

Пояснительная записка

Объект: тягодутьевое оборудование котла ТВГ-8М.

Цель проекта – аэродинамический расчет котла ТВГ-8М.

Метод исследования – расчетно-графический с использованием стандартных методик.

Водотрубные водогрейные котлы ТВ-Г предназначены для получения горячей воды, используемой в системах отопления. Топливо — газ.

Трубная система котла поставляется отдельными узлами с последующим монтажом на месте установки без обмуровки и обшивки.

Предлагается произвести тепловой и аэродинамические расчеты котла ТВГ-8М и по результатам расчетов установить необходимое тягодутьевое оборудование.

Проект включает в себя расчет расхода топлива котла, определение объемов воздуха и продуктов сгорания, подсчет энтальпий, расчет геометрических характеристик нагрева котла, тепловой и аэродинамический расчеты котла, а также разработку функциональной схемы автоматического управления котла, расчет выброса вредных веществ в окружающую среду и определение технико-экономических показателей проекта.

Содержание

Технико-экономические показатели

1. Принцип работы и описание конструкции водогрейного котла ТВГ-8М

1.1 Конструкция котла ТВГ-8М

1.2 Особенности работы котла ТВГ-8М №5 на котельной Бородинского м-на
г. Запорожья

2. Специальная часть

2.1 Расчет топлива и продуктов сгорания за котлом ТВГ-8М

2.2 Тепловой баланс котла

2.3 Расчет теплообмена в поверхностях нагрева

2.4 Аэродинамический расчет тракта продуктов сгорания

3. Тепловая автоматика и измерение

3.1 Техническая характеристика материалов и оборудования

4. Охрана труда

4.1 Характеристика котельной и общие вопросы техники безопасности

4.2 Основные вредности и опасности в котельной

4.3 Освещение

4.4 Вентиляция

4.5 Общие требования пожарной безопасности к оборудованию

4.6 Загрязнение атмосферы

4.7 Очистка выбросов от пыли в энергетике

4.8 Расчет валовых выбросов загрязняющих веществ

5. Экономика

5.1 Предварительные замечания к расчетам

5.2 Расчет заработной платы бригады по монтажу

5.3 Расчет затрат на электроэнергию

Заключение

Список литературы

Технико-экономические показатели

Теплопроизводительность, 9,6МВт

Топливо газ

Расход воды, 104 м³/ч

Габариты в мм,

длина 4875

ширина 3840

высота 4650

Давление воды на входе, 1,0 Мпа

не выше 1,4 Мпа

не ниже 0,8 Мпа

Температура воды, °С

на входе 70

на выходе 150

Конструкция котла ТВГ-8М

Одной из наиболее простых конструкций стальных котлов является предложенный Институтом использования газа АН УССР водогрейный котел типа ТВГ производительностью 8,3 МВт (8 Гкал/ч). Котел состоит из нескольких экранных секций (в том числе с двусторонним освещением) из труб с диаметром 51х2,5 мм, установленных в топочной камере, и оборудован подовыми горелками. За кирпичной перегородкой имеется пучок труб, образующих конвективную поверхность. Вход дымовых газов в пакет этой поверхности сверху, выход – внизу. Продукты сгорания омывают конвективную поверхность, состоящую из труб диаметром 28х2,5 мм, со скоростью 8 м/с. Перегородки между тремя газоходами образованы за счет плавников, приваренных к трубам. Вода из тепловой сети поступает в коллектор конвективной части, проходит через трубы в

газоходе и далее последовательно оmyвает трубы каждого экрана, разделенного для увеличения скоростей на секции. Из секций вода отводится через патрубок, расположенный в верхней части.

Высокие скорости воды – около 1 м/с получены за счет деления пучка труб конвективного газохода на три части, а каждого экрана – на четыре части. Это привело до увеличения гидравлического сопротивления котла до 4 МПа (4 кгс/см²), что превышает рекомендованное типажом значение.

Топочная камера котла имеет теплонапряжение 4 кВт/м³ или 235·10³ ккал/(м³·ч), число подовых горелок равно числу панелей экранов без одной. Под огневыми каналами для распределения воздуха установлен металлический лист с отверстиями. Вентилятор имеет напор 0,5–1 кПа (50–100 кгс/см²), поскольку к горелкам подводится природный газ среднего давления.

Значительная скорость дымовых газов и наличие пучка поперечно оmyваемых труб с большим числом рядов обеспечили необходимость установки дымососа с напором около 1 кПа (100 кгс/см²).

Котлы ТВГ при испытаниях в эксплуатации подтвердили основные проектные технико-экономические показатели.

Устройство поверхностей нагрева котла ТВГ-8М

Котел состоит из радиационной и конвективной поверхностей нагрева. Радиационная поверхность нагрева котла состоит из пяти вертикальных топочных экранов, три из которых являются двухсветными, одного топочного, переходящего во фронтной.

Вертикальные топочные экраны состоят из двух коллекторов (верхнего и нижнего) Ø 159х6 мм, в которые вварены 40 вертикальных труб Ø 51х2 мм с шагом 75 мм. Высота секции (экрана) в осях коллекторов 3400 мм, расстояние между секциями 740 мм.

Потолочный экран состоит из 32 труб Ø 51х2 мм (по 8 труб между вертикальными топочными экранами), вваренных в горизонтальные верхний и

нижний (фронтальной) коллекторы Ø 159х6 мм. Часть потолочного экрана в верхней части передней степени топки образует фронтальной экран.

Все коллекторы котла, за исключением верхнего коллектора потолочного экрана, находятся внутри котла. Верхние коллекторы вертикальных топочных экранов имеют перегородки, которые делят экраны на две части (по 20 труб в каждой).

Для последовательного движения воды каждая часть одного экрана соединена с другим экраном перепускными трубами. Установленными на верхних коллекторах вертикальных экранов.

Конвективная поверхность состоит из 16 секций. Каждая секция состоит из вертикального стояка-коллектора Ø 57х3 мм. В который вварено 16 Y-образных змеевиков из труб Ø 28х3 мм. Каждый стояк-коллектор разделен 4-я заглушками на пять частей.

Схема циркуляции воды в котлах ТВГ-8М

Вода из теплосети поступает параллельно в два нижних коллектора конвективной поверхности, пройдя которые собирается в верхних коллекторах, а из них по ряду потолочно-фронтальных труб направляется в нижний коллектор потолочного экрана.

Из него по второму ряду потолочно-фронтальных труб вода собирается в верхнем коллекторе потолочного экрана, затем последовательно проходит через левый (со стороны фронта котла) боковой односветный экран, три двухсветных экрана и выходит в контур котельной из верхнего коллектора правого бокового экрана.

1. Принцип работы и описание конструкции водогрейного котла ТВГ-8М

1.1 Конструкция котла ТВГ-8М

Одной из наиболее простых конструкций стальных котлов является предложенный Институтом использования газа АН УССР водогрейный котел типа ТВГ производительностью 4,7 и 8,3 МВт (4 и 8 Гкал/ч). Котел состоит из нескольких экранных секций (в том числе с двусторонним освещением) из труб с диаметром 51х2,5 мм, установленных в топочной камере, и оборудован подовыми горелками. За кирпичной перегородкой имеется пучок труб, образующих конвективную поверхность. Вход дымовых газов в пакет этой поверхности сверху, выход – внизу. Продукты сгорания омывают конвективную поверхность, состоящую из труб диаметром 28х2,5 мм, со скоростью 8 м/с. Перегородки между тремя газоходами образованы за счет плавников, приваренных к трубам. Вода из тепловой сети поступает в коллектор конвективной части, проходит через трубы в газоходе и далее последовательно омывает трубы каждого экрана, разделенного для увеличения скоростей на секции. Из секций вода отводится через патрубок, расположенный в верхней части.

Высокие скорости воды – около 1 м/с получены за счет деления пучка труб конвективного газохода на три части, а каждого экрана – на четыре части. Это привело до увеличения гидравлического сопротивления котла до 4 МПа (4 кгс/см²), что превышает рекомендованное типажом значение.

Топочная камера котла имеет теплонапряжение 4 кВт/м³ или 235·10³ ккал/(м³·ч), число подовых горелок равно числу панелей экранов без одной. Под огневыми каналами для распределения воздуха установлен металлический лист с отверстиями. Вентилятор имеет напор 0,5–1 кПа (50–100 кгс/см²), поскольку к горелкам подводится природный газ среднего давления.

Значительная скорость дымовых газов и наличие пучка поперечно омываемых труб с большим числом рядов обеспечили необходимость установки дымососа с напором около 1 кПа (100 кгс/см²).

Котлы ТВГ при испытаниях в эксплуатации подтвердили основные проектные технико-экономические показатели.

1.2 Особенности работы котла ТВГ-8М №5 на котельной Бородинского м-на г. Запорожья

1.2.1 Устройство поверхностей нагрева котла ТВГ-8М

Котел состоит из радиационной и конвективной поверхностей нагрева. Радиационная поверхность нагрева котла состоит из пяти вертикальных топочных экранов, три из которых являются двухсветными, одного топочного, переходящего во фронтной.

Вертикальные топочные экраны состоят из двух коллекторов (верхнего и нижнего) Ø 159х6 мм, в которые вварены 40 вертикальных труб Ø 51х2 мм с шагом 75 мм. Высота секции (экрана) в осях коллекторов 3400 мм, расстояние между секциями 740 мм.

Потолочный экран состоит из 32 труб Ø 51х2 мм (по 8 труб между вертикальными топочными экранами), вваренных в горизонтальные верхний и нижний (фронтной) коллекторы Ø 159х6 мм. Часть потолочного экрана в верхней части фронтной степени топки образует фронтной экран.

Все коллекторы котла, за исключением верхнего коллектора потолочного экрана, находятся внутри котла. Верхние коллекторы вертикальных топочных экранов имеют перегородки, которые делят экраны на две части (по 20 труб в каждой).

Для последовательного движения воды каждая часть одного экрана соединена с другим экраном перепускными трубами. Установленными на верхних коллекторах вертикальных экранов.

Конвективная поверхность состоит из 16 секций. Каждая секция состоит из вертикального стояка-коллектора Ø 57х3 мм. В который вварено 16 Y-образных змеевиков из труб Ø 28х3 мм. Каждый стояк-коллектор разделен 4-я заглушками на пять частей.

1.2.2 Схема циркуляции воды в котлах ТВГ-8М

Вода из теплосети поступает параллельно в два нижних коллектора конвективной поверхности, пройдя которые собирается в верхних коллекторах, а из них по ряду потолочно-фронтовых труб направляется в нижний коллектор потолочного экрана.

Из него по второму ряду потолочно-фронтовых труб вода собирается в верхнем коллекторе потолочного экрана, затем последовательно проходит через левый (со стороны фронта котла) боковой односветный экран, три двухсветных экрана и выходит в контур котельной из верхнего коллектора правого бокового экрана.

1.2.3 Тягодутьевые устройства котлов ТВГ-8М

Подача воздуха для горения газа в котле осуществляется дутьевым вентилятором типа Ц-13-50 №5 производительностью 13000 м³/ч и регулируется осевым направляющим аппаратом, установленным перед всасывающим диффузором вентилятора. Направляющий аппарат соединен рычагом с осевым исполнительным механизмом типа М30 регулятора соотношений «газ-воздух» типа Р-25.3.2.

Управление направляющим аппаратом вентилятора осуществляется автоматически или дистанционно со щита КИПиА котлов.

Продукты горения поступают из топки в конвективную часть и далее по борову удаляются дымососом типа Д-18 в дымовую трубу, а на котлах ТВГ-4Р дымовые газы из топки котла в конвективную часть котла и через экономойзер выбрасываются дымососом Д-8 в дымовую трубу. Тяга в котле (разряжение) регулируется осевым направляющим аппаратом, установленном перед всасывающим диффузором дымососа, соединенным рычагом с исполнительным механизмом М30 регулятора разряжения Р25.1.2 установленного на щите котла.

Пуск вентилятора и дымососа следует осуществлять при закрытом направляющем аппарате, чтобы избежать перегрузки двигателя и отключения его

электрической защитой. Нагрузку двигателя повышают путем постепенного открывания шиберов или направляющего аппарата.

1.2.4 Воздуховоды, газоходы, дымовая труба

Под полом котельной, в районе котлов ТВГ-8М установлен общий воздуховод из ж/бетона, выходящий в торец котельной и переходящий в вертикальную шахту. В верхней части вертикальной шахты установлены жалюзи для забора воздуха, подающегося в котел №6. С помещения котельной производится забор воздуха к котлам №1,2,3,4,5.

Воздуховоды обслуживаемых котлов состоят: из металлического короба, присоединенного к всосу вентилятора и ж/бетонных каналов.

Подвод воздуха к горелкам осуществляется по ж/бетонному воздухопроводу, проложенному под полом с правой стороны котла и выходящему к фронтальной стенке котла. Воздуховод из фронтальной стенки котла разделен тремя перегородками на четыре отсека. На выходе воздуховода из фундамента, установлены металлические короба с заслонкой на каждую горелку для регулирования количества воздуха, подаваемого на каждую горелку.

Для удаления продуктов горения из котла служат газоходы, выполненные из ж/бетона, футерированные кирпичем и проходящие под полом котельной. На каждом газоходе, между дымососом и дымовой трубой установлен шибер для отключения боров котла от трубы при ремонтных работах на котле. На газоходе после дымососа устанавливается взрывной клапан, закрытый листовым асбестом и служит для предотвращения разрушения газохода и дымовой трубы при взрыве газозоудной смеси в котельных установках.

Для отвода дымовых газов в атмосферу в котельной имеется дымовая труба высотой 30 м, выполненная из красного кирпича.

Фундамент трубы бетонный, диаметр устья 1,2 м. Труба оборудована металлической лестницей и грозозащитой.

1.2.5 Насосная группа

Центробежные насосы состоят из спирального корпуса, крышки корпуса, рабочего колеса, вала, подшипников, муфты сцепления, сальников уплотнения, опорного кронштейна.

Корпус насоса представляет собой чугунную отливку, внутренняя полость которой выполнена в виде спирали с диффузорным каналом и напорным патрубком. Крышка корпуса – чугунная отливка крепится к корпусу насоса шпильками и является всасывающим патрубком.

Рабочее колесо – чугунное состоит из двух дисков, соединенных пространственными или цилиндрическими лопатками. Вход жидкости в рабочее колесо осевой. Возникающее во время работы осевое усиление воспринимается подшипниками. Рабочее колесо закрыто на валу с помощью шпонки и гайки. Рабочее колесо имеет одностороннее уплотнение, которое служит для уменьшения утечки жидкости, (циркуляция жидкости вокруг диска) и образуется одним кольцевым выступом на диске рабочего колеса и одним уплотняющим кольцом.

Вал насоса выполнен из качественной углеродистой стали. На одном конце его насажено рабочее колесо, на другом – полумуфта. Вал имеет одну внешнюю шарикоподшипниковую опору, с густой смазкой и другую – внутреннюю. В виде бронзовой втулки, запрессованной в корпус насоса. Смазка и охлаждение внутренней опоры осуществляется перекачиваемой жидкостью, для чего в корпусе имеется канал, соединяющий рабочую полость насоса с опорной втулкой. Вал насоса вращается против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода. Привод осуществляется электродвигателем через упорную муфту.

Сальниковое уплотнение состоит из камеры, отлитой в одно целое с корпусом насоса, крышки сальника и хлопчатобумажной набивки.

Опорный кронштейн отлит из чугуна. На нем монтируются все узлы и детали насоса. В самой высокой точке корпуса имеется закрытое пробкой отверстие для выпуска воздуха из корпуса и всасывающего трубопровода при заливке насоса перед пуском. При продолжительных остановках жидкость из насоса выливается через отверстие.

При включении насоса, электродвигатель начинает вращать рабочее колесо, которое будет выбрасывать находящуюся в нем жидкость к внешнему диску рабочего колеса и в напорный патрубок, создавая разрежение в центре колеса, которое заполняется жидкостью из всасывающегося патрубка. насос нельзя пускать без предварительного осмотра, который должен производиться перед каждым пуском.

При осмотре необходимо проверить:

- а) состояние трубопроводов, опор, систему охлаждения;
- б) наличие масла в корпусе подшипников;
- в) наличие ограждения соединительной муфты и заземление электродвигателя;
- г) наличие заеданий в колесе;
- д) качество набивки сальника;
- е) правильность установки манометров и вакуумметров.

После проверки исправности насоса, следует открыть запорный орган на всасывающем трубопроводе. Проверить заполнение насоса водой, открыв воздушную пробку, включить электродвигатель и при достижении полного числа оборотов медленно открывать запорный орган на нагнетательном трубопроводе до получения необходимого напора. При непрерывной работе необходимо следить за наличием масла в корпусе подшипников за состоянием сальником (сальник в нормальном состоянии должен слегка пропускать жидкость 15–20 капель в 6 минут.), за показаниями манометров, за температурой подшипников (она не должна превышать 70°C), работой электродвигателя и т.д., не производить никаких работ на работающем насосе. При остановке насоса необходимо вначале медленно закрыть запорный орган на нагнетательной линии и затем выключить электродвигатель.

1.2.6 Назначение каждой насосной группы с краткой характеристикой

Циркуляция воды через котлы и далее в системе отопления осуществляется сетевыми насосами типа БНДС – 60. Сетевая вода из обратного трубопровода

теплосети через грязевик поступает на всос сетевых насосов под давлением 2,5 кг/см².

После сетевых насосов вода поступает под давлением 10–11 кг/см² во входные коллекторы котлов. После котлов нагретая вода поступает в выходной коллектор и далее по подающему трубопроводу к потребителю. Располагающий напор 66–65 м.в.ст.

Включение и отключение сетевого полюса производится со щита вспомогательного оборудования ключом управления «КУ». При аварийном отключении работающего сетевого насоса автоматически подается импульс на включение резервного насоса. Любой сетевой насос может быть «рабочим» или «резервным». Выбор резервного насоса производится предварительно переключателем ключа блокировки «ПБ» поворотом его в положение «резерв». При кратковременных исчезновениях напряжения «миганиях» автоматически производится самозапуск работающего сетевого насоса. Для аварийной остановки насоса возле каждого насоса находится выключатель безопасности «ВБ». При включении сетевого насоса в работу ключ переключателя блокировки должен находиться в положении «Рабочий». Поворотом ключ «КУ» по часовой стрелке до упора ввести в работу сетевой насос. Задвижки на нагнетании этого насоса пойдут автоматически на открытие. Загорятся обе сигнальные лампочки. После полного открытия задвижки остается гореть сигнальная «открыто». Предел открытия регулируется отстройкой концевых выключателей. При отключении сетевого насоса ключ «КУ» повернуть в положение «отключено». Задвижка на нагнетании отключенного насоса автоматически идет на «закрытие» по истечении времени самозапуска сетевого насоса 2–2,5 с. Предел закрытия регулируется концевыми выключателями. Для поддержания температуры воды, подаваемой в котлы не ниже 70°C, установлен рециркуляционный насос НКУ-90, включаемый дистанционно со щита вспомогательного оборудования.

Температура воды на входе в котел поддерживается путем подачи выходящей из котлов воды рециркуляционным насосом в коллектор входа в котлы. Регулировка количества подаваемой воды рециркуляционным насосом на

котлы осуществляется регулирующим клапаном Ø 150 мм, установленным после насоса на рециркуляционном трубопроводе. Регулирующий клапан соединен рычагами с исполнительными механизмом регулятора рециркуляции. Управление регулирующим клапаном осуществляется автоматически или дистанционно со щита КИП и вспомогательного оборудования. Для восполнения утечек сетевой воды на тепловых сетях, подпитка оборотной магистрали в котельной осуществляется умягченной деаэрированной водой при помощи подпиточных насосов типа КС-20-50 и типа КС-10-110-4. Давление оборотной магистрали поддерживается автоматически регулятором подпитки типа Р-25–1.2 и исполнительным механизмом в пределах 3,5 кг/см². При выходе из строя регулятора, регулировка осуществляется вручную задвижкой №506, установленной на запорной линии узла подпитки количество подпиточной воды регистрируется самопишущим электронным прибором. Насосы холодной воды типа 2К – служат для увеличения давления холодной воды, подаваемой на котельную при понижении ее давления в газопроводе.

Насосная группа состоит из:

- а) насосов рабочей жