утонения стенки ниже допустимого предела по условиям прочности.

При выводе золошлакопроводов в резерв или при ремонте они должны промываться чистой водой, а затем дренироваться. В случае невыполнения этих требований зола и шлак заиливают трубы, слеживаются и в дальнейшем могут цементироваться, особенно при щелочной золе.

Все повороты золошлакопроводов должны быть осуществлены плавным переходом с радиусом не менее пяти диаметров золошлако-провода.

Контроль за износом золошлакопроводов должен быть систематическим, для чего на трассе устанавливаются шупы и контрольные вставки или же используются ультразвуковые толщиномеры.

Гидроаппарат системы Москалькова — это аппарат служит для удаления золошлаковой смеси из шахт и бункеров котлоагрегата. Гидроаппарат представляет из себя водоструйный эжектор. Вода подается с помощью высоконапорного насоса в гидроаппарат под давлением. Вытекая с большой скоростью из сопла, она эжектирует гидромассу и при ударе о стенки происходит дробление кусков шлака (от 140 до 40мм). Для дробления шлака в горловине диффузора приваривают стальные ребра. Гидропульпу можно транспортировать на расстояние до 2 км. Пропускная способность гидроаппарата 300—350 т/ч; расход эжектируемой воды на 1 т золы и шлака топливного 15—20 м³, электроэнергии 15—22кВтч

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-------------------------|------|
| | | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | | 46 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

Топливное хозяйство и золошлако-удаление на ТЭС
Исходные данные к работе

Таблица 5.1 – Характеристика котла ПК-14-2

| Кол-во | По ГОСТу | Заводская | $D_{п}$ т/ч | $P_{пе}$ $\frac{кгс}{см^2} = МПа$ | $t_{пе}$ °С | Осн. вид топлива | КПД % |
|--------|----------------|-----------|----------------|--------------------------------------|----------------|------------------|----------|
| 4 | Еп-230-110-510 | ПК-14-2 | 230 | 109 = 10,69 | 510 | Бурый уголь | 92,8 |

Таблица 5.2 – Характеристика топлива

| Бассейн месторож | Группа | $C^Г$ % | $H^Г$ % | $N^Г$ % | $O^Г$ % | $S^Г$ % | A^c % | W^P % | $W_{макс}$ % | Q^P_H МДж/кг |
|------------------|--------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------------|-------------------|
| Сарыкольский | 3-Б | 72,4 | 5,2 | 1 | 20,5 | 0,6 | 25 | 20,8 | 21,3 | 16,634 |

Таблица 5.3 – Дисперсный состав летучей золы

| Показатели | | Размер частиц, мкм | | | | | |
|---|---|--------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| | | 0-5 | 5-10 | 10-20 | 20-30 | 30-40 | 40-60 |
| Средний размер частиц, мкм | а | 2,5 | 7,5 | 15 | 25 | 35 | 50 |
| Средний эквивалент радиус r, мкм | б | 1,25 | 3,75 | 7,5 | 12,5 | 17,5 | 25 |
| Содержание фракций Φ_i ,% по массе | в | 6 | 23 | 33 | 8,3 | 6,3 | 23 |

Таблица 5.4 – Данные для ленточного конвейера и золошлакопровода

| Тип топки | Температура уходящих газов $t_{ух}$, °С | Температура питательной воды $t_{п.в.}$, °С | Ленточный конвейер | | | Золошлакопровод. | |
|-----------------------------------|--|--|---------------------|------------|------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| | | | Высота подъема Н, м | Длина L, м | Угол наклона к горизонту, °β | Длина золошлакопровода а l, м | Разность геометрических отметок h, м |
| Камерная с твердым шлакоудалением | 140 | 215 | 1,9 | 26 | 10 | 700 | 2,4 |

5.1 Расчет расхода сжигаемого топлива, объемного расхода продуктов сгорания и количества золы, уносимой продуктами сгорания

Органическую массу топлива, содержащую серу, называют горючей массой:

$$C^{\Gamma} + H^{\Gamma} + O^{\Gamma} + N^{\Gamma} + S^{\Gamma} = 100 \% \quad (5.1.1)$$

$$72,4 + 5,2 + 20,5 + 1 + 0,6 = 100 \%$$

Топливо, содержащее все составляющие, называют рабочим. Состав рабочей массы:

$$C^P + H^P + O^P + N^P + S^P + A^P + W^P = 100 \% \quad (5.1.2)$$

В справочниках часто приводят составы сухой и горючей массы. Поэтому возникает необходимость в пересчете состава топлива на рабочую массу.

Для пересчета используют следующие формулы:

$$A^P = A^c \frac{100 - W^P}{100}, \% \quad (5.1.3)$$

$$A^P = 25 \frac{100 - 20,8}{100} = 19,8 \%$$

$$C^P = C^{\Gamma} \frac{100 - (A^P + W^P)}{100}, \% \quad (5.1.4)$$

$$C^P = 72,4 \frac{100 - (19,8 + 20,8)}{100} = 43 \%$$

$$H^P = H^{\Gamma} \frac{100 - (A^P + W^P)}{100}, \% \quad (5.1.5)$$

$$H^P = 5,2 \frac{100 - (19,8 + 20,8)}{100} = 3,06 \%$$

$$O^P = O^{\Gamma} \frac{100 - (A^P + W^P)}{100}, \% \quad (5.1.6)$$

$$O^P = 20,5 \frac{100 - (19,8 + 20,8)}{100} = 12,09 \%$$

$$N^P = N^{\Gamma} \frac{100 - (A^P + W^P)}{100}, \% \quad (5.1.7)$$

$$N^P = 1 \frac{100 - (19,8 + 20,8)}{100} = 0,59 \%$$

$$S^P = S^{\Gamma} \frac{100 - (A^P + W^P)}{100}, \% \quad (5.1.8)$$

$$S^P = 0,6 \frac{100 - (19,8 + 20,8)}{100} = 0,38 \%$$

После пересчета состава топлива подставляем все данные в формулу (5.1.2)

$$19,8 + 43 + 3,06 + 12,09 + 0,59 + 0,38 + 20,8 = 100 \%$$

Для проверки точности вычисления найдем сумму составляющих элементов рабочей массы топлива. Она должна быть равна 100%.

Теоретический (при $\alpha=1$) объем сухого воздуха, необходимый для полного сгорания 1 кг топлива:

$$V^o = 0,0889 (C^P + 0,375S^P) + 0,265H^P - 0,0333O^P, \frac{m^3}{кг} \quad (5.1.10)$$

$$V^o = 0,0889 (43 + 0,375 \cdot 0,38) + 0,265 \cdot 3,06 - 0,0333 \cdot 12,09 = 4,24 \frac{m^3}{кг}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 48 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Объем продуктов сгорания угля при нормальных условиях $\alpha > 1$ можно определить по следующей формуле:

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o + V^o(\alpha - 1), \frac{M^3}{\text{кг}} \quad (5.1.11)$$

Объем трехатомных газов:

$$V_{RO_2}^o = V_{CO_2} + V_{SO_2} = 0,0187 (C^p + 0,375S^p), \frac{M^3}{\text{кг}} \quad (5.1.12)$$

$$V_{RO_2}^o = 0,0187 (43 + 0,375 \cdot 0,38) = 0,807 \frac{M^3}{\text{кг}}$$

Объем двухатомных газов:

$$V_{N_2}^o = 0,79V^o + 0,008N^p, \frac{M^3}{\text{кг}} \quad (5.1.13)$$

$$V_{N_2}^o = 0,79 \cdot 4,24 + 0,008 \cdot 0,59 = 3,37 \frac{M^3}{\text{кг}}$$

Объем водяных паров:

$$V_{H_2O}^o = 0,0124 (9H^p + W^p) + 0,0161V^o, \frac{M^3}{\text{кг}} \quad (5.1.14)$$

$$V_{H_2O}^o = 0,0124 \cdot (9 \cdot 3,06 + 20,8) + 0,0161 \cdot 4,24 = 0,671 \frac{M^3}{\text{кг}}$$

Подставляем в формулу (5.1.11) значения:

$$V_{\Gamma} = 0,807 + 3,37 + 0,671 + 4,24 \cdot (1,2 - 1) = 5,03 \frac{M^3}{\text{кг}}$$

Значение α можно принять из таблицы 5.4.

Таблица 5.4 – Характеристики топки

| Тип топки | $\alpha_{\text{вн}}$ |
|---------------------------------|----------------------|
| Камеры с твердым шлакоудалением | 0,95 |

Таблица 5.5 – Характеристики топлива

| Топливо | Коэф. избытка воздуха на выходе из топки, α | Потери тепла от механического недожога q_4 , % |
|------------|--|--|
| Бурые угли | 1,2 | 0,4 |

Под нормальными физическими условиями понимают давление $p_{\text{н}}=760$ мм.рт.ст и температура $t_{\text{н}}=0$ °С.

Для определения объема продуктов сгорания на выходе из котла V'_{Γ} при температуре уходящих газов можно использовать объединенный закон Бойля-Мариотта и Гей-Люссака:

$$\frac{p_{\Gamma} \cdot V'_{\Gamma}}{T_{\text{ух}}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot V_{\Gamma}}{T_{\text{н}}} \quad (5.1.15)$$

$$V'_{\Gamma} = \frac{p_{\text{н}} \cdot V_{\Gamma} \cdot T_{\text{ух}}}{T_{\text{н}} \cdot p_{\Gamma}}, \frac{M^3}{\text{кг}}$$

$$V'_{\Gamma} = \frac{5,03 \cdot (140 + 273)}{273} = 7,61 \frac{M^3}{\text{кг}}$$

Давление продуктов сгорания, а выходе из котла можно принять равным атмосферному давлению

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 49 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Определим энтальпию питательной воды

$$h_{пв} = C_p \cdot t_{пв}, \text{ кДж/кг} \quad (5.1.16)$$
$$h_{пв} = 4,19 \cdot 230 = 963,7 \text{ кДж/кг}$$

$h_{пв}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг

где $C_p = 4,19$ [кДж/(кг·К)] – удельная массовая теплоемкость воды

$t_{пв}$ – температура питательной воды, °С.

Расход топлива на 4 котла можно определить

$$B = \frac{4 \cdot D(h_{п.п.} - h_{п.в.})}{Q_H^p \cdot \eta_k}, \text{ кг/с} \quad (5.1.17)$$
$$B = \frac{4 \cdot 230000(3403 - 963,7)}{16634 \cdot 0,928} = \frac{4 \cdot 36345,31}{3600} = 40,38 \text{ кг/с}$$

Где D – расход перегретого пара, кг/с

$h_{п.п.} = 3403$ кДж/кг – энтальпия перегретого пара (определяется с помощью h -с диаграммы водяного пара или таблиц водяного пара)

$h_{п.в.} = 963,7$ кДж/кг – энтальпия питательной воды (определяется по таблицам водяного пара или по формуле (5.1.16))

Количество золы г/с уносимое с дымовыми газами из котла

$$M_3 = B \cdot \alpha_{yh} \cdot \left(\frac{A^p + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{32,7}}{100} \right), \text{ г/с} \quad (5.1.18)$$
$$M_3 = 40,38 \cdot 10^3 \cdot 0,95 \cdot \left(\frac{20,8 + 0,4 \cdot \frac{16,634}{32,7}}{100} \right) = 8057,14 \text{ г/с}$$

где B – расход топлива, г/с

α_{yh} – доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива

32,7 МДж/кг – средняя теплота сгорания горючих в уносе

Для котельных агрегатов паропроизводительностью 75 т/ч и выше расчетные характеристики топок приведены в таблицах 5.4 и 5.5[24].

Находим объемный расход продуктов сгорания на выходе из 6 котлов

$$V_r'' = B \cdot V_r', \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.1.19)$$
$$V_r'' = 40,38 \cdot 7,61 = 307,23 \text{ м}^3/\text{с}$$

где B – расход топлива, кг/с

Определяем концентрацию золы в продуктах сгорания на выходе из котла

$$C = \frac{M_3}{V_r''}, \text{ г/м}^3 \quad (5.1.20)$$
$$C = \frac{8057,14}{307,23} = 26,22 \text{ г/м}^3$$

5.2 Расчет электрофильтра типа ЭГА

За котлом установлен электрофильтр, который может обеспечить достаточно высокий коэффициент очистки $\eta_3=0,99$.

Коэффициент очистки зависит от среднего значения рабочего напряжения подаваемого на электроды электрофильтра.

Необходимо выполнить 3-4 расчета при разных значениях рабочего напряжения и построить график $\eta_3 = f(U)$. С помощью графика определить рабочее напряжение, которые дает возможность обеспечить достаточно высокий коэффициент очистки.

Рабочее напряжение U принять в пределах 50-80 кВ.

Исходными данными для расчета электрофильтра являются следующие:

- 1) Расход продуктов сгорания на выходе из котла $V''_r, \text{ м}^3/\text{с}$
- 2) Температура очищаемого газа t_r (можно принять равной температуре газа на выходе из котла, t_{yx});
- 3) Абсолютное давление газа p_r (можно принять равным атмосферному);
- 4) Фракционный состав золы;
- 5) Среднее значение рабочего напряжения $U, \text{ В}$ (принимается 3-4 значения);
- 6) Динамическая вязкость μ [Па·с] при температуре газа на выходе на входе на выходе в электрофильтр.

Требуется определить:

- 1) Общий коэффициент очистки газа от пыли
- 2) Необходимую площадь активного сечения электрофильтра
- 3) Выбрать нужный типоразмер электрофильтра
- 4) Определить коэффициент золы в газах на выходе из электрофильтра

Расчет электрофильтра проводится в следующем порядке:

Определяем отклонение плотности газов в рабочих условиях к их плотности при нормальных условиях ($p_n=760$ мм.рт.ст и температура $t_n=0$ °С)

$$\beta = \frac{p_r(273+t_n)}{p_n(273+t_r)} \quad (5.2.1)$$

$$\beta = \frac{760 \cdot (273 + 0)}{760 \cdot (273 + 140)} = 0,66$$

Значение критической напряженности электрического поля, при которой возникает коронный разряд в электрофильтре, определяется по следующей эмпирической формуле:

$$E_{кр} = 3,04 \left(\beta + 0,0311 \sqrt{\frac{\beta}{R_1}} \right) \cdot 10^6, \text{ В/м} \quad (5.2.2)$$

$$E_{кр} = 3,04 \left(0,66 + 0,0311 \sqrt{\frac{0,66}{0,001}} \right) \cdot 10^6 = 4,44 \cdot 10^6 \text{ В/м}$$

Здесь R_1 – радиус коронирующего электрода, м

Для электрофильтров типа ЭГА $R_1 = 0,001$ м

Критического напряжение короны для пластинчатого электрофильтра

$$U_{кр} = E_{кр} \cdot R_1 \left(\frac{\pi H}{s} - \ln \frac{2\pi R_1}{s} \right), \text{ кВ} \quad (5.2.3)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 51 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$U_{кр} = 4,44 \cdot 10^6 \cdot 0,001 \left(\frac{3,14 \cdot 0,15}{0,18} - \ln \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,001}{0,18} \right) = 26,52 \text{ кВ}$$

Где Н – расстояние между коронирующими и осадительными электродами, м;
S – шаг коронирующих электродов, м

Для электрофильтров типа ЭГА

Н=0,15 м S=0,18 м

Напряженность электрического поля

$$E = \sqrt{\frac{8\pi f H U (U - U_{кр})}{9 \cdot 10^9 \cdot \epsilon_0 \cdot S^3 \cdot \left(\frac{\pi H}{S} - \ln \frac{2\pi R_1}{S} \right)}}, \text{ В/м} \quad (5.2.4)$$

$$E = \sqrt{\frac{8 \cdot 3,14 \cdot 0,0423 \cdot 0,15 \cdot 50 \cdot 10^3 (50 - 26,52) \cdot 10^3}{9 \cdot 10^9 \cdot 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 0,18^3 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 0,15}{0,18} - \ln \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,001}{0,18} \right)}} \\ = 25,97 \cdot 10^4 \text{ В/м}$$

Где f – коэффициент, зависящий от отношения Н/S

При Н/S=0,833 f=0,0423

U = 50 · 10³ – среднее значение рабочего напряжения, В

ε₀ = 8,85 · 10⁻¹² – диэлектрическая постоянная вакуума, Ф/м.

Скорость дрейфа частиц в электрическом поле:

При радиусе частиц свыше 1 мкм

$$W = \frac{0,118 \cdot 10^{-10} \cdot E^2 \cdot r}{\mu}, \text{ м/с} \quad (5.2.5)$$

$$W_1 = \frac{0,118 \cdot 10^{-10} \cdot (25,97 \cdot 10^4)^2 \cdot 2,5 \cdot 10^{-6}}{22,04 \cdot 10^{-6}} = 9,03 \cdot 10^{-2} \text{ м/с}$$

$$W_2 = \frac{0,118 \cdot 10^{-10} \cdot (25,97 \cdot 10^4)^2 \cdot 7,5 \cdot 10^{-6}}{22,04 \cdot 10^{-6}} = 27,09 \cdot 10^{-2} \text{ м/с}$$

$$W_3 = \frac{0,118 \cdot 10^{-10} \cdot (25,97 \cdot 10^4)^2 \cdot 15 \cdot 10^{-6}}{22,04 \cdot 10^{-6}} = 54,18 \cdot 10^{-2} \text{ м/с}$$

$$W_4 = \frac{0,118 \cdot 10^{-10} \cdot (25,97 \cdot 10^4)^2 \cdot 25 \cdot 10^{-6}}{22,04 \cdot 10^{-6}} = 90,31 \cdot 10^{-2} \text{ м/с}$$

$$W_5 = \frac{0,118 \cdot 10^{-10} \cdot (25,97 \cdot 10^4)^2 \cdot 35 \cdot 10^{-6}}{22,04 \cdot 10^{-6}} = 126,43 \cdot 10^{-2} \text{ м/с}$$

$$W_6 = \frac{0,118 \cdot 10^{-10} \cdot (25,97 \cdot 10^4)^2 \cdot 50 \cdot 10^{-6}}{22,04 \cdot 10^{-6}} = 180,61 \cdot 10^{-2} \text{ м/с}$$

Где r – радиус частицы зола, м

A – постоянный коэффициент, принимаемый равным 0,815 - 1,63

S_м=10⁻⁷ – средний свободный путь молекулы, для газов, м

E – напряженность электрического поля, в/м

μ – коэффициент динамической вязкости определяется по таблице 5.6[24] в зависимости от температуры газа.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 52 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 5.6 – Физические свойства дымовых газов

| | | | | | |
|----------|-------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|--|
| t, °C | ρ, кг/м ³ | C _p , кДж/(кг·K) | λ·10 ² , Вт/(м·K) | μ·10 ⁶ , Па·с | v·10 ⁶ , м ² /с |
| 140 | 0,869 | 1,08 | 3,48 | 22,04 | 26,04 |

Площадь активного сечения электрофильтра

$$F = \frac{V_{\Gamma}''}{V}, \text{ м}^2 \quad (5.2.6)$$

$$F = \frac{307,23}{1} = 307,23 \text{ м}^2$$

Где V – скорость газа в электрофильтре V = 1-1,2 м/с – принимается

Отклонение общей площади осадительных электродов к площади активного сечения электрофильтра обозначается T.

С помощью таблицы 5.7[24] по F определяют типоразмер электрофильтра и величину T.

Таблица 5.7 – Техническая характеристика фильтров серии ЭГА

| Кол-во | Типоразмер электрофильтра | Активная высота электродов, м | Число полей | Площадь активного сечения F, м ² | Общая площадь осадённая Fo, м ² | Габариты электрофильтра, м | | | T=Fo/F |
|--------|---------------------------|-------------------------------|-------------|---|--|----------------------------|-----------------------|--------|--------|
| | | | | | | длина | ширина (по осям опор) | высота | |
| 2 | ЭГА2-48-12-6-4 | 12 | 4 | 155,8 | 13000 | 17,28 | 17,6 | 19,9 | 86,7 |

Фракционный коэффициент очистки газа от золы:

$$\eta_i = 1 - \exp\left(\frac{-wT}{2 \cdot v}\right) \quad (5.2.7)$$

$$\eta_1 = 1 - \exp\left(\frac{-9,03 \cdot 10^{-2} \cdot 86,7}{2 \cdot 1}\right) = 0,974$$

$$\eta_2 = 1 - \exp\left(\frac{-27,09 \cdot 10^{-2} \cdot 86,7}{2 \cdot 1}\right) = 0,998$$

$$\eta_3 = 1 - \exp\left(\frac{-54,18 \cdot 10^{-2} \cdot 86,7}{2 \cdot 1}\right) = 0,999$$

$$\eta_4 = 1 - \exp\left(\frac{-90,31 \cdot 10^{-2} \cdot 86,7}{2 \cdot 1}\right) = 0,999$$

$$\eta_5 = 1 - \exp\left(\frac{-126,43 \cdot 10^{-2} \cdot 86,7}{2 \cdot 1}\right) = 0,999$$

$$\eta_6 = 1 - \exp\left(\frac{-180,61 \cdot 10^{-2} \cdot 86,7}{2 \cdot 1}\right) = 0,999$$

Общий коэффициент очистки газа от золы

$$\eta_{\text{э}} = \sum_{i=1}^n \eta_i \Phi_i, \% \quad (5.2.8)$$

$$\eta_{\text{э}} = 0,974 \cdot 6 + 0,999 \cdot 23 + 0,999 \cdot 33 + 0,999 \cdot 8,3 + 0,999 \cdot 6,7 + 0,999 \cdot 23 = 99,75\%$$

Концентрацию золы на выходе из электрофильтра

$$C_{\text{ВЫХ}} = C_{\text{ВХ}} \cdot (1 - \eta_{\text{э}}), \text{ г/м}^3 \quad (5.2.9)$$

$$C_{\text{ВЫХ}} = 26,22 \cdot (1 - 0,9975) = 0,066 \text{ г/м}^3$$

Где $C_{\text{ВХ}}$ и $C_{\text{ВЫХ}}$ – концентрация золы на входе и на выходе в электрофильтр, г/м^3

Уточняем скорость газа в электрофильтр по выбранному из таблицы 5.7 значение F.

$$V = \frac{V_{\text{Г}}''}{F}, \text{ м/с} \quad (5.2.10)$$

$$V = \frac{307,23}{155,8} = 1,97 \text{ м/с}$$

Повторяем расчеты по формулам (5.2.4) – (5.2.9) для среднего значения напряжения 60 кВ-70кВ

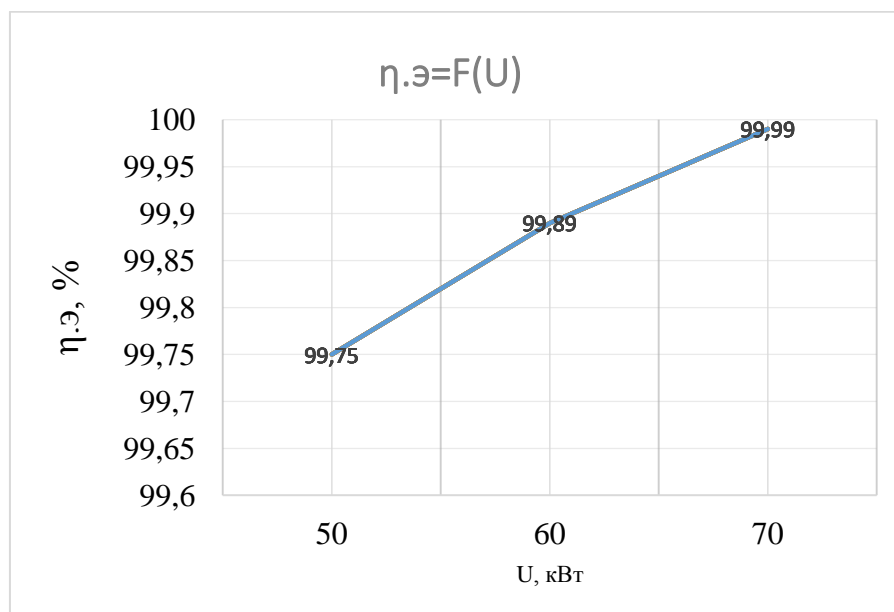


Рисунок 5.5 – $\eta_{\text{э}}=f(U)$ с помощью которого определяем достаточно высокий коэффициент очистки

С помощью графика определили рабочее напряжение $U=60$ кВ, которое дает возможность обеспечить достаточно высокий коэффициент очистки $\eta_{\text{э}}=99,89$

Концентрацию золы на выходе из электрофильтра

$$C_{\text{ВЫХ}} = C_{\text{ВХ}} \cdot (1 - \eta_{\text{э}}), \text{ г/м}^3$$

$$C_{\text{ВЫХ}} = 26,22 \cdot (1 - 0,9989) = 0,029 \text{ г/м}^3$$

5.3 Расчет ленточного конвейера для подачи топлива к котлу

Для расчета ленточных конвейеров необходимы следующие исходные данные:

- 1) Часовой расход топлива установленного котла V , т/ч;
- 2) Насыпную плотность транспортируемого топлива $\rho_{\text{нас}}$
- 3) Схема трассы конвейера с указанием размеров высоты подъема H , м; длины L , м; угла наклона к горизонту β° .

Найдем плотность органической массы топлива для остальных углей

$$\rho_{\text{орг}} = \frac{100}{0,344C^r + 4,25H^r + 23}, \text{ т/м}^3 \quad (5.3.1)$$

$$\rho_{\text{орг}} = \frac{100}{0,344 \cdot 90,7 + 4,25 \cdot 4,3 + 23} = 1,43 \text{ т/м}^3$$

Истинная плотность твердых топлив (в объеме плотной массы топлива без пор):

$$\rho_{\text{ист}} = \frac{100\rho_{\text{орг}}}{100 - A^c \left(1 - \frac{\rho_{\text{орг}}}{2,9}\right)}, \text{ т/м}^3 \quad (5.3.2)$$

$$\rho_{\text{ист}} = \frac{100 \cdot 1,43}{100 - 25 \cdot \left(1 - \frac{1,43}{2,9}\right)} = 1,64 \text{ т/м}^3$$

Где $\rho_{\text{орг}}$ – плотность органической массы топлива

Объемная плотность (в объеме массы топлива с включением пор и трещин)

$$\rho_{\text{об}} = \frac{100\rho_{\text{ист}}}{100 + (\rho_{\text{ист}} - 1)W_{\text{max}}} \cdot \frac{100 - W_{\text{max}}}{100 - W^p}, \text{ т/м}^3 \quad (5.3.3)$$

$$\rho_{\text{об}} = \frac{100 \cdot 1,64}{100 + (1,64 - 1) \cdot 21,3} \cdot \frac{100 - 21,3}{100 - 20,8} = 1,43 \text{ т/м}^3$$

Где W_{max} – влажность топлива при полном насыщении его влагой (см. характеристики топлива)

Насыпная плотность (в объеме массы топлива с включением пор и промежутков между частицами)

$$\rho_{\text{нас}} = 0,63\rho_{\text{об}}, \text{ т/м}^3 \quad (5.3.4)$$

$$\rho_{\text{нас}} = 0,63 \cdot 1,43 = 0,902 \text{ т/м}^3$$

Расчетная производительность ленточного конвейера:

$$B_k = n \cdot V \quad (5.3.5)$$

$$B_k = 1,1 \cdot 40,38 \cdot 3,6 = 159,9 \text{ т/ч}$$

Где $n=1,1$ – коэффициент запаса, учитывающий время, необходимые на профилактическое обслуживание механизмов конвейера

Ширина ленты конвейера определяется

$$b = \sqrt{\frac{B_k}{k_\alpha \cdot v \cdot \rho_{\text{нас}} \cdot k_\beta}}, \text{ м} \quad (5.3.6)$$

$$b = \sqrt{\frac{159,9}{0,180 \cdot 1 \cdot 3600 \cdot 0,902 \cdot 1}} = 0,523 \text{ м}$$

Где v – скорость ленты, м/с, принимается 1 м/с

k_α – коэффициент, зависящий от угла естественного откоса топлива φ на ленте (Таблица 5.8)[24]

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 55 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 5.8 – Тип конвейера

| Тип конвейера | Угол наклона боковых роликов | Значение k_α при φ° |
|------------------|------------------------------|---|
| | | 35 |
| С плоской лентой | - | 0,180 |

Угол φ° – для основных видов топлива равен 35-40

k_β – коэффициент, учитывающий угол наклона конвейера (Таблица 5.9)[24]

Таблица 5.9 – Угол наклона конвейера

| Угол наклона конвейера β° | До 10 |
|--------------------------------------|-------|
| k_β | 1 |

Полученную ширину ленты округляют до ближайшего большего размера (Таблица 5.10) [25]

Мощность на валу приводного барабана определяется по формуле

$$N_6 = \left(\frac{AkLv + BB_kL + 37B_kH}{10000} \right) \cdot 0,736 + 1,25 \cdot p_{\text{нас}} \cdot Ne, \text{ кВт} \quad (5.3.7)$$

$$N_6 = \left(\frac{7,4 \cdot 40 \cdot 26 \cdot 1,5 + 2,9 \cdot 159,9 \cdot 26 + 37 \cdot 159,9 \cdot 1,9}{10000} \right) \cdot 0,736 + 1,25 \cdot 0,902 \cdot 1,5 = 4,26 \text{ кВт}$$

Где

A – коэффициент, равный при роликовых опорах на шарикоподшипниках 7,4

B – коэффициент, равный при роликовых опорах на шарикоподшипниках 2,9

B_k – производительность транспортера, т/ч

L – полная длина транспортера по его оси между центрами барабанов, м

H – высота подъема транспортера, между центрами – барабанов, м

v – скорость ленты, м/с

$p_{\text{нас}}$ – насыпной вес топлива, т/м

Ne – мощность необходимая для преодоления сопротивления сбрасывающего механизма, определяется по таблице 7.

k – коэффициент, определяемый по таблице 7 в зависимости от ширины ленты

Таблица 5.10 – Ширина ленты

| | |
|------------------|-----|
| Ширина ленты, мм | 650 |
| Коэффициент k | 40 |
| Ne, кВт | 1,5 |

k_1 – коэффициент определяемый в зависимости от длины конвейера L (Таблица 5.11)[24]

Таблица 5.11 – Длина конвейера

| | |
|----------------------|-------|
| Длина конвейера L, м | 16-30 |
| k_1 | 1,12 |

Мощность электродвигателя определяется

$$N_э = \frac{k_з \cdot N_б}{\eta_{прив}}, \text{ кВт} \quad (5.3.8)$$

$$N_э = \frac{1,1 \cdot 4,26}{0,85} = 5,51 \text{ кВт}$$

Где $\eta_{прив}$ – КПД привода конвейера (0,85 при зубчатой и 0,96 при ременной передаче)

$K_з$ – коэффициент запаса мощности, учитывающий падение напряжения в сети, пусковую характеристику электродвигателя и т.п.

Для приводов мощностью меньше 100 кВт $K_з=1,1-1,25$, а для приводов мощностью выше 100 кВт $K_з=1,1-1,15$.

5.4 Расчет золошлакопровода

Для расчета золошлакопровода необходимы следующие исходные данные:

- 1) Общее количество шлака и золы, удаляемое из котла $G_{з.ш}$, кг/ч;
- 2) Длина золошлакопровода l , м;
- 3) Разность геометрических отметок, от оси багерного насоса до золоотвала h , м

Общее количество золы и шлака, удаляемое из котла, определяется по формуле

$$G_{з.ш} = 0,01 \cdot B \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32,7 \cdot 10^3} \right) \cdot \left[1 - a_{у.н} \cdot \left(1 - \frac{\eta_э}{100} \right) \right], \text{ кг/ч} \quad (5.4.1)$$

$$G_{з.ш} = 0,01 \cdot 40,38 \cdot 3600 \cdot \left(19,8 + 0,4 \cdot \frac{16634}{32,7 \cdot 10^3} \right) \cdot \left[1 - 0,95 \cdot \left(1 - \frac{92,8}{100} \right) \right] \\ = 27089,67 \text{ кг/ч}$$

Где B – расход топлива, кг/ч;

A^p – зольность топлива, %

q_4 – потеря тепла с механическим недожогом, %

Q_n^p – теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$\eta_э$ – КПД золоуловителя (электрофилтра), %

Найдем расход воды

$$Q_в = G_{з.ш} \cdot q_в, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.4.2)$$

$$Q_в = 27089,67 \cdot 0,015 = 406,35 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Где $q_в$ – удельный расход воды в системах гидрозолошлакоудаления $\text{м}^3/\text{кг}$ (определяется по таблице 5.12)[24]

Таблица 5.12 – Расход воды на гидротранспорт

| Наименование | Расход воды на гидротранспорт, $\text{м}^3/\text{т}$ | |
|--|---|--|
| | Расположение гидроаппаратов или насосов между котлами | Расположение гидроаппаратов или насосов за пределами котельной |
| Совместный гидротранспорт золы и шлакоудаления гранулированное шлакоудаление | 12-15 | 15-18 |

Так как плотность золы и шлака отличаются незначительно то:

$$\rho_{з.ш} = 0,5 \cdot (\rho_з + \rho_{ш}), \text{ кг/м}^3 \quad (5.4.3)$$

$$\rho_{з.ш} = 0,5 \cdot (2200 + 2400) = 2300 \text{ кг/м}^3$$

Где $\rho_з$ – плотность золы, кг/м^3

$\rho_{ш}$ – плотность шлака, кг/м^3

Значение $\rho_з$ и $\rho_{ш}$ приводятся в таблице 5.13[24].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист 58 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 5.13 – Плотность золы и шлака по топливу

| Топливо | Плотность, т/м ³ | |
|------------|-----------------------------|---------|
| | золы | шлака |
| Бурые угли | 2,0-2,3 | 2,2-2,4 |

Объемный расход гидромассы при совместном гидротранспорте золы и шлака

$$Q_{\Pi} = Q_{\text{В}} + \frac{G_{\text{з.ш}}}{\rho_{\text{з.ш}}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.4.4)$$

$$Q_{\Pi} = 406,35 + \frac{27089,67}{2300} = 418,13 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Где $Q_{\text{В}}$ – расход воды, м³/ч

$\rho_{\text{з.ш}}$ – плотность золошлаковой смеси, кг/м³

Массовая консистенция гидромассы

$$C = \frac{G_{\text{з.ш}}}{\rho_{\text{В}} \cdot Q_{\text{В}}} \cdot 100\% \quad (5.4.5)$$

$$C = \frac{27089,67}{1000 \cdot 406,35} \cdot 100\% = 6,67 \%$$

Где $\rho_{\text{В}}$ – плотность воды, кг/м³

Расчетная скорость движения гидромассы при транспортировке золы и шлака

$$v = k \cdot v_0, \text{ м/с} \quad (5.4.6)$$

$$v = 1 \cdot 1,9 = 1,9 \text{ м/с}$$

Где v_0 – скорость гидромассы при транспортировании эталонного шлака крупностью 2-40 мм, плотностью 2,5 т/м³ и пористостью 35-40%;

k – поправочный коэффициент, учитывающий свойства шлака и зависящий от плотности и массовой пористости

Скорость v_0 в зависимости от массовой консистенции гидромассы «С» принимается по таблице 5.14[24].

Таблица 5.14 – Консистенция гидромассы

| | |
|------------------------------|-----|
| Консистенция гидромассы С, % | 6-8 |
| v_0 , м/с | 1,9 |

Поправочный коэффициент k определяется по таблице 12[24]. Пористость шлака в расчетах принимают: гранулированного шлака 35-40%, жидкого шлака – до 10%.

Таблица 5.15 – Значение поправочного коэффициента k

| Плотность шлака $\rho_{\text{ш}}$, т/м ³ | Коэф. k при массовой пористости шлака, % |
|--|--|
| | 40 |
| 2,5 | 1 |

Диаметр золошлакопровода

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\Pi}}{3600 \cdot \pi \cdot v}}, \quad \text{м} \quad (5.4.7)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 418,13}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,9}} = 0,279 \text{ м}$$

Где Q_{Π} – объемный расход гидромассы, м³/ч

v – расчетная скорость потока гидромассы, м/с

Выбираем стандартный диаметр золошлакопровода $d=0,300$ м[25]

Плотность гидромассы

$$\rho_{\Pi} = \frac{G_{з,ш} + \rho_{в} \cdot Q_{в}}{\frac{G_{з,ш}}{\rho_{з,ш}} + Q_{в}}, \quad \text{кг/м}^3 \quad (5.4.8)$$

$$\rho_{\Pi} = \frac{27089,67 + 1000 \cdot 406,35}{\frac{27089,67}{2300} + 406,35} = 1037 \text{ кг/м}^3$$

Коэффициент, учитывающий разницу плотностей гидромассы и золы

$$\beta = \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{в}}, \quad (5.4.9)$$

$$\beta = \frac{1037}{1000} = 1,037$$

Падения давления в золошлакопроводе при гидротранспорте

$$H_{д} = (1 + \xi) \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \frac{l}{d} \cdot \rho_{\Pi} + \beta \cdot h \cdot \rho_{в} \cdot g, \quad \text{Па} \quad (5.4.10)$$

$$H_{д} = (1 + 0,05) \cdot \frac{1,9^2}{2} \cdot \frac{700}{0,300} \cdot 1037 + 1,037 \cdot 2,4 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 4,61 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Где ξ - коэффициент местных сопротивлений золошлакопровода.
Принимаются $\xi = 0,05 - 0,1$

v_o – скорость гидромассы, м/с

l – длина золошлакопровода, м

d – диаметр золошлакопровода, м

ρ_{Π} – плотность гидромассы, кг/м³

β – коэффициент, учитывающий разницу плотностей гидромассы и золы

h – разность геометрических отметок от оси багерного насоса до золоотвала,

м

$\rho_{в}$ – плотность воды, кг/м³

g – ускорение свободного падения, м/с²

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате расчетов был определен расход сжигаемого топлива для 4 котлов $B = 40,38$ кг/с и определенно количество золы г/с уносимое с дымовыми газами из котла $M_z = 8057,14$ г/с, а также нашли объемный расход продуктов сгорания на выходе из котла $V_r'' = 307,23$ м³/с и концентрацию золы в продуктах сгорания на выходе из котла $C = 26,22$ г/м³ в дальнейшем был выбран тип электрофильтра ЭГА2-48-12-6-4 котором происходит очистка газов от золы под действием электрических сил в котором определили рабочее напряжение $U=60$ кВ. Это напряжение дает возможность обеспечить достаточно высокий коэффициент очистки $\eta_3=99,89$. И концентрацию золы на выходе из электрофильтра $C_{\text{вых}} = 0,029$ г/м³.

Для заданного ленточного конвейера была найдена насыпная плотность $\rho_{\text{нас}} = 0,902$ т/м³ и расчетная производительность ленточного конвейера $B_k = 159,9$ т/ч

Была рассчитана ширина плоской ленты конвейера $b=650$ мм. Определена мощность на валу приводного барабана $N_6 = 4,26$ кВт и мощность электродвигателя $N_9 = 5,51$ кВт

В золошлакопроводе определили общее количество золы и шлака удаляемого из котла $G_{z,ш} = 27089,67$ кг/ч. Найден расход воды $Q_v = 406,35$ м³/ч, плотность золошлака $\rho_{z,ш} = 2300$ кг/м³ и объемный расход гидромассы при совместном гидротранспорте золы и шлака $Q_{\Pi} = 418,13$ м³/ч. При расчетной скорости движения гидромассы при транспортировке золы и шлака $v = 1,9$ м/с рассчитан диаметр золошлакопровода $d = 0,279$ м, и выбрана труба $d=0,300$ м. Определено падения давления в золошлакопроводе при гидротранспорте $H_d = 4,61 \cdot 10^6$ Па.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 61 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ[26-31]

При переводе котла ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» на сжигание угля Сарыкольского месторождения с целью энерго - и ресурсосбережения " была использована следующая учебно-методическая и нормативно-справочная литература:

Раздел «Энергосбережение» выполнен в соответствии с «Федеральным законом РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [28].

Энергосберегающие мероприятия разработаны в соответствии с распоряжением Правительства РФ «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 [26], а также постановлению Законодательного Собрания Челябинской области «Стратегии развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 г. [27].

Энергетическая стратегия России определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период, приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей[26].

Главными векторами перспективного развития отраслей топливно-энергетического комплекса, предусмотренными[26], являются:

- переход на путь инновационного и энергоэффективного развития;
- изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов;
- создание конкурентной рыночной среды;
- интеграция в мировую энергетическую систему.

6.1 Энергосбережение на ТЭС

Большая часть тепловой и электрической энергии вырабатывается на тепловых электрических станциях (ТЭС. Остальная часть тепловой энергии вырабатывается в автономных источниках теплоты. В данной работе приведен перечень основных мероприятий по энергосбережению , приводящих к снижению расхода топлива в котле [28].

Сегодня перед всем человечеством стоит очень серьезная проблема экономного и рационального использования топливно-энергетических ресурсов. И для решения этой проблемы разработан ряд общих рекомендаций по энергосбережению.

Во-первых, необходимо назначать ответственного за контролем расходов энергоносителей и проведения мероприятий по энергосбережению.

Во-вторых, нужно оптимизировать работу систем освещения, вентиляции, водоснабжения и теплоснабжения.

В-третьих, необходимо соблюдение правил эксплуатации и обслуживания систем энергоиспользования и отдельных энергоустановок (введения графика включения и отключения систем освещения, вентиляции, тепловых завес и т.д.)

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 62 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

В-четвертых, нужно проводить разъяснительную работу с рабочими по вопросам энергосбережения. Также необходимы периодические энергетические обследования.

6.2 Пути повышения энергоэффективности котла ПК-14-2 [29]

1. Проведение режимно-наладочных испытаний, выбор оптимальных режимов работы основного и вспомогательного оборудования, составление режимной карты для обслуживающего персонала, разработка рекомендаций, направленных на повышение экономичности работы котла позволяет экономить топливо в размере 3.5 %.

2. Экономия тепловой энергии за счет глубокой утилизации тепла влажных газов

3. Применение автоматизированных горелок, обеспечивающих КПД котлоагрегата, не ниже 90%

4. Рациональное распределение нагрузки между несколькими котлами, которые работают одновременно.

5. Использование тепловой энергии непрерывной продувки котла.

6. Применение частотных приводов и устройств плавного пуска на электродвигателях. Это позволяет снизить расход электроэнергии на 25 - 30 %, а также продлить срок эксплуатации двигателя на 15 %. Применение плавного пуска позволяет защитить оборудование и трубопроводы от гидроударов.

7. Применение современных автоматизированных установок подготовки воды позволяет снизить размер отложений в котле и трубопроводах, и соответственно улучшить теплосъем и теплопередачу. Данные решения позволяют добиться экономии потребления топлива котлоагрегата на 5 - 7 %.

8. Снижение времени работы котла в режиме понижения давления. Приводит к экономии топлива.

9. Увеличение возврата конденсата. При увеличении на каждые 10 % конденсата - экономия топлива 1,5-2%.

10. Работа по режимной карте, температурному графику, с наименьшим коэффициентом избытка воздуха.

11. Перевод котла с твердого топлива на газообразное позволяет экономить до 12 % сжигаемого топлива.

12. Снижение присосов в топку и газоходы за счет плотной и качественной обмуровки. Снижение присоса воздуха на 0,1 позволяет экономить до 0,5 % сжигаемого топлива и до 20 % электроэнергии на привод дымососа за счет снижения объема уходящих топочных газов.

13. Снижение температуры уходящих топочных газов за счет установки хвостовых утилизационных поверхностей нагрева (экономайзера, воздухоподогревателя, контактного теплообменника). Утилизация теплоты уходящих газов позволяет экономить до 15 % топлива.

14. Установка обдувочных аппаратов для очистки внешних поверхностей нагрева кипяточного пучка или конвективных поверхностей нагрева котла от летучей золы и сажистых отложений позволяет экономить до 1,5 % топлива.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 63 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

15. Снижение накипи с внутренней поверхности нагрева радиационных и конвективных труб достигается умягчением питательной воды. Устранение накипи осуществляется и при ремонте котла - химическим способом или щелочной промывкой, в процессе последовательного разрыхления накипи, промывкой водой от шлама и механической очисткой. Наличие каждого миллиметра накипи вызывает перерасход топлива до 2 % в зависимости от качества котловой и питательной воды.

16. Совершенствование технологий промышленного производства теплопроводов для теплоснабжения с предварительно нанесенным антикоррозийным покрытием, тепло-, гидроизоляцией.

17. Комплексная автоматизация к котлу обеспечивает выполнение следующих функций:

- Подготовительные операции к розжигу котла.
- Автоматический розжиг запальника и основной горелки.
- Регулирование производительности, расхода топлива и воздуха,
- расхода воды через котел, поддержание разрежения в топке.
- Аварийная защита и сигнализация; аварийный останов котла.
- Управление исполнительными механизмами; управление вентилятором, дымососом, задвижками.
- Контроль давления воздуха, разрежения в топке, температуры уходящих газов.
- Контроль и регистрация расхода топлива, теплоносителя и параметров теплоносителя

18. Применение комплексная переработки угля на основе нанотехнологий[30]

Предлагаемая технология позволяет исключить негативные свойства золы, повысить ее качество и организовать производство дефицитного сырья для многих видов промышленности.

Это достигается путем использования ряда наноматериалов в технологической цепочке получения продукта из золошлаковых отходов (шлакоситаллы, шлакощебень, вяжущие вещества).

Новые возможности позволяют отказаться полностью или частично от «подсветки» топлива в котле теплоэлектростанций, снизить расходы топлива и уменьшить вредные выбросы электростанций, не меняя традиционной конструкции котла.

Промышленное масштабирование технологии наномодификации топлив позволит существенно повысить коэффициент полезного действия теплоэлектростанций, что явится прорывом в практической теплоэнергетике.

Проект будет способствовать достижению следующих народнохозяйственных и отраслевых целей:

- обеспечение наномодифицированным твердым, газообразным топливом — генераторным газом как заменителем природного газа, полученного из более дешевого твердого топлива (цена твердого топлива в два раза меньше цены эквивалентного количества природного газа). Капитальные затраты на промышленную установку переработки твердого топлива в природный газ и

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-------------------------|------|
| | | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | | 64 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

синтетические моторные топлива компенсируются снижением эксплуатационных затрат;

- повышение технического уровня и значимости специального оборудования по переработке твердого топлива, сравнимого с уровнем переработки нефти.

Реализация проекта имеет и социально-экономическую значимость, будет способствовать:

- снижению затрат на производство электроэнергии позволит сократить темпы роста цен не только на транспортные и коммунальные услуги, но и на практически все товары народного потребления;

- появлению новых рабочих мест, что снижает социально-экономическую напряженность в стране;

- улучшению экологической обстановки как в районах переработки твердого топлива, так и в местах использования продукции переработки;

- повышению квалификации работников и специалистов по переработке твердых топлив.

6.3 Стратегические цели развития теплоснабжения [31]

- кардинальное повышение технического уровня систем теплоснабжения на основе инновационных, высокоэффективных технологий и оборудования;

- сокращение непроизводительных потерь тепла и расходов топлива;

- обеспечение управляемости, надежности, безопасности и экономичности теплоснабжения;

- снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Для достижения стратегических целей развития отрасли необходимо решение следующих основных задач:

- предпочтительное развитие теплоснабжения России и ее регионов на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности;

- распространение сферы теплофикации на базе паротурбинных, газотурбинных, газопоршневых и дизельных установок на область средних и малых тепловых нагрузок;

- оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон;

- максимальное использование возможностей геотермальной энергетики для обеспечения теплоснабжения изолированных регионов, богатых геотермальными источниками (Камчатка, Сахалин, Курильские острова);

- развитие систем "централизованно-распределенной" генерации с разными типами источников, расположенными в районах теплоснабжения;

- модернизация и развитие систем децентрализованного теплоснабжения с применением высокоэффективных конденсационных газовых и угольных котлов, когенерационных, геотермальных, теплонасосных и других установок, а также автоматизированных индивидуальных теплогенераторов нового поколения для сжигания разных видов топлива;

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-------------------------|------|
| | | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | | 65 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

- совершенствование режимов эксплуатации ТЭЦ с целью максимального сокращения выработки электрической энергии по конденсационному циклу, вынос ее выработки по условиям экономичности на загородные тепловые станции;

- изменение структуры систем теплоснабжения, включая рациональное сочетание системного и элементного резервирования, оснащение автоматикой и измерительными приборами в рамках автоматизированных систем диспетчерского управления нормальными и аварийными режимами их эксплуатации, переход на независимую схему подключения нагрузки отопления (вентиляции и кондиционирования) и закрытую систему горячего водоснабжения;

- совместная работа источников тепла на общие тепловые сети с оптимизацией режимов их функционирования;

- реконструкция действующих ТЭЦ, тепловых сетей и тепловых энергоустановок, проведение теплогидравлической наладки режимов, повышение качества строительно-монтажных и ремонтных работ, своевременное выполнение регламентных мероприятий, оснащение потребителей стационарными и передвижными установками теплоснабжения в качестве резервных и/или аварийных источников теплоснабжения;

- разработка нормативно-правовой базы, обеспечивающей эффективное взаимодействие производителей тепла, организаций, осуществляющих его транспортировку и распределение, а также потребителей в рыночных условиях функционирования отрасли.

Энергосбережение в теплоснабжении будет осуществляться по следующим основным направлениям:

- в производстве тепловой энергии - повышение КПД котлоагрегатов, теплофикационных и других установок на основе современных технологий сжигания топлива, когенерационной выработки тепловой и электрической энергии; увеличение коэффициента использования тепловой мощности, развитие систем распределенной генерации тепла с вовлечением в теплоснабжение ВИЭ, повышение технического уровня, автоматизации и механизации мелких теплоисточников, оснащение их системами учета и регулирования отпуском тепловой энергии; обоснованное разделение сферы централизованного и децентрализованного теплоснабжения;

- в системах транспорта тепловой энергии - сокращение тепловых потерь и утечек теплоносителя в результате реконструкции тепловых сетей на основе применения теплопроводов заводской готовности, эффективных способов их прокладки, современных запорно-регулирующих устройств, автоматизированных узлов и систем управления режимами, организация оптимальных режимов функционирования тепловых сетей, теплоисточников и потребителей;

- в системах потребления тепловой энергии - учет количества и контроль качества потребляемой тепловой энергии, реконструкция и новое строительство зданий с применением теплоустойчивых конструкций, тепловой автоматики, энергоэффективного оборудования и теплопроводов, высокая технологичность всего процесса теплоснабжения, доступность его контроля и возможность управления.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 66 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

В результате будет достигнуто 2-3-кратное снижение удельных потерь тепла (с 19% в настоящее время до 8-10% к концу третьего этапа реализации Стратегии-2030), что обеспечит экономию топлива в размерах не менее 40 млн.т у.т. к 2030 г.
[30]

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 67 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Расчёт выбросов загрязняющих веществ производится для котла ПК-14-2 ЧФ ООО «Мечел-Энерго» в двух вариантах [32]:

- при сжигании Челябинского бурого угля;
- при сжигании угля Сарыкольского месторождения.

7.1 Расчёт выбросов загрязняющих веществ, при сжигании Челябинского бурого угля

Расчетные характеристики топлива (Челябинский бурый уголь) [1]:

$$Q_H^p = 13050 \text{ кДж/кг}; W^p = 13,75 \% ; A^p = 36,5 \% ; S^p = 0,65 \% ;$$

$$C^p = 35,1 \% ; H^p = 2,6 \% ; N^p = 0,95 \% ; O^p = 10,45 \% .$$

7.1.2 Выбросы золы

Выбросы золы:

$$M_z = B_{год} \cdot \alpha_{ун} \frac{A^p + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{32,7}}{100} \cdot (1 - \eta_z) , \quad (7.1)$$

$$Q_K = D \cdot (i_{III} - i_{IV}) = 230000 \cdot (3403 - 924) = 570,2 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч} \quad (7.2)$$

Где $D = 230$ т/ч – паропроизводительность котла.

$$B_K = \frac{Q_K}{Q_H^p \cdot \eta_{КА}} = \frac{570,2 \cdot 10^6}{13050 \cdot 0,904} = 48333 \text{ кг/ч} \quad (7.3)$$

$$B_K = 48,33 \text{ т/ч} = 13426 \text{ г/с},$$

Для четырёх котлов:

$$B = B' \cdot n = 13426 \cdot 4 = 53720 \text{ г/сек} = 193,4 \text{ т/ч} \quad (7.4)$$

Где $n = 4$ – количество котлов.

$$K_u = 0,7;$$

η_z - степень очистки для электрофильтра тип ЭГА2-48-12-6-4, $\eta_z = 99,89\%$;

$\alpha_{ун}$ - доля золы, уносимая газами $\alpha_{ун} = 0,95$.

$$B_{год} = B_K \cdot K_u \cdot 8760, \text{ т/год} \quad (7.5)$$

$$B_{год} = 48,33 \cdot 0,7 \cdot 8760 = 296360 \text{ т/год}$$

Где: $B_K = 48,33$ т/ч = 13426 г/с, – расход топлива;

$$K_u = 0,7;$$

$A^p = 36,5\%$ – зольность топлива на рабочую массу;

$\eta = 0,9989$ – степень улавливания твердых частиц в золоуловителях;

$\alpha_{ун} = 0,95$ – доля золы, уносимая газами

$Q_H^p = 13050$ кДж/кг - низшая теплота сгорания топлива.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 68 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$M_3 = 296360 \cdot 0,95 \cdot \frac{36,5 + 2 \cdot \frac{13,05}{32,7}}{100} \cdot (1 - 0,9989) = 525,05 \text{ т / год}$$

Максимальный разовый выброс золы:

$$M_3 = 53720 \cdot 0,95 \cdot \frac{36,5 + 2 \cdot \frac{13,05}{32,7}}{100} \cdot (1 - 0,995) = 95,12 \text{ г/сек}$$

7.1.3 Выбросы сернистого ангидрида

$$M_{SO_2} = 2 \cdot \frac{S^p}{100} \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \text{ г/с}, \quad (7.6)$$

Где $S^p = 0,65\%$ - содержание серы в топливе на рабочую массу;

$\eta_{SO_2}^I = 0,1$ - доля оксидов серы, связуемых летучей золой в котле;

$\eta_{SO_2}^{II} = 0,015$ - доля оксидов серы, улавливаемой в мокром золоуловителе, попутно с улавливанием твердых частиц.

$$M_{SO_2}^{\max} = 2 \cdot \frac{0,65}{100} \cdot 53720 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,015) = 618,82 \text{ г/с}$$

7.1.4. Выбросы оксидов азота [33]

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot B \cdot \beta_1 \cdot K \cdot Q_H^p \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) \cdot \beta_3 \quad (7.7)$$

Где, $\beta_1 = 1$ коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота, качества топлива, и способа шлакоудаления;

$\beta_3 = 0,85$ коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

K - коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 тонну сожженного топлива, кг/т;

$q_4 = 2\%$ потери от механической неполноты сгорания

$Q_H^p = 13,05$ МДж/кг - низшая теплота сгорания топлива.

$$K = \frac{12 \cdot D_\phi}{200 + D_H} = \frac{12 \cdot 230}{200 + 230} = 6 \text{ кг/т} \quad (7.8)$$

Где, D_ϕ и D_H фактическая и номинальная паропроизводительность котла, т/ч

Выбросы оксидов азота составляют:

$$M^{\max}_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 53720 \cdot 1 \cdot 6 \cdot 13,05 \cdot (1 - \frac{2}{100}) \cdot 0,85 = 119,2 \text{ г/сек}$$

7.1.5 Расчет объема продуктов сгорания твердого топлива

Объем дымовых газов при н.у. рассчитывается по формуле:

$$V_\Gamma = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (7.9)$$

Где: V_{RO_2} - объем трехатомных газов;

$V_{N_2}^0$ - объем азота;

$V_{H_2O}^0$ - объем воды;

V^0 - теоретический объемный расход воздуха;

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 69 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

$\alpha = 1,4$ – коэффициент избытка воздуха.

V^0 - объём воздуха при стехиометрическом сжигании 1 кг топлива;

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.10)$$

$V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ - объём водяных паров при стехиометрическом сжигании 1 кг топлива;

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.11)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,111 \cdot 2,6 + 0,0124 \cdot 13,1 + 0,0161 \cdot 3,56 = 0,53 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot 0,01 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) = 1,866 \cdot 0,01 \cdot (35,1 + 0,375 \cdot 0,65) = 0,655 \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.12)$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,008 \cdot N^p = 0,79 \cdot 3,56 + 0,008 \cdot 0,95 = 2,82 \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.13)$$

$$V_{\Gamma} = 0,655 + 2,82 + 0,53 + (1,4 - 1) \cdot 3,56 = 5,43 \text{ м}^3/\text{кг}$$

7.2 Расчёт выбросов загрязняющих веществ при сжигании угля Сарыкольского месторождения

Расчетные характеристики топлива (Сарыкольский уголь) [1]:

$Q_H^p = 16634$ кДж/кг; $W^p = 20,8$ %; $A^p = 19,8$ %; $S^p = 0,38$ %;

$C^p = 43$ %; $H^p = 3,06$ %; $N^p = 0,59$ %; $O^p = 12,09$ %.

$$Q_K = D \cdot (i_{\text{III}} - i_{\text{IV}}) = 230000 \cdot (3404 - 924) = 570,2 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч} \quad (7.14)$$

Где $D = 230$ т/ч – паропроизводительность котла

$$B_K = \frac{Q_K}{Q_H^p \cdot \eta_{\text{КА}}} = \frac{570,2 \cdot 10^6}{16634 \cdot 0,928} = 36938,78 \text{ кг/ч} \quad (7.15)$$

$B_K = 36,94$ т/ч

Для четырёх котлов:

$$B = B' \cdot n = 36,94 \cdot 4 = 147,76 \text{ т/ч} = 41044 \text{ г/с} \quad (7.16)$$

Где $n = 4$ – количество котлов.

Тип газоочистной установки – электрофильтр.

7.2.1 Выбросы золы

Выбросы золы:

$$M_3 = B_{\text{зод}} \cdot \alpha_{\text{ун}} \cdot \frac{A^p + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{32,7}}{100} \cdot (1 - \eta_3) \quad (7.17)$$

$$B_{\text{зод}} = B_K \cdot K_u \cdot 8760, \text{ т/год}$$

$$B_{\text{зод}} = 36,94 \cdot 0,7 \cdot 8760 = 226516 \text{ т/год}$$

Где: $B_K = 36,94$ т/ч = 41044 г/с – расход топлива;

$K_u = 0,7$;

$A^p = 19,8$ % – зольность топлива на рабочую массу;

$\eta = 0,9989$ – степень улавливания твердых частиц в золоуловителях;

$\alpha_{\text{ун}} = 0,95$ – доля золы уносимая газами;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 70 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$Q_H^P = 16634$ кДж/кг - низшая теплота сгорания топлива.

$$M_3^{\max} = 226516 \cdot 0,95 \cdot \frac{19,8 + 0,4 \cdot \frac{16,634}{32,7}}{100} \cdot (1 - 0,9989) = 215,23 \text{ т / год}$$

Максимальный разовый выброс золы:

$$M_3^{\max} = 41044 \cdot 0,95 \cdot \frac{19,8 + 0,4 \cdot \frac{16,634}{32,7}}{100} \cdot (1 - 0,995) = 39 \text{ г / сек}$$

7.2.2 Выбросы сернистого ангидрида

$$M_{SO_2} = 2 \cdot \frac{S^P}{100} \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) \quad (7.18)$$

Где S^P - содержание серы в топливе на рабочую массу, $S^P = 0,38$ %;
 $\eta_{SO_2}^I = 0,1$ - доля оксидов серы, связуемых летучей золой в котле;
 $\eta_{SO_2}^{II} = 0,015$ - доля оксидов серы, улавливаемой в мокром золоуловителе, попутно с улавливанием твердых частиц.

$$M_{SO_2}^{\max} = 2 \cdot \frac{0,38}{100} \cdot 226516 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,015) = 1526,13 \text{ т / год}$$

Максимальный разовый выброс окислов серы:

$$M_{SO_2}^{\max} = 2 \cdot \frac{0,38}{100} \cdot 41044 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,015) = 276,53 \text{ г / сек}$$

7.2.3 Выбросы оксидов азота

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot K \cdot Q_H^P \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_3 \quad (7.19)$$

Где, $\beta_1 = 1$ коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота, качества топлива, и способа шлакоудаления;

$\beta_3 = 0,85$ коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

K - коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 тонну сожженного топлива, кг/т;

$q_4 = 0,4\%$ потери от механической неполноты сгорания;

$Q_H^P = 16,634$ МДж/кг - низшая теплота сгорания топлива.

$$K = \frac{12 \cdot D_\phi}{200 + D_H} = \frac{12 \cdot 230}{200 + 230} = 6 \text{ кг / т} \quad (7.20)$$

Где, D_ϕ и D_H фактическая и номинальная паропроизводительность котла, т/ч

Выбросы оксидов азота за год составляют:

$$M^{\max}_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 226516 \cdot 1 \cdot 6 \cdot 16,634 \cdot \left(1 - \frac{0,4}{100}\right) \cdot 0,85 = 650,73 \text{ т / год}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 71 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Максимальный разовый выброс окислов серы:

$$M^{\max}_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 41044 \cdot 1 \cdot 6 \cdot 16,634 \cdot \left(1 - \frac{0,4}{100}\right) \cdot 0,85 = 117,91 \text{ г/сек}$$

7.2.4 Расчет объема продуктов сгорания твердого топлива

Объем дымовых газов при н.у. рассчитывается по формуле:

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (7.21)$$

Где: V_{RO_2} – объем трехатомных газов;

$V_{N_2}^0$ – объем азота;

$V_{H_2O}^0$ – объем воды;

V^0 – теоретический объемный расход воздуха;

$\alpha = 1,39$ – коэффициент избытка воздуха.

V^0 - объём воздуха при стехиометрическом сжигании 1 кг топлива;

$$V^0 = 0,0889(C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.22)$$

$$V^0 = 0,0889(43 + 0,375 \cdot 0,38) + 0,265 \cdot 3,06 - 0,0333 \cdot 12,09 = 4,244 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$V_{H_2O}^0$ - объём водяных паров при стехиометрическом сжигании 1 кг топлива;

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.23)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3,06 + 0,0124 \cdot 20,8 + 0,0161 \cdot 4,244 = 0,665 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot 0,01(C^P + 0,375 \cdot S^P), \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.24)$$

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot 0,01 \cdot (43 + 0,375 \cdot 0,38) = 0,805 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,008 \cdot N^P, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.25)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,244 + 0,008 \cdot 0,59 = 3,358$$

$$V_{\Gamma} = 0,805 + 3,358 + 0,665 + (1,39 - 1) \cdot 4,244 = 6,48 \text{ м}^3/\text{кг}$$

7.3 Количество золы, складываемой при сжигании Челябинского угля

Количество золы, улавливаемое на золоуловителях:

$$G_{з\text{у}} = 0,01 \cdot B_{зод} \cdot \alpha_{\text{ун}} \cdot A^P \cdot \eta_3, \text{ т/год}, \quad (7.26)$$

$$G_{з\text{у}} = 0,01 \cdot 296360 \cdot 0,95 \cdot 36,5 \cdot 0,9 = 92486,55 \text{ т/год},$$

Количество золы, удаляемой через ГЗУ:

$$G_{зз\text{у}} = 0,01 \cdot B_{зод} \cdot (1 - \alpha_{\text{ун}}) \cdot A^P, \text{ т/год}, \quad (7.27)$$

$$G_{зз\text{у}} = 0,01 \cdot 296360 \cdot (1 - 0,95) \cdot 36,5 = 5408,57 \text{ т/год},$$

Общее количество складываемой золы:

$$G_{зз\text{у}+з\text{у}} = 92486,55 + 5408,57 = 97895,12 \text{ т/год},$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 72 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

7.4 Количество золы, складываемой при сжигании угля Сарыкольского месторождения

Количество золы, улавливаемое на золоуловителях:

$$G_{zy} = 0,01 \cdot B_{zod} \cdot \alpha_{yn} \cdot A^p \cdot \eta_3, m/zod, \quad (7.28)$$

$$G_{zy} = 0,01 \cdot 226516 \cdot 0,95 \cdot 19,8 \cdot 0,9989 = 42394,62 m/zod,$$

Количество золы, удаляемой через ГЗУ:

$$G_{zzy} = 0,01 \cdot B_{zod} \cdot (1 - \alpha_{yn}) \cdot A^p, m/zod, \quad (7.29)$$

$$G_{zzy} = 0,01 \cdot 226516 \cdot (1 - 0,95) \cdot 19,8 = 2242,51 m/zod,$$

Общее количество складываемой золы:

$$G_{zzy+zy} = 42394,62 + 2242,51 = 44637,13 m/zod,$$

7.5 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы

Проведём поверочный расчёт на загазованность с учётом четырёх котлов (№№ 8-11), присоединённых к дымовой трубе № 6.

Определим максимальные концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы при сжигании Челябинского бурого угля [34].

7.5.1 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ в приземном слое при сжигании Челябинского бурого угля

Дымовая труба имеет:

$d_0 = 5,1$ м - диаметр устья трубы;

$H = 100$ м - высота дымовой трубы;

$$C_m = \frac{AMFm\eta}{H^2 \sqrt[3]{V_p \cdot \Delta T}} \quad (7.30)$$

Где A - коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях. Определяется климатической зоной. Для Урала $A = 160 [c^{-2/3} C^{1/3}]$;

M - количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу, [Г/с]:

$M_{SO_2} = 618,8$ г/с; $M_{NO_2} = 119,2$ г/с; $M_3 = 34$ г/с.

F - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере. Для газообразных веществ и мелкодисперсной аэрозоли $F = 1$, для золы $F = 2$.

V_1 - Объём выбрасываемой газовой смеси, [м³/с]:

$$V_1 = B \cdot V_p \cdot n_{ка}, m^3/kg, \quad (7.31)$$

$V_B^0 = 3,56$ м³/кг.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 73 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

7.5.2 Определение объёмов продуктов сгорания топлива при работе на Челябинском буром угле

Из соотношения $\frac{V_H \cdot P_H}{T_H} = \frac{V_P \cdot P_P}{T_P}$ найдем объемный расход дымовых газов при рабочих условиях:

$$V_P = \frac{(T_{yx} + 273) \cdot V_2 \cdot P_H}{T_H \cdot P_P} \quad (7.32)$$

Где $P_H = 760$ мм. рт. ст. – атмосферное давление при н.у.;

$T_H = 293$ К – температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при н.у.;

$P_P = 732$ мм. рт. ст. – атмосферное давление при рабочих условиях;

$T_P = 458$ К - температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при рабочих условиях; $T_{yx} = 136^\circ\text{C}$.

$$V_2 = V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + 1,0161(\alpha_{yx} - 1) \cdot V_B^0, \quad (7.33)$$

$$V_2 = 2,82 + 0,53 + 0,655 + 1,0161(1,2 - 1) \cdot 3,56 = 4,73 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_P = \frac{(136 + 273) \cdot 4,73 \cdot 101,3}{98 \cdot 273} = 7,38 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объёмный расход продуктов сгорания за котлами:

$$V_1 = 12,9 \cdot 7,38 \cdot 4 = 380,8 \text{ м}^3/\text{с};$$

$B = 12,9 \text{ м}^3/\text{с}$ - расход топлива на котёл (из теплового расчёта);

$n_{ка}$ - число котлов, присоединённых к трубе № 6;

$$\Delta T = T_G - T_B = 136 - 24 = 112^\circ\text{C}; \quad (7.34)$$

Где $T_G = 24^\circ\text{C}$ - средняя температура самого жаркого месяца;

$T_{yx} = 136^\circ\text{C}$ - температура уходящих газов;

m, n - коэффициенты, связанные с учётом влияния скорости выхода газов из устья трубы ω_o , м/с:

$$\omega_o = \frac{4V_P}{\pi d_o^2} \Rightarrow d_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V_P}{\pi \cdot \omega_o}} \quad (7.35)$$

d_o - диаметр устья трубы

$$\omega_o = \frac{4 \cdot 380,8}{3,14 \cdot 5,1^2} = 18,7 \text{ м/с}$$

H - высота дымовой трубы

$$f = \frac{10^3 \cdot (18,7)^2 \cdot 5,1}{100^2 \cdot 112} = 1,6$$

$$g = 0,65 \sqrt[3]{\frac{380,8 \cdot 112}{100}} = 4,9$$

Так как $g \geq 2$, то принимаем $n = 1$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 74 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{1,6} + 0,34\sqrt[3]{1,6}} 1,195 \quad (7.37)$$

$$C_{SO_2} = \frac{160 \cdot 618,8 \cdot 1 \cdot 1,195 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{380,8 \cdot 112}} = 0,34 \text{ мг/м}^3.$$

$$C_{SO_2} = 0,34 \text{ мг/м}^3 < \text{ПДК} = 0,5 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 119,2 \cdot 1 \cdot 1,195 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{380,8 \cdot 112}} = 0,065 \text{ мг/м}^3.$$

$$C_{NO_2} = 0,065 \text{ мг/м}^3 < \text{ПДК} = 0,085 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{30Л} = \frac{160 \cdot 95,12 \cdot 2 \cdot 1,195 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{380,8 \cdot 112}} = 0,039 \text{ мг/м}^3.$$

$$C_{30Л} = 0,039 \text{ мг/м}^3 < \text{ПДК} = 0,5 \text{ мг/м}^3$$

При одновременном совместном присутствии в выбросах нескольких веществ однонаправленного действия (перечень утвержденным Минздравом РФ) их безразмерная суммарная концентрация не должна превышать -1.

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1 \quad (7.38)$$

$$\frac{0,34}{0,5} + \frac{0,065}{0,085} = 1,445 \geq 1$$

Вывод: условия не выполнены.

7.5.3 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ в приземном при сжигании угля Сарыкольского месторождения

$$M_{SO_2} = 276,53 \text{ г/с}; M_{NO_2} = 177,91 \text{ г/с}; M_3 = 39 \text{ г/с}.$$

F - коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере. Для газообразных веществ и мелкодисперсной аэрозоли $F=1$;
 V_1 - Объём выбрасываемой газовой смеси, $[\text{м}^3/\text{с}]$.

$$V_1 = B \cdot V_p \cdot n_{ка} \cdot \text{м}^3/\text{кг}; \quad (7.39)$$

$$V_B^0 = 4,244 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

7.5.4 Определение объёмов продуктов сгорания топлива при работе на угле Сарыкольского месторождения

Объём продуктов сгорания при рабочих условиях:

$$V_p = \frac{(T_{yx} + 273) \cdot V_2 \cdot P_H}{T_H \cdot P_p}, \quad (7.40)$$

Где $P_H = 760 \text{ мм. рт. ст.}$ – атмосферное давление при н.у.:

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 75 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

$T_H = 293 \text{ К}$ – температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при н.у.;

$P_P = 732 \text{ мм. рт. ст.}$ – атмосферное давление при рабочих условиях;

$T_P = 458 \text{ К}$ - температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при рабочих условиях;

$T_{yx} = 140^\circ\text{С}$ (из теплового расчета).

$$V_z = V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + 1,0161(\alpha_{yx} - 1) \cdot V_B^0, \quad (7.41)$$

$$V_z = 3,358 + 0,665 + 0,805 + 1,0161(1,39 - 1) \cdot 4,244 = 6,51 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_P = \frac{(140 + 273) \cdot 6,51 \cdot 760}{732 \cdot 293} = 9,53 \text{ м}^3 / \text{кг}.$$

Объёмный расход продуктов сгорания за котлом:

$$V_1 = 10,25 \cdot 9,53 \cdot 4 = 390,73 \text{ м}^3/\text{с};$$

$B = 10,25 \text{ м}^3/\text{с}$ - расход топлива на котёл (из теплового расчёта);

$n_{ка}$ - число котлов, присоединённых к трубе № 6;

$$\Delta T = T_P - T_B = 140 - 24 = 116^\circ\text{С};$$

Где $T_B = 24^\circ\text{С}$ - средняя температура самого жаркого месяца;

$T_{yx} = 140^\circ\text{С}$ - температура уходящих газов;

m, n - коэффициенты, связанные с учётом влияния скорости выхода газов из устья трубы ω_o , м/с:

$$\omega_o = \frac{4V_P}{\pi d_o^2} \Rightarrow d_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V_P}{\pi \cdot \omega_o}} \quad (7.42)$$

d_o - диаметр устья трубы, $d_o = 5,1 \text{ м}$

$$\omega_o = \frac{4 \cdot 390,73}{3,14 \cdot 5,1^2} = 19,14 \text{ м/с}$$

Скорость выхода газов из устья $\omega_o = 19,14 \text{ м/с}$ (удовлетворяет рекомендациям)

H - высота дымовой трубы, $H = 100 \text{ м}$.

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_o^2 \cdot d_o}{H^2 \cdot \Delta T}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot (19,14)^2 \cdot 5,1}{100^2 \cdot 116} = 1,61$$

$$g = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_P \cdot \Delta T}{H}}$$

$$g = 0,65 \sqrt[3]{\frac{390,73 \cdot 116}{100}} = 4,99$$

Так как $g \geq 2$, то принимаем $n = 1$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{1,61} + 0,34\sqrt[3]{1,61}} = 0,84$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист 76 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Максимальная приземная концентрация вредных веществ:

$$C_m = \frac{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H \cdot \sqrt[3]{V_p \cdot \Delta T}} \quad (7.43)$$

Где ΔT – разность между температурой выбрасываемых газов (140°C) и средней температурой воздуха T_v , (20°C);

V_p – объемный расход выбрасываемых уходящих газов, $\text{м}^3/\text{с}$;

$A=160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной из таблиц.

M – суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу, $\text{г}/\text{с}$;

$F=2,5$ – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, (для пыли при степени очистки 90%)

$F=1$ – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе. (для газообразных примесей)

m и n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса.

$$C_{SO_2} = \frac{160 \cdot 276,53 \cdot 0,84 \cdot 1 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{390,73 \cdot 116}} = 0,104 \text{ мг} / \text{м}^3.$$

$$C_{SO_2} = 0,104 \text{ мг} / \text{м}^3 < \text{ПДК} = 0,5 \text{ мг} / \text{м}^3$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 117,91 \cdot 0,84 \cdot 1 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{390,73 \cdot 116}} = 0,04 \text{ мг} / \text{м}^3.$$

$$C_{NO_2} = 0,04 \text{ мг} / \text{м}^3 < \text{ПДК} = 0,085 \text{ мг} / \text{м}^3$$

$$C_{\text{зол}} = \frac{160 \cdot 117,91 \cdot 0,84 \cdot 2,5 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{390,73 \cdot 116}} = 0,037 \text{ мг} / \text{м}^3.$$

$$C_{\text{зол}} = 0,037 \text{ мг} / \text{м}^3 < \text{ПДК} = 0,5 \text{ мг} / \text{м}^3$$

При одновременном совместном присутствии в выбросах нескольких веществ однонаправленного действия (перечень утвержденным Минздравом РФ) их безразмерная суммарная концентрация не должна превышать -1.

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1$$

$$\frac{0,104}{0,5} + \frac{0,04}{0,085} = 0,679 \leq 1$$

Вывод: условия выполнены.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 77 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

7.6 Результаты концентраций вредных веществ Челябинского угля и угля Сарыкольского месторождения

Таблица 7.1 - Результаты расчётов концентраций вредных веществ

| Наименование вредного вещества | Единицы измерения | Челябинский бурый уголь | Уголь Сарыкольского месторождения | ПДК вредного вещества |
|------------------------------------|-------------------|-------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| Сернистый ангидрид SO ₂ | мг/м ³ | 0,340 | 0,104 | 0,5 |
| Двуокись азота NO ₂ | мг/м ³ | 0,065 | 0,04 | 0,085 |
| Выброс золы | мг/м ³ | 0,039 | 0,037 | 0,5 |

Расчет выполнен без учета фоновой концентрации создаваемых остальными трубами ТЭЦ.

Вывод:

1. Минимизация воздействия на окружающую среду за счет снижения выбросов золы в атмосферу.

2. Улучшение экологической обстановки воздушного бассейна в санитарно-защитной зоне.

3. Проект позволяет значительно снизить платежи за выбросы.

8 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

Котлы стационарные №№ 8-11 оснащены показывающими, самопишущими, регулирующими и сигнализирующими приборами отечественного производства на основании проекта и в соответствии с требованиями руководящих указаний по объёму оснащения средствами автоматизации теплоэнергетического оборудования электрических станций [35].

8.1 Электрический газоанализатор кислорода УКАРСК-1 [36]

Электрический газоанализатор кислорода УКАРСК-1 предназначен для автоматического измерения объёмного содержания кислорода в отходящих (дымовых) газах паровых котлов, сжигающих газообразное, жидкое и твердое топливо.

Основные технические характеристики газоанализатора:

- а) диапазон измерения 0,1 -10% содержания кислорода в смеси;
- б) класс точности – 4;
- в) время начала реагирования не более 0,5 сек.;
- г) постоянная времени не более 2,5 сек.;
- д) рабочая температура в датчике 800° С;
- е) напряжение питания датчика 36В ± 10%;
- ж) напряжение питания электрических блоков 220 В ± 10%;
- з) потребляемая мощность от сети 36В не более 230Вт, от сети 220В не более 11Вт;
- и) средний срок службы - 6 лет;

В комплект газоанализатора входит:

- а) датчик типа ЭТД-П электрохимический, твердо электролитный,
- б) регулятор температуры АРТ-4 (ТУ 14.475.03.82)
- в) блок потенцирования аналоговый типа БП-А1.

8.2 Автоматическое регулирование

Автоматическое регулирование тепловых процессов на котлах 7-11 включает в себя дистанционное и автоматическое управление регулирования органами [37].

Дистанционно управляются:

- а) шиберный клапан расхода питательной воды на конденсатоохладителе;
- б) обводной питательный клапан;
- в) шиберы вторичного воздуха на верхние и нижние шлицы А, Б, В, Г - 8 шт.;
- г) шиберы вторичного воздуха на общем коробе к мельницам А, Б с левой стороны -2 шт.;
- д) шиберы вторичного воздуха на общем коробе к мельницам В, Г с правой стороны;
- е) шиберы вторичного воздуха к мельницам А, Б, В, Г - 4 шт.;
- ж) шиберы вторичного воздуха к горелкам доменного газа с левой стороны - 2шт.;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист 79 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- з) регулирующие дроссели коксового газа левой и правой стороны -2 шт.;
- и) клапан непрерывной продувки.

Автоматически регулируется:

- а) уровень воды в барабане котла;
- б) главный регулятор котлов №№ 8-11;
- в) тепловая нагрузка;
- г) температура пара;
- д) расход доменного газа;
- е) разряжение в топке.

Дистанционное управление регулируемыми органами осуществляется с помощью исполнительных механизмов или электроприводов. В качестве исполнительных механизмов используются:

а) электрические колонки дистанционного управления (КДУ) Московского завода тепловой автоматики (МЗТА).

б) механизмы исполнительные электрические типов МЗО и МЭО-К Чебоксарского завода.

в) электроприводы типа М-50 Венюковского арматурного завода.

Автоматическое регулирование постоянства давления пара в общей паровой магистрали котлов №№ 8-11 выполняется главным регулятором котельной, включающим в себя следующее:

а) датчик-манометр типа МЭД. измеряющий давление пара в общем паровом коллекторе котлов №№ 8-11;

б) электронный корректирующий прибор типа КПИ-3 называемый главным регулятором котельной;

в) задатчик главного регулятора типа ЗРУ-1;

г) переключателя «Базовый режим - главный регулятор» типа КФ-222, установленные на пультах котлов №№ 8-11;

д) задатчики базового режима типа ЗРУ-2, установленные на пультах котлов №№ 8-11;

е) указатели тепловой нагрузки типа М-24, установленные на пультах управления котлов №№ 8-11.

При автоматическом регулировании импульс по давлению пара в общем коллекторе воспринимается датчиком-манометром, преобразуется в электрический сигнал и подается на главный регулятор.

В главном регуляторе этот сигнал усиливается и изменяется во времени пропорционально интегральному закону регулирования.

В главном регуляторе происходит также размножение выходных электрических сигналов по числу работающих котлов.

С выхода главного регулятора электрические сигналы поступают к переключателям «Базовый режим - главный регулятор» котлов №№ 8-11.

Если этот переключатель установлен в положение «Главный регулятор», то выходной сигнал от главного регулятора будет поступать к регулятору тепловой нагрузки данного котла.

Если этот переключатель установить в положение «Базовый режим», то от задатчика «Базовый режим» сигнал поступает на регулятор тепловой нагрузки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Кроме того, с выхода главного регулятора электрические сигналы поступают к указателям нагрузки каждого котла.

Таким образом указатели нагрузки показывают величину электрического сигнала от главного регулятора.

Величина давления пара в общем коллекторе, которая должна автоматически поддерживаться главным регулятором, задается задатчиком главного регулятора.

8.3 Регулирование тепловой нагрузки котла

Регулирование тепловой нагрузки котла может выполнять две функции: поддерживать постоянным давление пара в барабане котла - базовый режим, изменять давление пара в барабане котла в соответствии с заданием от главного регулятора так, чтобы поддерживать заданное давление пара в общем паровом коллекторе котлов №№ 8-11 - регулирующий режим.

При автоматическом регулировании в базовом режиме, регулятор тепловой нагрузки будет изменять подачу природного газа или угля в мельницы так, чтобы поддерживать постоянным заданное значение давления пара в барабане котла.

Для перевода с дистанционного на автоматическое управление регулятора тепловой нагрузки в базовом режиме необходимо:

- подать напряжение переменного тока 220В на регулятор тепловой нагрузки;
- задатчик базового режима установлен на деление 50%;
- задатчиком регулятора тепловой нагрузки погасить лампы (зеленую и красную) на регуляторе равновесия согласовав с режимом котла;
- переключатель топлива установить в положение «пыль» или «газ».

8.4 Автоматическое регулирование уровня воды в барабане котла

Автоматика питания предназначенного для поддержания постоянного уровня воды в барабане котла и включает в себя следующее [38] :

а) датчик-уровнемер воды в барабане - дифманометр типа ДМ-3583 максимальный перепад 6,3 кПа ;

б) датчик-расходомер питательной воды - дифманометр типа ДМ-3583;

в) датчик-расходомер пара - дифманометр типа ДМ-3583;

г) электронный регулирующий прибор типа РПИБ (или РП2-П);

д) задатчик уровня типа ЗРУ;

е) блок управления типа БУ-1 /6;

ж) указатель положения типа ИПУ;

з) тиристорный пускатель;

и) электропривод типа М-50;

к) регулирующий шиберный клапан.

Для автоматического регулирования уровня воды в барабане необходимо:

- включить напряжение питания переменного тока 220В, трехфазное напряжение на основной или резервный питательный клапан, (стрелка указателя положения этого клапана устанавливается на I соответствующей отметке);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 81 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- включить напряжение переменного тока 220В на электронный регулятор питания (загорится или начнет мигать красная или зеленая лампа на электронном регуляторе);

- включить в работу датчики дифманометра измеряющие уровень воды в барабане, расход пара и расход питательной воды.

Перед включением на автоматическое управление необходимо синхронизировать электронный регулятор с режимом работы котла.

Синхронизацию производить в следующем порядке:

а) дистанционно отрегулировать среднее значение уровня воды в барабане;

б) выровнять расход пара и расход питательной воды;

в) задатчиком регулятора погасить сигнальные лампы на электронном регуляторе.

После синхронизации перевести переключатель «автоматика - дистанционное» в положение «автоматика» основного или резервного клапана.

Электрическая схема регулятора питания выполнена так, что один электронный регулятор питания может управлять как основным, так и резервными клапанами.

Оба клапана одновременно включать на автоматическое управление запрещается.

Если в момент синхронизации погасить лампы на регуляторе не удастся, или горят обе лампы, то это указывает на неисправность регулятора питания и переводить его на автоматическое управление запрещается.

При автоматическом управлении импульсы по уровню в барабане и по разности расходов воды и пара суммируются в измерительной части регулятора, затем преобразуются в управляющий сигнал, изменяющийся во времени по пропорционально - интегральному закону.

Управляющий сигнал с выхода регулятора поступает на управление тиристорным пускателем. Пускатель включает электродвигатель привода регулирующего шиберов в нужную сторону.

При этом расход питательной воды меняется так, чтобы восстановить заданное значение уровня воды в барабане, а расход воды соответствовал расходу пара.

8.5 Регулирование разряжения в топке [38]

Регулирование разряжения в топке котла предназначено для поддержания постоянного заданного значения разряжения в топке изменением положения шиберов на всасе дымососов.

При автоматическом регулировании импульс по разрежению в топке котла воспринимается датчиком - дифтягомером. От датчика электрический сигнал поступает к электронному прибору-регулятору разряжения, в котором усиливается и изменяется во времени. С выхода регулятора разряжения, электрический сигнал поступает на переключатель команд типа ПЛК-П. К переключателю ПЛК-П поступают так же электрические сигналы по положению колонок КДУ обоих дымососов. Эти сигналы используются для переключения

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 82 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

переключателя ПЛК-П. Переключатель ПЛК-П предназначен для синхронизации перемещения КДУ обоих дымососов при автоматическом регулировании.

Если на автоматическое регулирование включен только один дымосос, то выходные сигналы «больше и меньше» от регулятора разрежения проходят через переключатель на КДУ этого дымососа.

Если на автоматическое регулирование включены КДУ обоих дымососов, а шибер, например дымососа «А» будет открыт больше, чем шибер дымососа «Б», то переключатель займет такое положение, при котором выходной сигнал «меньше» от регулятора разрежения будет поступать на КДУ дымососа «А», а сигнал «больше» - на КДУ дымососа Б.

Переключатель ПЛК-П будет находиться в таком положении до тех пор, пока КДУ обоих дымососов установятся в одинаковые (синхронные) положения. При дальнейшем рассогласовании положений шиберов дымососов, например, шибер дымососа «Б» откроется больше, чем шибер дымососа «А», переключатель

ПЛК-П переключится в другое положение, при котором выходной сигнал-команда «меньше» от регулятора разрежения будет поступать на КДУ дымососа «Б», а команда «больше» на дымосос «А».

Таким образом КДУ обоих дымососов будут перемещаться навстречу друг другу, занимая почти одинаковое положение (с небольшим разногласием обусловленной нечувствительностью переключателя к рассогласованности обоих датчиков перемещения), т.е. в этом случае применяется так называемая шагающая схема синхронизации.

Для перевода регулирования разрежения в топке на автоматическое управление необходимо:

- подать напряжение переменного тока 220В на регулятор разрежения;
- подать напряжение 220 В переключатель ПЛК-П;
- дистанционно отрегулировать нужную величину разрежения в топке так, чтобы КДУ обоих дымососов находилось в одинаковых положениях;
- поворотом задатчика регулятора разрежения добиться погасания зеленой и красной лампы;
- переключатель КДУ дымососа (одного или обоих) установить в положение «автоматика».

8.6 Автоматическое регулирование температуры [38]

Автоматическое регулирование температуры пара предназначено для поддержания постоянной температуры перегретого пара.

Регулирование температуры пара на котлах №№ 8-11 производится двумя пароохладителями - поверхностным пароохладителем (п. п/о) и впрыскивающим пароохладителем (в. п/о)

Поверхностный пароохладитель состоит из парового коллектора внутри которого находятся змеевики трубок. Пар проходит через коллектор, а по трубкам циркулирует питательная вода. Степень охлаждения пара зависит от количества питательной воды, проходящей через пароохладитель.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 83 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Поверхностный пароохладитель осуществляется основной съём тепла, но имеет большую тепловую инерцию, а следовательно, и большое запаздывание регулирования.

Впрыскивающий пароохладитель представляет собой устройство, позволяющее впрыскивать конденсат непосредственно в пар. Степень охлаждения пара в пароохладителе зависит от количества впрыскиваемого конденсата.

Впрыскивающий пароохладитель имеет небольшое запаздывание регулирования, но ограниченный съём тепла. Последнее объясняется вероятностью загрязнения пара солями конденсата и тепловым перенапряжением последней ступени пароперегревателя при большом расходе впрыскивающего конденсата.

Система автоматического регулирования температуры пара котлов №№ 8-11 состоит из двух самостоятельных регуляторов:

- а) регулятора температуры пара поверхностного пароохладителя;
- б) регулятора температуры пара впрыскивающего пароохладителя.

Регулятор температуры пара поверхностного пароохладителя (РПП) охватывает участок пароохладителя от барабана котла до узла впрыска конденсата. Регулятор РПП получает импульсы:

- по температуре пара перед узлом впрыска по скорости изменения температуры пара после 1-го пакета змеевиков пароперегревателя, от термопары перед впрыском - через дифференциатор;
- по превышению допустимой нормы расхода впрыскиваемого в пар конденсата - от люфтового датчика перемещения КДУ клапана впрыска, этот импульс появляется после того, когда КДУ впрыска откроется на 70% и более.

Регулятор РПП воздействует одновременно на два исполнительных механизма - на клапан расхода воды на поверхностный пароохладитель и на подпорный клапан, причем это воздействие происходит в противоположных направлениях, а именно если клапан расхода откроется, то клапан подпора закроется. Такая взаимосвязь осуществляется с помощью реле РПМ и РПБ подключенных на выход регулятора РПП.

Если температура пара перед узлом впрыска соответствует заданию, температура пара за первым пакетом пароперегревателя не изменяется и КДУ впрыска открыто менее 70%, то регулятор РПП будет находиться в равновесии и оба клапана не будут перемещаться. Если температура пара перед узлом впрыска, например: повысилась, то регулятор РПП выйдет из равновесия и начнет подавать импульсы «прибавить», т.е. замигает красная лампа и будет включаться реле РПБ. При этом клапан расхода воды на поверхностный пароохладитель начнет открываться. Это приводит к увеличению расхода воды через поверхностный пароохладитель и к снижению температуры пара перед узлом впрыска,

Такое действие регулятора РПП будет продолжаться до тех пор, пока температура пара перед узлом впрыска не вернется к заданному значению. Если температура пара перед узлом впрыска, например: понизится, то регулятор РПП начнет подавать импульсы «убавить», т.е. замигает зеленая лампа и будет включаться реле РПМ. При этом клапан расхода воды начнет прикрываться, а

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 84 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

клапан подпора начнет открываться, Это приведет к уменьшению расхода воды через поверхностный пароохладитель.

Регулятор впрыскивающего пароохладителя (РВП) поддерживает постоянно заданную температуру пара в паропроводе за котлом. Регулятор РВП получает импульсы:

- по температуре пара в паропроводе за котлом - от датчика встроенного в узкопределный потенциометр;

- по скорости изменения температуры пара за узлом впрыска - от терморпары через дифференцирующий прибор.

Регулятор РВП воздействует на клапан подачи конденсата к узлу впрыска.

При отклонении от задания, например; при повышении пара в паропроводе за котлом, регулятор РВП начнет открывать клапан на подаче конденсата к узлу впрыска до тех пор, пока температура пара не вернется к заданному значению.

Если клапан впрыска конденсата откроется больше чем на 70%, то после этого в колонке КДУ клапана впрыска начнет перемещаться лифтовый датчик, который начнет посылать импульсы на регулятор поверхностного пароохладителя направленные на снижение температуры пара перед узлом впрыска. Этим ограничивается максимальный расход конденсата на впрыск.

8.7 Сигнализация

На котлах №№ 8-11 смонтированы по три схемы сигнализации [39]:

а) технологическая сигнализация, предназначена для сигнализации отключения параметров от нормальных значений, обслуживается персоналом ЦТАИ,

б) аварийная сигнализация ЦТАИ, предназначенная для сигнализации достижения аварийного значения параметров при которых срабатывают тепловые защиты, сигнальные табло этих защит окрашены в красный цвет, обслуживаются персоналом ЦТАИ,

в) аварийная сигнализация электроцеха, предназначена для сигнализации аварийной остановки электродвигателей механизмов котла (дымососов, вентиляторов, мельниц и т.п.), обслуживаются персоналом электроцеха.

Все схемы сигнализации имеют напряжение питания постоянного тока 220В и собраны на реле импульсной сигнализации типа РИС-Э2. Реле РИС-Э2 представляет собой реле, реагирующее на импульсы постоянного тока, возникающие в электрических цепях в результате изменения величины протекающего по ним тока.

Схема сигнализации включает в себя следующие элементы:

а) сигнальные контакты приборов или промежуточных реле (например: сигнальные контакты в уровнемере регистраторе, в приборе температуры пара, в манометре типа ЭКМ). В схеме сигнализации используются замыкающиеся контакты, т.е. сигнал образуется в момент замыкания сигнального контакта.

б) реле импульсной сигнализации типа РИС-Э2 на котле №8 и РИС-Э2М на котлах №№ 9-11. Порог срабатывания реле сраб.=0,2А. Максимальный ток реле - макс.=0,5А для РИС-31 ток сраб. = 0,1А, Макс=2А - для РИС-Э2М.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 85 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

в) табло сигнальное двухламповое типа ТСБ-2, для соответствующего типа реле устанавливаются только соответствующие лампы: для схемы сигнализации с импульсным реле типа РИС-Э2 в табло устанавливаются пальцеобразные электролампы 220В 25Вт с цоколем Р-27; для схемы сигнализации с импульсным реле типа РИС-Э2М в табло устанавливаются пальцеобразные лампы типа РИЦ 220В 10Вт с цоколем 2Ш15.

г) переключатель на три положения - «работа», «опробование ламп», «опробование звука»;

д) кнопка съёма звукового сигнала;

е) звонок или сирена, соединительного провода и кабеля.

При срабатывании какого-либо сигнала, т.е. при замыкании сигнального контакта загорается соответствующее световое табло и включается звуковой сигнал (звонок или сирена). Для прекращения звукового сигнала нужно нажать кнопку «съём звукового сигнала».

Для опробования исправности ламп нужно переключатель сигнализации установить в положение «опробование», при этом все табло этой сигнализации должны гореть. Если табло не горит, то это указывает на неисправность лампы и данный сигнал работать не будет. В этом случае необходимо заменить лампу.

Для опробования исправности звукового сигнала переключатель надо перевести в положение «опробование звука». При этом должен быть звуковой сигнал. Машинист котла обязан не менее одного раза в смену опробовать работоспособность сигнализации.

8.8 Общие цепи электрических блокировок вспомогательных механизмов котлов №№ 8-11

Электрическая блокировка предназначена для предотвращения развития аварий при внезапной остановке вспомогательных механизмов котла.

Для работы электрических блокировок вспомогательных механизмов котла необходимо [39]:

а) подать напряжение = 220В на общие цепи блокировки (цепи электроцеха и ЦТАИ);

б) подать напряжение = 220В на схему тепловой защиты;

в) подать напряжение на управление электродвигателей приводов соответствующих механизмов (задвижек, дымососов, вентиляторов, мельниц, питателей мельниц, исполнительных механизмов);

г) переключатель тепловой защиты установить в положение «сигнал» или в положение «включено».

Электрическая блокировка шиберов дымососов работает следующим образом:

а) при остановке одного из работающих дымососов автоматически закрывается исполнительный механизм шибера этого дымососа, независимо от положения переключателя управления «автоматики - дистанционное» этого шибера;

б) при остановке обоих дымососов автоматически открываются шибера обоих дымососов от положения переключателя «автоматика - дистанционное».

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 86 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Электрическая блокировка шиберов вентиляторов работает следующим образом:

а) при остановке одного из работающих вентиляторов автоматически закрывается шибер этого вентилятора;

б) при остановке обоих вентиляторов автоматически откроются шибера обоих вентиляторов, блокировка работает независимо от положения переключателя управления «автоматика - дистанционное» исполнительных механизмов шиберов.

Переключатели блокировок (ПБ) дымососов и вентиляторов должны быть установлены в положение «сблокировано».

Электрическая блокировка механизмов котла при остановке обоих электродвигателей дымососов работает на останов котла, при этом выполняются следующие операции:

а) останавливаются электродвигатели обоих вентиляторов;

б) останавливаются электродвигатели обоих вентиляторов мельниц и питателей мельниц;

в) закрываются отсечные клапана на природном, доменном и коксовом газах,

г) закрывается главная паровая задвижка и открывается вентиль на продувке пароперегревателя.

При срабатывании этой блокировки гудит сирена аварийной сигнализации и выпадает блинкер «отключение котла от электрической блокировки». Электрические блокировки должны включаться в работу по пуску котла и отключаться перед остановкой котла.

8.9 Тепловые защиты [40]

Тепловые защиты включают:

а) защиты действующие на отключение котла;

б) защиты действующие на снижение нагрузки котла;

в) защиты выполняющие локальные операции.

Для включения в работу схемы тепловой защиты должны быть выполнены следующие операции:

а) переключатель тепловой защиты установить в положение «отключено»;

б) подать напряжение = 220В на схемы технологической и аварийной сигнализации, проверить исправность работы табло ключом опробования ламп;

в) установить накладки защит «аварийного слива» и «сброса нагрузки» в положение «сигнал», накладки всех остальных защит установить в положение «работа».

г) проверить, чтобы все блинкера были подняты

д) подать напряжение = 220В на схему тепловой защиты, при этом погаснет табло технологической сигнализации «Нет = 220 вольт на схему тепловой защиты» и загорается табло «Защита отключена».

ж) убедиться, что ни одно красное табло аварийной сигнализации не горит, т.е. что ни одного импульса на срабатывание тепловой защиты не поступает, если горит какое-либо красное табло, то необходимо выяснить причину и устранить её;

з) установить накладки «аварийный слив» и «сброс нагрузки» в положение «работа»;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 87 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

и) убедившись в том, что ни одно красное табло аварийной сигнализации не горит, переключатель тепловой защиты установить в положение «работа»;

к) переключатели управления отсечных клапанов природного, доменного и коксового газов установить в положение «автоматика»;

л) опломбировать переключатель защиты и сделать запись в оперативном журнале о включении в работу схемы тепловой защиты.

Если на работающем котле по какой-либо причине будет отключена схема тепловой защиты, т.е. переключатель тепловой защиты будет находиться в положении «отключено» и напряжение питания =220В со схемы защиты будет отключено, то электрическая блокировка механизмов при остановке обоих вентиляторов не будет работать в полном объеме, т.е. не закроются КДУ, отсечные клапана, так как действия электрической блокировки выполняются через схему тепловой защиты.

Автоматическое отключение котла при действии тепловой защиты в случаях аварийного повышения или понижения уровня воды в барабане котла происходит следующим образом: при замыкании последовательно включенных сигнальных контактов в двух приборах - уровнемерах подается импульс на срабатывание схемы защиты; при этом одновременно выполняются следующие операции:

а) закрываются отсечные клапана коксового, доменного и природного газов;

б) закрываются запорные задвижки коксового, доменного и природного газов;

в) останавливаются электродвигатели питателей мельниц;

г) закрываются КДУ регулирующих дросселей коксового, доменного и природного газов;

д) закрывается основная питательная задвижка;

е) после того, как закрылись все клапана - отсекатели и конечники их сработали, т.е. после подтверждения закрытия всех газов и после остановки всех питателей мельниц, от тепловой защиты подаются команды;

ж) на остановку всех мельниц;

з) на полное открытие КДУ работающих вентиляторов;

и) на закрытие КДУ первичного воздуха к мельницам,

к) на закрытие главной паровой задвижки;

л) на открытие вентиля на продувку пароперегревателя.

В случае срабатывания защит на останов котла по падению давления воздуха за вентиляторами или по снижению температуры пара, или от кнопки дистанционной остановки котла автоматически выполняются те же операции, что и в пунктах 7.3 за исключением пункта «д», т.е. питательная задвижка в этих случаях не закрывается.

При срабатывании защиты на отключение котла загорается соответствующее красно-световое табло причины останова: например «Упуск уровня», звенит звонок аварийной сигнализации.

Действие каждой защиты сопровождается соответствующим световым и звуковым сигналами и выпадением флажка бликера.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 88 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

8.10 Обслуживание схемы тепловой защиты

Один раз в три месяца персонал ЦТАИ обязан произвести очередную проверку срабатывания тепловой защиты на сигнал.

Проверка исправности действий схемы тепловой защиты производится по графику персоналом котельного цеха совместно с персоналом ЦТАИ и электроцеха в следующие сроки [40]:

а) дистанционное закрытие отсечных клапанов доменного, коксового и природного газов - один раз в месяц;

б) срабатывание всех защит на сигнализацию - один раз в три месяца;

в) полная проверка действий всех защит локальных и на останов котла, с выполнением всех полагающихся операций - один раз в шесть месяцев или после капитального, или удлинённого текущего ремонта котла.

Полная проверка действий тепловой защиты выполняется по программе, утвержденной главным инженером станции. Результаты проверки оформляются протоколом установленной формы.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 89 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | | | | | |

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1 Введение

Котельный цех ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» включает в себя 11 паровых котла. Каждый котёл имеет по 2 дутьевых вентилятора, 2 дымососа, 4 молотковых мельницы, дополнительное электрооборудование. Максимально высокая площадка обслуживания котла 32 м[4].

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

Котлы и вспомогательное оборудование оснащены необходимыми средствами защиты, отключающими котел при возникновении аварийных режимов работы и осуществляющими звуковую и световую сигнализацию при отклонении технологических параметров от нормы.

Все технические устройства: технологические установки и оборудование имеют технические паспорта и сертифицированы в соответствии требованиям промышленной безопасности в установленном Законодательством порядке.

Цель проекта:

Перевод котлов ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» на сжигание углей Сарыкольского месторождения, позволяет повысить КПД котлоагрегатов, существенно улучшить экологические показатели по выбросам золы и вредных веществ в атмосферу, увеличить ресурс работы мельниц, повысить надёжность работы теплоэнергетического оборудования, обеспечить потребителей отпускаемого тепла и электроэнергией нормального качества и необходимого количества.

За эксплуатацию, надежную и безаварийную работу существующего и вновь установленного оборудования (котельных агрегатов) отвечает старший машинист котельного цеха.

9.2 Анализ опасных и вредных факторов

При определенном уровне воздействия или продолжительности вредные производственные факторы могут перерасти в опасные производственные факторы.

В соответствии с ГОСТ 12.0.002.-80 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»[53] вредными факторами определяются факторы, воздействие которых на рабочего приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

Если же производственный фактор приводит к травме или к резкому внезапному ухудшению здоровья, то его считают опасным.

В соответствии с ГОСТ 12.0.002-80 ССБТ "Опасные и вредные производственные факторы"[54], на работающий персонал оказывают влияние следующие опасные и вредные факторы.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 90 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1. Физические:

- тепловое излучение от горячих поверхностей паропроводов;
- повышенный уровень постоянного шума (от паропроводов, котла);
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная температура поверхностей паропроводов;
- повышенная температура рабочей зоны;
- повышенная сухость воздуха;
- недостаток естественного освещения.

2. Химические:

- загазованность воздуха рабочей зоны (оксид углерода, оксиды азота, диоксид азота, диоксид серы).

3. Психофизиологические:

Напряженность труда:

- сменность труда;
- монотонность труда;
- эмоциональные нагрузки;

Тяжесть труда:

- физические нагрузки;
- статическая нагрузка;
- динамическая нагрузка;

Травмоопасные:

- возможность поражения теплоносителем с высокой температурой;
- возможность падения с высоты;
- возможность поражения электрическим током.

Объекты, которые могут стать причиной травмирования работника:

- ручная запорная арматура;
- электрифицированные задвижки, электродвигатели;
- горячие трубопроводы, нагретые металлические конструкции, нагретые элементы оборудования, крышка котла, барабаны котла, деаэрактор;
- котел высотой 25 метров; гладкие или скользкие лестницы, низкие ограждения, различные предметы.

Возможные аварийные ситуации:

- разрыв трубопровода вследствие повышения давления, образования свищей или усталости труб;
- взрыв деаэратора вследствие неправильного пуска;
- взрыв котла или образование в нем дыр или трещин;
- разрыв барабана котла.

9.3 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса и организация мероприятий защиты

9.3.1 Воздух рабочей зоны

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»[54] установлены следующие ПДК:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 91 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- оксид углерода (CO₂): класс опасности – 4, ПДК – 20 мг/м³;
- оксиды азота (NO₂): класс опасности – 3, ПДК – 5 мг/м³
- диоксид азота (N₂O): класс опасности – 3, ПДК – 2 мг/м³;
- диоксид серы (SO₂): класс опасности – 3, ПДК – 10 мг/м³.

Фактические значения концентрации окиси углерода и окиси азота в цехе и на шите управления не превышает ПДК при любом расчетном режиме работы котла.

Таблица 9.1 – Состав и свойства доменного, коксового, природного газов[54]

| №№ пп | Наименование составляющих, их свойства и параметры | Обозначение | Единицы измерения | Состав газов | | |
|----------|---|-------------------------------|----------------------|---------------|---------------|----------------|
| | | | | Домен- ный | Коксо- вый | При- родный |
| 1 | Окиси углерода | CO | % | 20-22 | 1-3,5 | - |
| 2 | Углекислого газа | CO ₂ | % | 17-20 | 2,5-3 | 0,1 |
| 3 | Азота | N ₂ | % | 53-54 | 5,5-6 | 0,2 |
| 4 | Метана | CH ₄ | % | 0,4 | 22-28 | 98,2 |
| 5 | Этана | C ₂ H ₆ | % | - | - | 0,4 |
| 6 | Водорода | H ₂ | % | 7-9 | 57-58 | - |
| 7 | Кислорода | O ₂ | % | - | До 1.0 | - |
| 8 | Тяжелые углеводороды | Сппп | % | - | 1,5-2,0 | - |
| 9 | Влаги | H ₂ O | Г/м ³ | 20-25 | - | - |
| 10 | Плотность | | Кг/нм ³ | 1,33 | 0,45- 0,46 | 0,73 |
| 11 | Теплотворная способность | | Ккал/нм ³ | 900 | 3700 | 8050 |

9.3.2 Нормирование параметров микроклимата

Работа машиниста котла в КЦ по энергетическим затратам организма относится к категории 1а и 1б. Работы производятся в производственном помещении с выделением тепла.

При проектировании важно учесть требования по параметрам микроклимата:

СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений[55].

ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны[56].

При проектировании котельных установок, в помещении котельного цеха, должны быть соблюдены оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха.

Согласно СанПин 2.2.4.548-96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»[55]. Работа оператора котельной относится к категории 1а и 1б с интенсивностью энергозатрат 121 - 150 ккал/ч (140 - 174 Вт),

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 92 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

производимые сидя, стоя и связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторыми физическими напряжениями.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 12 - часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Таблица 9.2 – Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений (ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ)[56]

| Период года | Категория работ по уровню энергозатрат, Вт | Температура воздуха, 0С | | Температура поверхностей 0С | Относительная влажность воздуха % | Скорость движения воздуха, м/с | |
|-------------|--|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|----------------------|
| | | Диапазон ниже оптимальных величин | Диапазон выше оптимальных величин | | | оптимальная | допустимая, не более |
| Холодный | 1а (до 139) | 20-21,9 | 24,1-25 | 19-26 | 15-75* | 0,1 | <0,1 |
| | 1б (140-174) | 19-20,9 | 23,1-24 | 18-25 | 15-75 | 0,1 | <0,2 |
| Теплый | 1а (до 139) | 21-22,9 | 25,1-28 | 20-29 | 15-75* | 0,1 | 0,1-0,2 |
| | 1б (140-174) | 20-21,9 | 24,1-28 | 19-29 | 15-75* | 0,2 | 0,1-0,3 |

*При температуре воздуха 25°С и выше максимальные величины относительной влажности воздуха должны приниматься в соответствии с требованиями. При температуре воздуха на рабочих местах 25°С и выше максимально допустимые величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

- 70% - при температуре воздуха 25°С;
- 65% - при температуре воздуха 26°С;
- 60% - при температуре воздуха 27°С;
- 55% - при температуре воздуха 28°С.

Для создания оптимальных условий труда в щитовой установлена система местного кондиционирования воздуха в виде вытяжной вентиляции и электровентиляторов потолочного типа.

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.), не должны превышать 140 Вт/м². При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

При наличии теплового облучения работающих температура воздуха на рабочих местах не должна превышать в зависимости от категории работ следующих величин:

- 25°С - при категории работ 1а;
- 24°С - при категории работ 1б.

9.3.3 Освещение рабочей зоны

Недостаточное освещение вызывает постоянное напряжение зрения. При выполнении любых работ недостаточная естественная и искусственная освещенность приводит к ослаблению, а иногда и потере зрения, повышенной близорукости, возрастанию вероятности травматизма.

Для освещения котельного цеха применяется естественное и искусственное освещение. Места, которые по техническим причинам не обеспечиваются дневным светом, обеспечивают электрическим освещением. Требования к производственному освещению[57]:

1. Обеспечить равномерное освещение в поле зрения;
2. Не иметь в поле зрения прямой и отраженной плоскости;
3. Направление световых потоков должно соответствовать характеру выполняемой работы;
4. Величина освещенности должна быть: непрерывна во времени и равномерно распределена на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства;
5. Отсутствие резких теней на рабочей поверхности;
6. Освещение должно быть безопасным и безвредным.

Освещенность основных рабочих мест:

- измерительные приборы, указатели уровня – 50 лк;
- фронт котлов: вентиляционное, бункерное, дымососное отделение, приборы автоматики, приборы управления, питания котлов, топливоподачи – 20 лк;
- помещения баков, деаэраторов, площадки обслуживания котлов и за котлами – 10 лк;
- коридоры и лестницы – 5 лк;
- щит управления – 200 лк.

Помимо рабочего освещения в котельной предусматривается аварийное освещение от источников питания, не зависящих от общей освещенности котельной.

Подлежат обязательному оборудованию аварийным освещением следующие места:

- 1) фронт котлов, а также проходы между котлами и над котлами;
- 2) тепловые щиты и пульты управления;
- 3) водоуказательные и измерительные приборы;
- 4) вентиляторная площадка;
- 5) помещение для баков и деаэраторов;
- 6) площадки и лестницы котлов;
- 7) насосные помещения.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 94 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Для электрических ламп общего и местного освещения, подвешенных на высоте ниже 2,5 м над полом, предусматривается напряжение не более 36в.

Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое). Естественное и искусственное освещение в данной котельной, отвечает требованиям СНиП 23 – 05 -95*« Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение»[57].

Искусственное освещение подразделяется на рабочее и аварийное. Для искусственного освещения используют светильники.

Совмещенное освещение при боковом освещении $КЕО \geq 0.5\%$;

На остальной территории котельной искусственное освещение должно быть не менее 75 лк.

Таблица 9.3 – Нормы освещения[57]

| Наименование оборудования и помещения | Освещение, Лк |
|---|---------------|
| 1. Измерительные приборы, указатели уровня, тепловые щиты | 50 |
| 2. Фронт котлов; вентиляционное, бункерное и дымососное отделение; приборы автоматики, химводоочистки; приборы управления щитами котлов и топливоподачи | 20 |
| 3. Помещения баков, деаэраторов, площадки обслуживания котлов и за котлами | 10 |
| 4. Коридоры, лестницы | 5 |
| 5. Щит управления | 200 |

9.3.4 Нормирование шума и вибрации

Основным источником шума и вибрации в котельном цехе являются вентиляторы, дымососы и насосы.

Снизить вибрацию можно увеличением массы фундамента рабочей площадки или устранением жестких связей между фундаментом источника вибрации и рабочей площадкой, путем создания воздушной щели шириной 10 – 20 мм.

Производственный шум оказывает вредное воздействие на организм человека: нарушает работу сердечно – сосудистой системы, некоторых внутренних органов, способствует возникновению гипертонических болезней, ослабляет слуховую способность.

Согласно нормативным значениям уровней шумов[58] на щитах дистанционного управления и наблюдения с речевой связью по телефону уровень звука должен составлять не более 65 дБА.

Фактическое значение шума в котельной 82 дБА. На щите дистанционного управления и наблюдения уровень шума не превышает допустимого значения и составляет 65 дБА.

Меры по защите от повышенного шума и вибрации осуществляются согласно нормативного документа ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума[59].

При эксплуатации оборудования применяют метод снижения аэродинамического шума в источнике его образования путем уменьшения скорости течения газа за счет снижения давления (при возможности). Другим методом является снижение шума на пути его распространения, он реализуется применением кожухов, экранов и звукоизолирующих перегородок, которыми закрывают «шумящее» оборудование. В качестве индивидуальных средств защиты используют вкладыши и наушники. Дежурный оператор при посещении котельной использует беруши.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ Вибрационная безопасность[60]. Общие требования. Основным способом обеспечения вибробезопасности должно быть создание и применение вибробезопасных машин.

При проектировании и использовании машин, зданий, объектов должны быть использованы методы, снижающие вибрацию на путях ее распространения от источника возбуждения:

- применение виброизоляции, виброгасящих оснований (пневматические демпферы, пружины);
- применение индивидуальных средств защиты от вибрации (виброгасящие рукавицы).

В помещении котельной на персонал действует общая технологическая вибрация низкочастотного диапазона от 10 до 250 Гц.

Для снижения воздействия общей вибрации при работе технологического оборудования в котельной применяются: гибкие вибровставки в трубопроводы; резиновые прокладки; виброизоляционные основания котлов.

Для снижения вибрационных сил в источнике, применяют балансировку, а также осуществляют контроль виброхарактеристик (виброскорости, виброускорения).

Вентиляторы, дымососы и насосы устанавливаются на виброизолирующем основании. Воздуховоды и вентиляторы отделены друг от друга изолирующими прокладками. Каждый агрегат устанавливается на отдельном фундаменте.

9.3.5 Тяжесть и напряженность трудового процесса

Тяжесть трудового процесса — физическая динамическая нагрузка, статическая нагрузка:

- физическая, динамическая нагрузка (региональная - перемещение до 1 м);
- масса, поднимаемого и перемещаемого груза;
- общее число стереотипных рабочих движений;
- форма рабочей позы (свободная, удобная поза, возможность смены рабочего положения тела (сидя, стоя), нахождение в позе стоя до 40 % времени смены);
- степень наклона корпуса;
- перемещение в пространстве.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 96 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Напряженность труда - характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника.

К факторам напряженности относятся:

- интеллектуальные нагрузки (принятие решений, выполнение задач по инструкции; восприятие сигналов с последующей коррекцией действий и операций);
- сенсорные нагрузки (сосредоточенное наблюдение во время смены за работой оборудования и режимами работы, наблюдение за параметрами на экране монитора и за параметрами на контрольно-измерительных приборах и автоматике);
- эмоциональные нагрузки (степень ответственности за результат собственной деятельности, значимость ошибки, степень риска для собственной жизни, степень ответственности за безопасность других людей);
- степень монотонности нагрузки (наблюдение за техпроцессом);
- режим работы (сменность работы - работа в ночную смену, продолжительность рабочей смены 12 часов).

9.4 Безопасность производственных процессов и оборудования

9.4.1 Требования к персоналу

Лица, принимаемые на работу по обслуживанию тепломеханического оборудования, должны пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные для персонала энергопредприятий [61], от 10.12.96 № 405 «О проведении предварительных и периодических медицинских осмотров работников»)

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

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

9.4.2 Требования к оборудованию

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

Лестницы и площадки должны быть ограждены перилами высотой не менее 1,0 м с бортовым элементом по низу перил высотой не менее 0,14 м в соответствии с требованиями ГОСТ 23120-78."

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 97 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия. "[62] Расстояние от уровня площадки до верхнего перекрытия должно быть не менее 2 м. Движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь механические защитные ограждения, соответствующие требованиям ГОСТ 12.2.062-81 "ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные." [51]

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

9.4.3 Обслуживание оборудования

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

При повышении давления при гидравлическом испытании оборудования до пробного запрещается нахождение на нем людей. Осматривать сварные швы испытываемых трубопроводов и оборудования разрешается только после снижения пробного давления до рабочего.

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

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

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

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

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

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

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

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 98 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

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

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

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

9.4.4 Обслуживание котельных установок[52]

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

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

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

К форсункам котла должен быть обеспечен свободный, удобный доступ для обслуживания и ремонта.

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

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

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

- отключения их от действующего оборудования и трубопроводов пара и воды в соответствии с требованиями Правил, а также от трубопроводов мазута, газа, воздухопроводов;

-установки заглушек на отключающей фланцевой арматуре указанных коммуникаций;

-вентиляции их от вредных газов и проверки воздуха на загазованность;

-снятия с электродвигателей тягодутьевых установок напряжения в соответствии с требованиями Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 99 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

9.4.5 Наряд-допуск

Работы на оборудовании производятся по письменным нарядам - допускам и устным распоряжениям. Наряд-допуск - это письменное распоряжение на безопасное производство работы, определяющее содержание, место, время и условия ее выполнения, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность работы. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

Перечень работ, выполняемых по распоряжению одним человеком, должен быть определен исходя из местных условий и утвержден главным инженером предприятия.

Право выдачи распоряжений предоставляется лицам, имеющим право выдачи нарядов. Учет и регистрация работ по нарядам и распоряжениям производятся в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

9.4.6 Помещение для котлов

Стационарные котлы установлены в здании, отвечающем требованиям СНИП 11-35-76 "Котельные установки"; СНИП 1 1-58-85 "Электростанции тепловые"[53]. Помещений и чердачных перекрытий над котлом нет. Выходные двери из котельного помещения открываются наружу.

Для удобного и безопасного обслуживания котла, пароперегревателя и экономайзера установлены постоянные переходные площадки и лестницы с перилами высотой 0,9 м со сплошной обшивкой по низу. Расстояние по вертикали от площадки для обслуживания водоуказательных приборов до середины водоуказательного стекла составляет 1 м.

Так как котёл работает на твёрдом топливе, то предусмотрена подача топлива в топку котла и механизировано удаление золы и шлака.

9.5 Электробезопасность

Конструкция производственного оборудования, приводимого в действие электрической энергией, должна включать устройства (средства) для обеспечения электробезопасности.

Производственное оборудование должно быть выполнено так, чтобы исключить накопление зарядов статического электричества в количестве, представляющем опасность для работающего, и исключить возможность пожара и взрыва.

Источниками электрической опасности являются электрооборудование и инструмент. При наладочных работах при пуске котельной требуется подводка питания к электроинструментам и электрооборудованию: электродрели, перфоратору, сварочному аппарату. Поэтому необходимо учитывать все требования по электробезопасности, для чего существуют различные нормативные документы[54][55][56]

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 100 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Причинами поражения электрическим током монтажника могут быть: случайные прикосновения к токоведущим частям, поражения при поврежденной изоляции и т. п., вследствие ошибочного включения установки, находящейся под напряжением, а также при возникновении шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода на землю.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрическим током зависит от:

- рода и величины напряжения и силы электрического тока;
- частоты электрического тока;
- пути прохождения электрического тока через тело человека;

Взаимодействие с электрическим током может привести к:

- электротравмам (ожоги, механические повреждения, электроофтальмия);
- электрическим ударам (возможно со смертельным исходом).

Существует стандарт, который устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека, предназначенные для проектирования способов и средств защиты людей, при взаимодействии их с электроустановками производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц (ГОСТ 12.1.038-82)[56]. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов установлены для путей тока от одной руки к другой и от руки к ногам.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок не должны превышать значений, указанных в таблице.

Таблица 9.4 – Напряжение прикосновения и токи при нормальном режиме работы электроустановки[56]

| Род тока | U, В | I, мА |
|--------------------|----------|-------|
| | Не более | |
| Переменный, 50 Гц | 2,0 | 0,3 |
| Переменный, 400 Гц | 3,0 | 0,4 |
| Постоянный | 8,0 | 1,0 |

Примечания:

1. Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействий не более 10 мин в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения.

2. Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 250С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Таблица 9.5 – Продолжительность воздействия допустимых значений напряжений и токов прикосновения[56]

| Продолжительность воздействия, с | Нормируемая величина | |
|----------------------------------|----------------------|---------------------------|
| | напряжения, U, В | тока прикосновения, I, mA |
| 0,01÷0,08 | 220 | 220 |
| 0,1 | 200 | 200 |
| 0,3 | 70 | 70 |
| 0,6 | 40 | 40 |
| Свыше 1,0 | 12 | 2 |

Помещение котельной по поражению электрическим током относится к помещениям с повышенной опасностью.

Основными мероприятиями по защите рабочих от поражения электрическим током в соответствии с ГОСТ 12.4.011-96 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»[57] являются:

1)Обеспечение недоступности токоведущих частей для случайного прикосновения (ограждение или расположение на высоте не менее 6 м);

2)Организационные меры защиты:

- инструктаж по технике безопасности;
- проведение допуска к работе;
- усиленный надзор за контролем электрической изоляции.

Мероприятиями по устранению опасности поражения электрическим током являются:

-защитное заземление, т.е. преднамеренное электрическое соединение электрических частей электроустановок с “землей” или ее эквивалентом;

-электрическая блокировка (при отключении котельных агрегатов предусматривают блокировку электродвигателей дымососов, дутьевых вентиляторов, механизмов подачи топлива);

- двойная изоляция;
- малые напряжения;

9.6 Пожарная безопасность

Производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным в предусмотренных условиях эксплуатации.

Проектирование котельных установок следует выполнять, соблюдая положения нормативных документов[52][58][59]:

Согласно СНиП II-35-76. «Котельные установки»[52], помещение котельной относится к категории «Г». Степень огнестойкости здания II.

Крыша котельного цеха несгораемая 3-го типа. Стены противопожарные 2-го типа. Внутренние поверхности стен котельной окрашены влагостойкими красками. Полы котельного помещения необходимо выполнять из несгораемых материалов с негладкой и нескользящей поверхностью, они должны быть ровными и иметь устройства для отвода воды в канализацию. Также в крышных котельных пол должен иметь гидроизоляцию, рассчитанную на высоту залива водой до 10 см. Входные двери должны иметь пороги для предотвращения попадания воды за пределы котельной при аварии трубопроводов и устройства для удаления ее в канализацию.

Выход из котельной предусмотрен непосредственно на улицу.

Горячие поверхности котельного оборудования, трубопроводов, размещенных в помещениях, в которых они создают опасность воспламенения, следует изолировать, чтобы температура на поверхности теплоизоляционной конструкции была не менее чем на 20% ниже температуры самовоспламенения.

Помещение котельной необходимо содержать в чистоте, не допускать захламления проходов и рабочих мест.

Котельная должна быть оборудована пожарными кранами с рукавами и шлангами.

В помещении котельных, а в необходимых случаях и у входа установлены пожарные щиты с набором пенных и углекислотных огнетушителей, плотного полотна, ломов, багров, топоров. Рядом с пожарным щитом располагают ящик с песком. Пожарные щиты устанавливаются в легко доступных местах, по возможности ближе к выходам из помещений. Все средства пожаротушения, пожарное оборудование и инвентарь следует содержать в исправном состоянии.

При работе котельной на газообразном топливе в случае воспламенения газа или возникновении пожара необходимо быстро прекратить работу газового оборудования и перекрыть доступ газа к котельной.

Для здания и помещения котельной необходимо предусмотреть технические средства (лестничные клетки, противопожарные стены, наружные пожарные лестницы, аварийные люки и т.п.), имеющие устойчивость при пожаре и огнестойкость конструкций (II) не менее времени, необходимого для спасения людей при пожаре и расчетного времени тушения пожара.

Для успешного тушения пожара согласно ГОСТ 12.4.009-92 ССБТ «Пожарная техника для защиты объектов» [60] на объекте применяется специальное оборудование.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов. Ручные огнетушители должны размещаться путем навески на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 103 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 9.6 – Нормы оснащения помещений ручными огнетушителями[60]

| Категория помещения | Предельная защищаемая площадь, м ² | Класс пожара | Пенные и водные огнетушители вместимостью 10 л | Порошковые огнетушители вместимостью, л/массой огнетушащего вещества, кг | | | Хладоновые огнетушители вместимостью 2 (3) л | Углекислотные огнетушители вместимостью л/массой огнетушащего вещества, кг | |
|-----------------------------------|---|-------------------------|--|--|----------------------------|---------------------------------|--|--|-------------------------|
| | | | | 2/2 | 5/4 | 10/9 | | | |
| А, Б, В (горючие газы и жидкости) | 200 | А В С Д (Е) | 2++ 4+ - - - | - - - - - | 2+ 2+ 2+ 2+ 2+ | 1++ 1++ 1++ 1++ 1++ | - 4+ 4+ - - | - - - - - | - - - - 2++ |
| В | 400 | А Д (Е) | 2++ - - | 4+ - - | 2+ + 2+ 2+ + | 1+ 1++ 1+ | - - 2+ | - - 4+ | 2+ -2++ |
| Г | 800 | В С | 2+ - | - 4+ | 2+ + 2+ + | 1+ 1+ | - - | - - | - - |
| Г, Д | 1800 | А Д (Е) | 2++ - - | 4+ - 2+ | 2+ + 2+ 2+ + | 1+ 1++ 1+ | - - 2+ | - - 4+ | - - 2++ |
| Общественные здания | 800 | А (Е) | 4++ - | 8+ - | 4+ + 4+ + | 2+ 2+ | - 4+ | - 4+ | 4+ 2++ |

*Примечания: знаком « ++ » обозначены рекомендуемые к оснащению объектов огнетушители, знаком « + » - огнетушители, применение которых допускается при отсутствии рекомендуемых и при соответствующем обосновании, знаком « - » - огнетушители, которые не допускаются для оснащения данных объектов.

9.7 Окраска и надписи на трубопроводах[61]

В зависимости от назначения трубопровода и параметров среды поверхность трубопровода должна быть окрашена в соответствующий цвет и иметь маркировочные надписи.

Опознавательную окраску трубопроводов следует выполнять сплошной по всей поверхности коммуникаций или отдельными участками. При покрытии поверхности изоляции трубопровода металлической обшивкой (листами алюминия, оцинкованного железа и другими коррозионно-стойкими металлами) окраска обшивки по всей длине может не производиться. В этом случае в зависимости от транспортируемой среды должны наноситься соответствующие условные обозначения.

При большом числе параллельно расположенных коммуникаций участки опознавательной окраски на всех трубопроводах обычно выполняются одинаковой ширины и наносятся с одинаковыми интервалами.

Для обозначения наиболее опасных по свойствам транспортируемых веществ на трубопроводы следует наносить предупреждающие цветные кольца.

Надписи на трубопроводах должны быть следующего содержания:

- на магистральных линиях — номер магистрали (римской цифрой) и стрелка, указывающая направление движения, а при возможном движении среды в оба направления — две стрелки, направленные в обе стороны;
- на ответвлениях вблизи магистрали — номер магистрали (римской цифрой), буквенные обозначения агрегата, номер агрегата (арабской цифрой) и стрелка, указывающая направление движения;
- в ответвлениях от магистралей вблизи агрегатов — номер магистрали (римской цифрой) и стрелки, указывающие направление движения;
- номер или условное обозначение запорного или регулирующего органа, соответствующие эксплуатационным схемам и инструкциям;
- на магистральных линиях — номер магистрали (римской цифрой);
- указатель направления вращения в сторону закрытия (З) и сторону открытия (О).

Таблица 9.7 – Цвета окраски трубопроводов[61]

| Наименование теплоносителя | Цвет окраски | |
|--|--------------|-----------|
| | основной | кольца |
| Перегретый пар (свыше 14 МПа) | Красный | Черный |
| Перегретый пар свежий высокого давления (от 3,9 до 14 МПа) | | |
| Перегретый пар среднего давления (до 3,9 МПа) | | Без колец |
| Пар промежуточного перегрева среднего давления | | Голубой |

Окончание таблицы 9.7

| Наименование теплоносителя | Цвет окраски | |
|--------------------------------|--------------|------------|
| | основной | кольца |
| Насыщенный пар свежий | красный | Желтый |
| Отборный пар и противодавление | | Зеленый |
| Вода химочистки | | Белый |
| Конденсат | | Синий |
| Питательная вода | | Без колец |
| Дренаж и продувка | Зеленый | Красный |
| Техническая вода | Черный | Без колец |
| Пожарный водопровод | Оранжевый | |
| Тепловые сети: | Зеленый | |
| 1) прямая | | Желтый |
| 2) обратная | | Коричневый |
| Маслопроводы | Коричневый | Без колец |
| Газопроводы природного газа | Желтый | |
| Ацетилен | Белый | |
| Кислород | Голубой | |
| Сжатый воздух | Синий | |
| Углекислота | Оранжевый | |
| Щелочи | Фиолетовый | |
| Прочие вещества | Серый | |

9.8 Знаки безопасности[61]

Плакаты и знаки безопасности служат для предупреждения об опасности поражения электрическим током, для запрещения контактов с коммутационной аппаратурой, для определения места работы и т. п. Плакаты выполняются переносными и подразделяются на предупреждающие, запрещающие, предписывающие и указательные. Знаки выполняются постоянными. Предупреждающие плакаты служат для предупреждения об опасности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Эти плакаты выполняют размером 280х210 мм.

Таблица 9.8 – Устанавливаются четыре группы знаков безопасности[61]

| Номер группы | Наименование знака | Применение поясняющей надписи |
|--------------|--------------------|---|
| 1 | Запрещающий | «Стой. Напряжение» «Не включать. Работают люди» «Не включать. Работа на линии» «Не открывать. Работают люди» |
| 2 | Предупреждающий | «Не влезай. Убьет!» «Испытание. Опасно для жизни» |
| 3 | Предписывающий | «Работать здесь» «Влезать здесь» |
| 4 | Указательный | «Заземлено» |

9.9 Эргономика производства, эстетика, культура

Наибольшая работоспособность и хорошее самочувствие проявляются у человека в комфортных условиях работы, ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Общие эргономические требования»[62]. Такие условия создаются благоприятным микроклиматом на рабочем месте, оптимальной освещенностью, чистым воздухом, отсутствием шума, вибрации, а также выразительным цветовым и хорошим оформлением рабочего места.

Освещение котельного цеха естественное четырех стороннее. Предусмотрено местное освещение мест контроля технологического процесса. Рабочее место машиниста обходчика котельного оборудования организуется в непосредственной близости оборудования. Монтируется небольшая кабина, стол, стулья, ящиком для хранения технической документации, телефона и инструментов.

Радикальными мерами по созданию гигиенических условий и безопасных условий труда является автоматизация и механизация производственных процессов. Контроль за работой котлоагрегата осуществляется с центрального теплового щита управления, расположенного, в помещении с комфортными условиями. На панели управления выведены показывающие и регистрирующие приборы, позволяющие следить за ходом технологического процесса.

10 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

10.1 Введение

В дипломном проекте рассматривается возможность перевода котла ПК-14-2 ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» на сжигание угля Сарыкольского месторождения.

Основным проектным топливом на ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» является Челябинский бурый уголь. За прошедшие годы работы ТЭЦ на Челябинском буром угле, качество последнего снизилось по отношению к проектному с $Q^p_n = 15491,16$ КДж/кг до $Q^p_n = 13050$ КДж/кг (по данным ПТО). Поэтому большое внимание стоит уделять сжиганию более эффективного угля Сарыкольского месторождения, имеющего более лучшие технические характеристики.

В результате перевода добиваемся уменьшения шлакования поверхностей нагрева, что ведёт к более длительной работе котлов без остановов на расшлаковку, добиваемся снижения затрат на текущий ремонт системы пылеприготовления, увеличения КПД котла, и более надёжной работы котла.

10.2 Условия сопоставимости вариантов

Для расчёта сравнительной эффективности вариантов - работы котла на Челябинском буром угле и работы котла на угле Сарыкольского месторождения, обеспечиваются следующие условия сопоставимости:

- обеспечение одинакового энергетического эффекта, т.е. одинаковая выработка производственного пара;
- для каждого из сравниваемых вариантов принимаем оптимальные решения (для сравниваемых двух вариантов на основе технико-экономического расчёта, выбираем наилучшее решение);
- экономические показатели подсчитываются с учётом фактора времени (рассматриваем общий срок сооружения данного объекта, распределение капиталовложений во времени, изменение годовых эксплуатационных расходов в период эксплуатации данного объекта);
- методы подсчёта определённых элементов затрат по сравниваемым вариантам одинаковы.

Расчёт ожидаемой годовой экономии от замещения Челябинского угля углем Сарыкольского месторождения.

Снижение затрат при переводе котла ПК-14-2 на уголь Сарыкольского месторождения достигается за счёт:

- низкой стоимости и высокой калорийности Сарыкольского угля;
- уменьшения количества вредных выбросов в окружающую среду;
- увеличения ресурса работы бил молотковых мельниц.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|-------------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист 108 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

10.3 Анализ необходимости ресурсов разработки проекта системы управления энергохозяйством ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» [63]

STEEP - анализ внешних факторов необходимости разработки проекта системы управления.

STEEP - анализ - это оценка влияния внешних факторов на внутреннюю среду ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго».

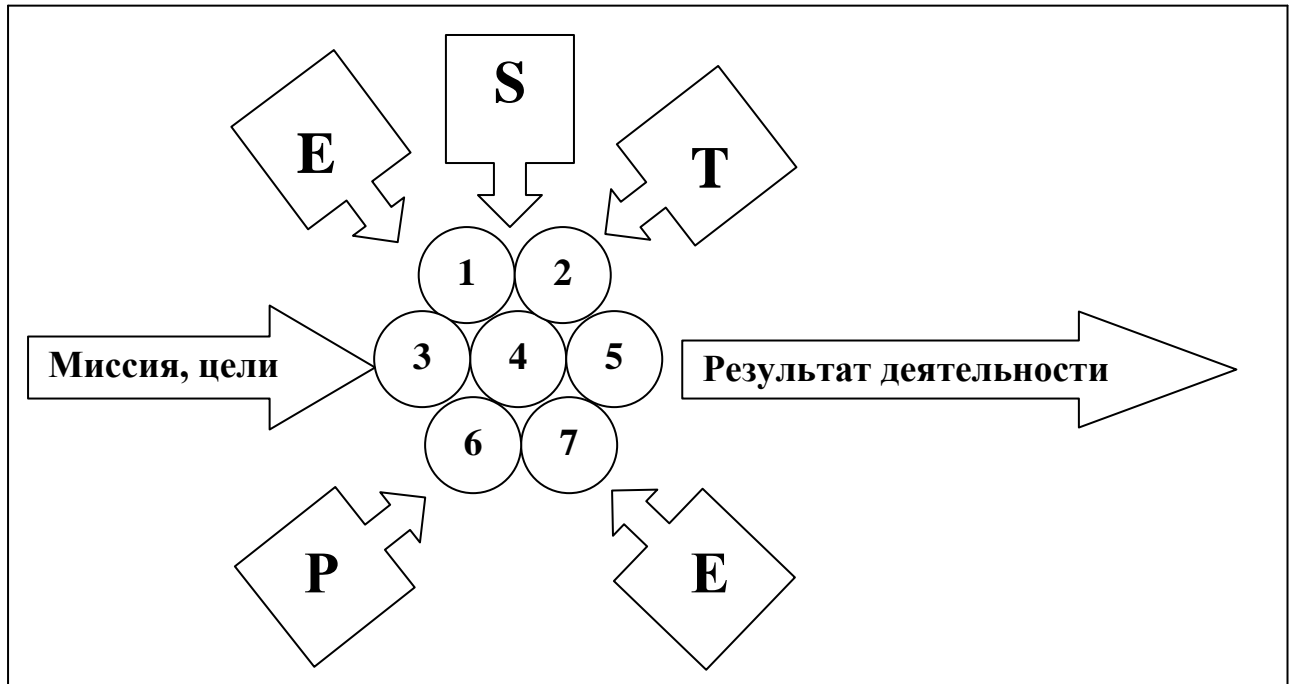


Рисунок 10.1 - STEEP-анализ [63]

Внутренние факторы:

1. принятие управленческих решений
2. стили руководства
3. организационная структура
4. организационная культура
5. управление персоналом
6. подсистема стратегического планирования
7. операционная подсистема

S - социальный фактор:

1. Повышение уровня жизни населения;
2. Наличие квалифицированных кадров по специальности теплоэнергетика.

T - технологический фактор:

1. НТП обуславливает появление нового энергосберегающего оборудования;
2. Появляются новые требования ГОСТ, ТУ.

E - экономический фактор:

1. Платежеспособность населения;
2. Недостаток инвестиций на создание и совершенствование производства;
3. Рост инфляции и налогообложения замедляют процесс развития.

E - экологический фактор:

1. Наличие современных технологий по очистке дымовых газов и примесей;
2. Лицензирование природопользования.

P - политический фактор:

1. Политическая ситуация в стране;
2. Федеральный закон об охране окружающей среде.

10.4 Смета капитальных затрат на модернизацию котла ПК-14-2

Таблица 10.1 - Сводная объектная смета на модернизацию котла ПК-14-2 с установкой электрофильтров для сжигания угля Сарыкольского месторождения.

| № сметы | Наименование работ и затрат | Стоимость, тыс. руб |
|---------|--|---------------------|
| 1 | Проектные работы | 1 500,000 |
| 2 | Устройство фундамента | 295,916 |
| 3 | Изготовление металлоконструкции | 1 044,589 |
| 4 | Подвод водоснабжение | 415,007 |
| 5 | Подвод горячего воздуха к электрофильтрам | 1 802,514 |
| 6 | Изоляционные работы | 1 045,470 |
| 7 | Демонтаж оборудования и изоляции | 653,351 |
| 8 | Поставка электрофильтров (договор) | 8 625,627 |
| 9 | Монтаж оборудования | 745,851 |
| 10 | Футеровочные работы | 4 838,801 |
| 11 | КИПиА | 1 359,483 |
| 12 | Установка газопровода с компенсаторами | 653,818 |
| 13 | Дополнительные работы | 548,335 |
| 14 | Экспертиза | 200,000 |
| 15 | Калькуляции от КСИУ, (зап. части и оборудование) | 11 736,636 |
| 16 | Проведение испытаний | 300,000 |
| 17 | Пусконаладочные работы | 100,000 |
| | ИТОГО: | 35 865,398 |
| | НДС 18% | 6 455,772 |
| | ИТОГО С НДС | 42 321,17 |

10.4.1 Смета текущих затрат при работе котла на Челябинском буром угле

Расход Челябинского угля при паропроизводительности $D_k = 230$ т/ч.

$$V_T^{\text{чел}} = D_k - (i_{\text{п.п.}} - i_{\text{п.в.}}) / Q_H^p \cdot \eta_k = 230 \cdot (3403 - 924) / 13050 \cdot 0,904 = 46 \text{ т/ч} \quad (10.1)$$

$$Z_T^{\text{чел}} = V_T^{\text{чел}} \cdot T_T \cdot C_{\text{топ}}, \text{ руб/год}, \quad (10.2)$$

Где $V_T^{\text{чел}}$ – расход угля, т/ч;

T_T – время работы котла в год, $T_T = 6132$ ч;

$C_{\text{топ}}$ – цена одной тонны угля, $C_{\text{топ}} = 700$ руб/т (по данным ПТО).

Годовые затраты на Челябинский бурый уголь:

$$Z_T^{\text{чел}} = 46 \cdot 6132 \cdot 700 = 197\,450\,400 \text{ руб/год}$$

Затраты на выбросы вредных веществ:

Выбросы золы в атмосферу составляют $M_3 = 525,05$ т/год

Оплата выбросов золы $\mathcal{E}_{\text{вз}}^{\text{чел}} = 0,17 \cdot 5 \cdot 94 \cdot 2 = 159,8$ руб/т

94 - коэффициент индексации;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|-------------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист 111 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

0,17 - норматив выплаты за выбросы 1т отходов в пределах установленных лимитов;

5 - установленный лимит (постановление № 632 РФ от 28.08.93 г.);

2 - коэффициент экологической ситуации Челябинской области.

Годовая оплата $\mathcal{E}_{вз}^r = 525,05 \cdot 159,8 = 83\,903$ руб/год

Количество складированной золы $G_3^{чел} = 97895,15$ т/год

Выплаты за складирование золы $\mathcal{E}_{вып} = 0,12 \cdot 94 \cdot 1,7 = 19,18$ руб/т

0,12 - норматив выплаты за размещение 1т отходов в пределах установленных лимитов руб/т;

1,7 - коэффициент экологической ситуации Челябинской области.

Годовые выплаты $\mathcal{E}_{вып}^r = 97895,12 \cdot 19,18 = 1\,877\,628$ руб/год

Затраты на ремонт бил молотковых мельниц:

Число часов работы мельниц до замены бил $T_{бил} = 300$ ч

Число ремонтных компаний по замене бил за год $n = 20$

Стоимость комплекта бил на три мельницы котла $C_{бил} = 10836$ руб.

Затраты на замену бил на всех мельницах за год:

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{бил} &= C_{бил} \cdot n \text{ руб/год} \\ \mathcal{E}_{бил} &= 10836 \cdot 20 = 216\,720 \text{ руб/год}\end{aligned}\quad (10.3)$$

Годовые текущие затраты: $\mathcal{E}_{год} = \mathcal{E}_{топ} + \mathcal{E}_{выбр} + \mathcal{E}_{бил}$ (10.4)

$$\mathcal{E}_{год} = 197\,450\,400 + 1\,877\,628 + 216\,720 = 199\,544\,748 \text{ руб/год.}$$

10.4.2 Смета текущих затрат при работе котла на угле Сарыкольского месторождения

Расход угля Сарыкольского месторождения при паропроизводительности $D_k = 230$ т/ч.

$$V_T^{cap} = D_k \cdot (i_{п.п.} - i_{п.в.}) / Q_n^p \cdot \eta_k = 230 \cdot (3403 - 924) / 16634 \cdot 0,928 = 31,81 \text{ т/ч,} \quad (10.5)$$

$$Z_T^{cap} = V \cdot T_T \cdot C_{топ}, \text{ руб/год,} \quad (10.6)$$

Где T_T , - время работы котла в год, $T_T = 6132$ ч; $C_{топ}$ - цена одной тонны угля, $C_{топ} = 750$ руб/т (по данным ПТО).

$$Z_T^{cap} = 31,81 \cdot 6132 \cdot 750 = 146\,294\,190 \text{ руб/год}$$

Затраты на выбросы вредных веществ:

Выбросы золы в атмосферу составляют $M_3 = 215,23$ т/год

Годовая оплата $215,23 \cdot 159,8 = 34393,75$ руб/год

Количество складированной золы $G_3^{cap} = 44637,13$ т/год

Годовые выплаты $44637,13 \cdot 19,18 = 856140,15$ руб/год

Затраты на ремонт бил молотковых мельниц:

Число часов работы мельниц до замены бил $T_{бил} = 350$ ч

Число ремонтных компаний по замене бил за год $n = 18$

Стоимость комплекта бил на три мельницы котла $C_{бил} = 18461$ руб

Затраты на замену бил на всех мельницах за год:

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{бил} &= C_{бил} \cdot n, \text{ руб/год} \\ \mathcal{E}_{бил} &= 18461 \cdot 18 = 332\,298 \text{ руб/год}\end{aligned}\quad (10.7)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|-------------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист 112 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Дополнительные годовые затраты на амортизационные отчисления составят:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{ам}} &= 0,075 \cdot 0,98 \cdot K, \text{ руб/год} & (10.8) \\ \mathcal{E}_{\text{ам}} &= 0,075 \cdot 0,98 \cdot 386765 = 28\,427 \text{ руб/год} \end{aligned}$$

Дополнительные затраты на текущий ремонт:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{т.р.}} &= 0,15 \cdot \mathcal{E}_{\text{ам}} \text{ руб/год} & (10.9) \\ \mathcal{E}_{\text{т.р.}} &= 0,15 \cdot 28427 = 4\,264 \text{ руб/год} \end{aligned}$$

Годовые текущие затраты:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{год}} &= \mathcal{E}_{\text{топ}} + \mathcal{E}_{\text{выбр}} + \mathcal{E}_{\text{бил}} + \mathcal{E}_{\text{ам}} + \mathcal{E}_{\text{т.р.}} & (10.10) \\ \mathcal{E}_{\text{год}} &= 146\,294\,190 + 856\,140 + 332\,298 + 28\,427 + 4\,264 = 147\,515\,319 \text{ руб/год} \end{aligned}$$

10.4.3 Срок окупаемости капитальных затрат

Срок окупаемости капитальных вложений при модернизации котла

$$\begin{aligned} T_{\text{ок}} &= K / \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{чел}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{сар}} & (10.11) \\ T_{\text{ок}} &= 42\,321,17 / 199\,544,748 - 147\,515,319 = 0,81 = 10 \text{ месяцев} \end{aligned}$$

Расчетный срок окупаемости проекта составил 10 месяцев, что меньше 5 лет, следовательно, проект экономически целесообразен.

10.5 SWOT-анализ вариантов технических решений

Анализ технического решения осуществляется методом SWOT анализа. Для этого составляются две матрицы, в каждой из которых приводятся сильные (S), слабые стороны технического решения (W), его возможности (O) и угрозы (T) Осуществления[63].

В первом случае рассматривается без диверсификации угля, а во втором случае с переводом на сжигание угля Сарыкольского месторождения.

Таблица 10.2 - SWOT анализ без диверсификации угля [63]

| | |
|---|---|
| S(сильные стороны) - хорошее смесеобразование и подсос горячих топочных газов, - обеспечивающее прогрев и воспламенение пылевоздушной смеси. | W (слабые стороны) - Повышенное шлакование экранных труб, следствие ухудшается теплообмен в топке, увеличивается температура продуктов сгорания на выходе из нее. |
| O (возможности) - возможность перехода на более качественное топливо. | T (угрозы) - экологически грязное топливо; - не качественное топливо приведет к снижению нагрузки котлов. |

Таблица 10.3 - SWOT анализ с переводом на сжигание углей Сарыкольского месторождения

| | |
|---|--|
| <p style="text-align: center;">S (сильные стороны)</p> <ul style="list-style-type: none"> - несение номинальной нагрузки котлом на основном топливе; - снижение текущих затрат на ремонт системы пылеприготовления; - снижение себестоимости 1Гкал тепла; - конкурентоспособность на внешнем рынке электроэнергии. | <p style="text-align: center;">W (слабые стороны)</p> <ul style="list-style-type: none"> - дополнительные затраты на топливо; - затраты на реконструкцию оборудования; |
| <p style="text-align: center;">О (возможности)</p> <ul style="list-style-type: none"> - широкие возможности в освоении новых принципов работы, новых областях в силу высокой мобильности коллектива. | <p style="text-align: center;">T (угрозы)</p> <ul style="list-style-type: none"> - состав, конструкция и особенности существующего оборудования ТЭЦ накладывают ряд ограничений на выбор непроектного топлива. |

Вывод: Новая система сжигания предпочтительна, поскольку она решит более эффективно вопрос снижения выбросов NO_x и улучшит технические характеристики котла.

10.6 Поле сил изменений

Соотношение влияния движущих сил реализации целей и сдерживающих сил, этому препятствующих называется полем сил изменений.

Для выявления движущих и сдерживающих сил реализации проекта используем инструментарий - график поля сил К. Левина. Приведенное поле сил характеризует направленность развития энергохозяйства предприятия.

10.6.1 Поле сил изменений системы

(Толщиной стрелок указаны относительные мощности сил при реализации проекта)

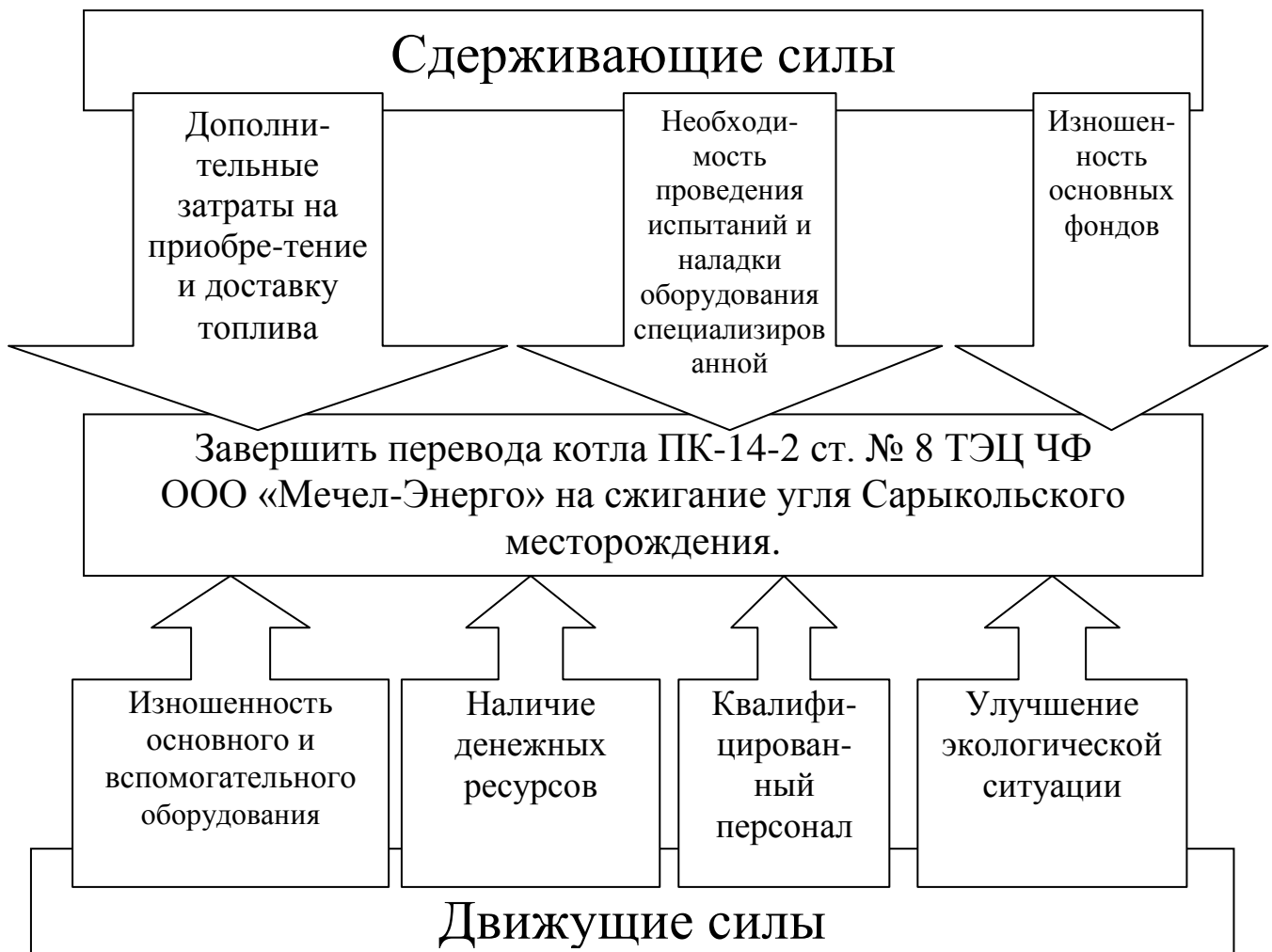


Рисунок 10.2 - Поле сил изменений системы [64]

Вывод: поле сил изменений системы показывает, что на данном предприятии преобладают движущие силы, а это означает, что поставленная цель выполнима.

10.7 Планирование целей предприятия и проекта

10.7.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целепологания

| | |
|---|---|
| <p>Видение - Обеспечение теплом и электроэнергией потребителей по низким ценам.</p> <p>Миссия - наша энергия улучшает жизнь нынешним и будущим поколениям.</p> |  <p>The diagram is a pyramid divided into four horizontal sections. From top to bottom, the sections are labeled: МИССИЯ (Mission), ЦЕЛИ (Goals), СТРАТЕГИЯ (Strategy), and ФУНКЦИИ УПРАВЛЕНИЯ (Management Functions). Each label is enclosed in a rectangular box within its respective section of the pyramid.</p> |
| <p>Цели:</p> <p>Завершить реконструкцию системы сжигания топлива котла №8 ТЭЦ ЧФ «Мечел-Энерго» к 20 августа 2018 года.</p> <p>Провести пробное сжигание и испытание котла на Сарыкольском угле с выдачей рекомендаций и режимных карт к 10 сентября 2018 года.</p> | |
| <p>Стратегия - это долговременные наиболее принципиальные важные установки, планы, намерения руководства предприятия в отношении производства, доходов, расходов и капиталовложений.</p> | |
| <p>Функции управления (по А. Файолю):</p> <ol style="list-style-type: none">1. Прогнозировать, планировать2. Организовывать3. Координировать4. Руководить5. Контролировать6. Мотивировать | |

Рисунок 10.3 - Пирамида целепологания ТЭЦ ЧФ «Мечел-Энерго»

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

10.7.2 Организационная структура ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго»

Организационная структура аппарата управления ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» - это форма разделения труда по управлению производством. Каждое подразделение и должность создаются для выполнения определенного набора функций управления или работ. Для выполнения функций подразделения, должностные лица наделяются определенными правами на распоряжение ресурсами и несут ответственность за выполнение закрепленных за ним функций. Схема организационной структуры управления отражает статическое положение подразделений и должностей и характер связи между ними.

Организационная структура ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго» представлена на рисунке.

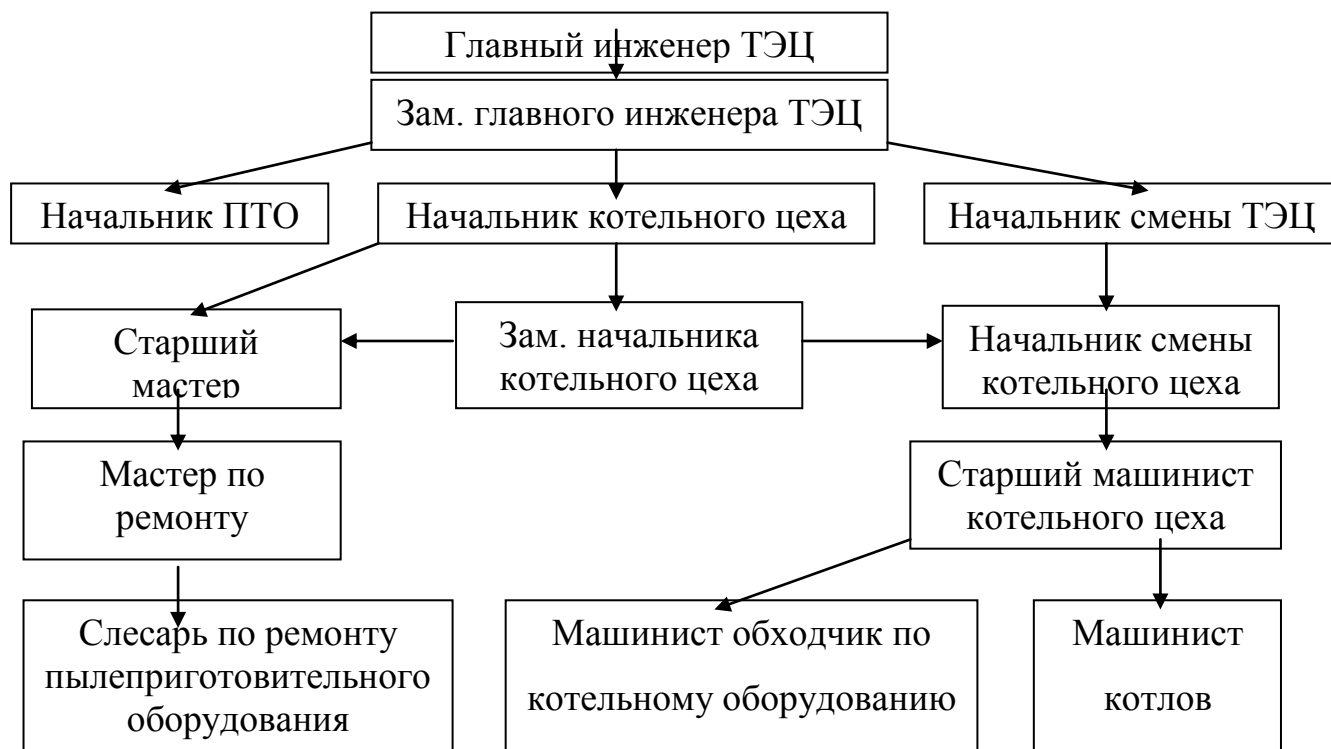


Рисунок 10.4 - Организационная структура ТЭЦ ЧФ ООО «Мечел-Энерго»
(Котельного цеха)

10.7.3 Планирование целей проекта на дереве целей

Дерево целей представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения сверхзадача высшего уровня, или миссия предприятия делится на простые цели его подразделений и операционные цели его исполнителей.

Дерево целей представлено на рисунке (см. ниже).

Основной точкой для планирования является постановка целей, ценностей и миссии организации.

Миссия - описывает деятельность компании в настоящее время, предназначения в условиях постоянно изменяющейся внешней среды. Реализуется через стратегии.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 118 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | | | | | |

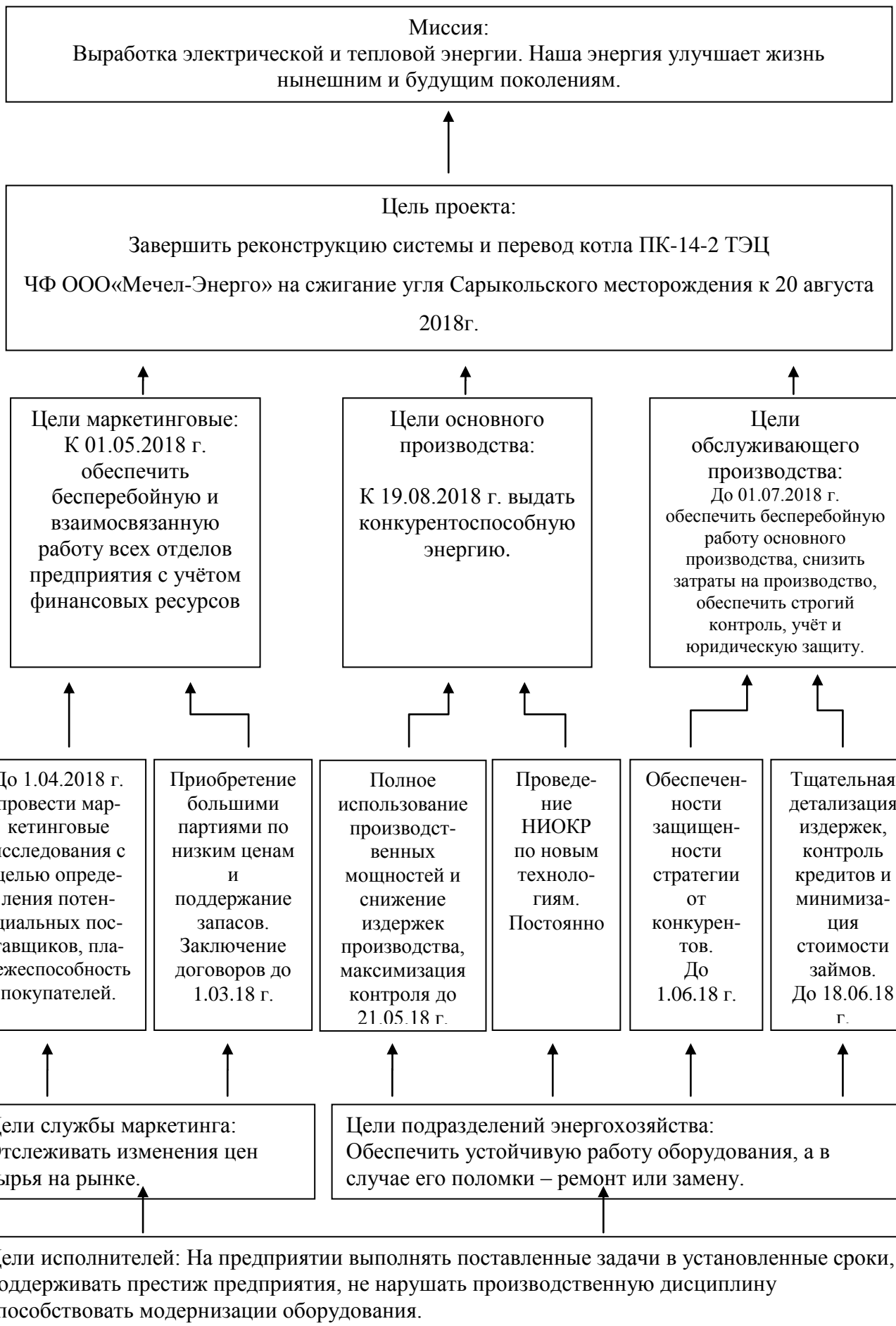


Рисунок 10.5 - Дерево целей проекта

10.7.4 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта) [64]

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного Графика по этапам проектных работ. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

В качестве примера приводится сильно упрощенный график реконструкции системы сжигания топлива котла.

Таблица 10.4 - График реконструкции системы сжигания топлива котла

| Наименование этапа | Исполнитель | Продолжительность | | | |
|--|----------------------------|-------------------|-------|-------|-------|
| | | 2018 г. | | | |
| | | 1 кв. | 2 кв. | 3 кв. | 4 кв. |
| Расчёт и анализ надёжности работы энергетического оборудования. | Заказчик, ПТО | | | | |
| Разработать план - проект, сметы по реконструкции котельного цеха. | Подрядчик | | | | |
| Закупка, транспортировка нового оборудования. | Заказчик, служба снабжения | | | | |
| Демонтаж старого оборудования, подготовка площадки под монтаж. | Подрядчик | | | | |
| Монтаж нового оборудования. | Подрядчик | | | | |
| Пуско-наладочные работы. | Подрядчик, Заказчик | | | | |
| Пуск оборудования в работу | Заказчик | | | | |

Заключение по экономической части: Расчетный срок окупаемости проекта при переводе котла ПК-14-2 на сжигание угля Сарыкольского месторождения составил 10 месяцев, что меньше нормативного (5 лет), следовательно, предлагаемое проектное решение – эффективно.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 120 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был рассмотрен вариант перевод котла на сжигание угля Сарыкольского месторождения. Видно из выше приведённых расчётов, что перевод котла на сжигание угля Сарыкольского месторождения и проведение модернизации принесёт экономическую пользу.

При осуществлении предложенного варианта:

- важным фактором является и количество выработанного пара, зависящее от количества котлов переведённых на сжигание данного угля, а так же от количества выработанной тепло и электроэнергии;

- минимизация воздействия на окружающую среду за счет снижения выбросов золы в атмосферу. Улучшение экологической обстановки воздушного бассейна в санитарно защитной зоне;

- инвестиционный проект позволяет избежать риск повышенных затрат на платежи за сверхлимитные выбросы;

- увеличение объема сжигания твердого топлива.

Отказаться от каких-либо работ и продолжать по-прежнему.

Этот вариант содержит риск несения затрат с повышающим 25 кратным коэффициентом на сверхлимитные выбросы золы, установленные в Управление Ростехнадзора по Челябинской области . Неисполнение мероприятия данной инвестиции приведет к отзыву Разрешения на выбросы загрязняющих веществ (Приказ МПР и Э РФ № 288 от 31.10.08 г. ст. 14.1)[65], что влечет наложение административного штрафа на должностных лиц или приостановление деятельности предприятия на срок до девяноста суток, согласно Федерального закона от 09.05.2005 №45-ФЗ, от 22.06.07г. № 16-ФЗ

Создает неблагоприятную экологическую обстановку воздушного бассейна в санитарно защитной зоне.

В разделе обзор литературных источников была рассмотрена учебно-методическая и нормативно-справочная литература, необходимая для разработки выпускной квалификационной работы.

При сравнении отечественных и зарубежных аналогов рассмотрено сжигание угля.

Проведён тепловой расчёт и обоснование перевода котла на Сарыкольский уголь. КПД котлоагрегата будет составлять $\eta_{ка} = 92,8\%$. Улучшены экологические показатели за счёт снижения вредных выбросов и как следствие улучшение экологической обстановки воздушного бассейна в санитарно-защитной зоне, что позволяет избежать риска повышенных затрат на платежи за сверхлимитные выбросы.

В научной части рассмотрено внедрение схемы трёхступенчатого сжигания угля в целях снижения выбросов NO₂ на котле ПК-14 и разработана система подачи топлива и золошлакоудаление на ТЭС. Где был выбран тип электрофильтра ЭГА2-48-12-6-4 котором происходит очистка газов от золы под действием электрических сил в котором определили рабочее напряжение U=60 кВ. Это напряжение дает возможность обеспечить достаточно высокий коэффициент очистки $\eta_0 = 99,89$.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 121 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

13.04.01.2017.030.09 ПЗ

Для заданного ленточного конвейера была рассчитана производительность ленточного конвейера $B_k = 159,9$ т/ч и ширина плоской ленты конвейера $b=650$ мм. Определена мощность на валу приводного барабана $N_6 = 4,26$ кВт и мощность электродвигателя $N_9 = 5,51$ кВт

В золошлакопроводе определили общее количество золы и шлака удаляемого из котла $G_{з.ш} = 27089,67$ кг/ч. Найден расход воды $Q_v = 406,35$ м³/ч, и определено падение давления в золошлакопроводе при гидротранспорте $H_d = 4,61 \cdot 10^6$ Па.

В разделе экологии были рассмотрены вопросы защиты окружающей среды, выполнен поверочный расчет дымовой трубы. По результатам поверочного расчета установлено что, дымовая труба удовлетворяют условиям рассеивания вредных выбросов.

В разделе энергосбережения рассмотрены пути повышения энергосбережение установки котла при эксплуатации.

Рассмотрена схема автоматического контроля основных параметров котла.

Рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасных и комфортных условий труда для обслуживающего персонала котельной, выявлены опасные и вредные производственные факторы.

В экономической части представлен расчёт на модернизацию котла ПК-14 с установкой кольцевых эмульгаторов для сжигания Сарыкольского угля и имеет срок окупаемости 10 месяцев, за счёт улучшения технико-экономических показателей и уменьшение вредных выбросов в атмосферу, а следовательно, и снижение себестоимости продукта.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 122 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Богомолов, В. В. Энергетические угли восточной части России и Казахстана: Справ. / В. В. Богомолов, Н. В. Артемьева, А. Н. Алехнович и др. Челябинск : УралВТИ, 2004. — 304 с.
2. Результаты опытно-промышленного сжигания кузнецкого угля марки ГЖО шахтной добычи на котле ПК-14 ст. № 8 ТЭЦ ООО «Мечел – Энерго»: отчет / УралВТИ; рук. работы: В.В. Богомолов. — Челябинск, 2008. Арх. № 12637.
3. О перспективе сжигания угля марки ГЖО ОКІ разреза Ольжерасский на котлах ПК-14 ТЭЦ ЧМК: Заключение / УралВТИ; рук. работы: В. В. Богомолов. - Челябинск, 2007. — Арх. № 12165.
4. Мечел-Энерго – URL: <http://mechel-energo.ru/>
5. Распоряжению Правительства РФ от 31.11.2009 №1715-Р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»
6. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации".
7. Основы государственной политики в области экологического развития России на период до 2030 года (утв. Президентом РФ от 30 апреля 2012 г.).
8. Гелетуха, Г.Г., Железная Т.А. Современные технологии получения жидкого топлива из биомассы быстрым пиролизом. Обзор. Часть 1 // Промышленная теплотехника. – 2005. – Том 27. – №4. С. – 91. 7
9. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). — Изд. 3-е, перераб. и доп. — СПб. : НПО ЦКТИ, 1998. — 256 с
10. Тепловой расчет промышленных парогенераторов: Учеб. пособие для вузов / Под ред. В.И. Частухина. – Киев: Вища школа. Головное изд-во, 1980.- 184с.
11. Котельные установки парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие/ Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск
12. СП 89.13330.2012. Котельные установки/Актуализированная редакция СНиП II-35-76. – М.: Минрегион России, 2012. – 93 с
13. РД 04.07.07-94-14 «Типовая инструкция по пуску и обслуживанию ПК-14-2» // 15 января 2016г. – 29с»
14. Все о теплоснабжении - URL: <http://www.rosteplo.ru>
15. Твердое топливо - URL: <http://tverdo-kotel.com/tverdoe-toplivo/>
16. Исследование работы котла ПК-14-2 - URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/isledovanie-raboty-kotelnogo-agregata-pk-14>
17. Технологический расчет электрофильтров – http://www.docme.ru/doc/219008/19-tehnologicheskij-raschet-e-lektrofil_trov
18. Электрофильтры. Требования безопасности и методы испытаний - ГОСТ Р 51707-2001
19. Санаев Ю.И.- «Обеспыливание газов электрофильтрами». М. – 2009 г.
20. Устройство ленточного конвейера - URL: http://studopedia.su/4_10598_ustroystvo-lentochnogo-konveyera.html

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|-------------|
| | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист 123 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

21. Беликов С.Е., Котлер В.Р. – «Котлы ТЭС и защита атмосферы».М.– 2008г.
22. Золошлакопровод - URL: <http://www.ngpedia.ru/id42161p1.html>
23. Буров В.Д., Дорохов Е.В., – «Тепловые электрические станции» Москва. – 2009 г.
24. Грибанов А.И. – Учебное пособие по курсовому проекту «Топливное хозяйство и золошлакоудаление на ТЭС» Челябинск. – 2016г. 14 стр.
25. Веденева Б.Е. – Рекомендации по системам напорного гидротранспорта золошлаковых материалов
26. Распоряжению Правительства РФ от 31.11.2009 №1715-Р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»
27. Постановлению Законодательного Собрания Челябинской области «Стратегии развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 г.
28. Клименко А.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях/ А. Б. Гаряев, А. Г. Вакулко, И. В. Яковлев, О. Л. Данилов, под ред. А. В. Клименко.– Москва: МЭИ, 2011. – 424с.
29. Данилова О.Л. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов/ Данилова О.Л., Костюченко П.А. – Москва:МЭИ, 2006. – 668с.
30. Комплексная переработка угля на основе нанотехнологий [Электронный ресурс]. - URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnaya-pererabotka-uglya-na-osnove-nanotehnologiy-perspektivnyy-vektor-razvitiya-energeticheskogo-kompleksa-rossii>
31. Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261- ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Российская газета. – 2009. – № 5050. 6
32. Очистка дымовых газов /А.И Грибанов, Конспект лекций.-Челябинск: Издательство ЮУрГУ,2006.
33. Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций : СО 153-34.02.304-2003.
34. Ижорин, М.Н. Дымовые трубы. Справочник. – М.: Теплотехник, 2004
35. Иванова, Г.М., Кузнецов Н.Д., Чистяков В.С. Теплотехнические измерения и приборы. – М.: Изд-во МЭИ, 2007
36. НПО МОДУЛЬ – Специальные технические системы. - URL: <http://npomodul-sts.ru/>
37. Тарасюк, В.М. Эксплуатация котлов. Настольная книга для операторов котельных. –М.: Основа, 2005
38. Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009
39. Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики/ Г.А. Липатников, М.С. Гузеев, - 2007
40. Буров, А.Л. Теплотехнические измерения и приборы / А.Л. Буров, В.И. Назаров, В.А. Чиж – Белорусия, Техноперспектива, 2008

41. ГОСТ 12.0.002.-80 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
42. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
43. СанПин 2.2.4.548-96 – «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
44. ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ. «Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
45. СНиП 23-05-95. «Естественное и искусственное освещение. Правила проектирования».
46. ГОСТ 12.1.003 - 83* ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности».
47. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума».
48. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность».
49. Приказ Минздрава России от 14.03.96 г. № 90 «О порядке проведения предварительных и периодических медицинских осмотров работников и медицинских регламентах допуска к профессии»
50. ГОСТ 23120-78. «Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия»
51. ГОСТ 12.2.062-81 «ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные».
52. СНиП II - 35 - 76. Котельные установки.
53. СНиП 1 1-58-85 «Электростанции тепловые»
54. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И – 1.01.86. «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит».
55. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ И – 1.08.87. «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»
56. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ И – 1.04.88. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».
57. ГОСТ 12.4.011-96 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
58. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность».
59. СНиП 2.08.02-89. «Общественные здания и сооружения».
60. ГОСТ 12.4.009-92 ССБТ «Пожарная техника для защиты объектов»
61. ГОСТ Р 12.4.026-2001 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности, разметка сигнальная».
62. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Общие эргономические требования».
63. Алабугин, А.А. Методические указания по экономической части дипломного проекта/ А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011г. – 56 с.
64. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин.- М.: Высш.шк., 2003
65. Приказ МПР и Э РФ № 288 от 31.10.08 г. № 288 «Об утверждении Административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению гос. функции по выдаче разрешений на выбросы, сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду»

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-------------------------|------|
| | | | | | | 13.04.01.2017.030.09 ПЗ | Лист |
| | | | | | | | 125 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |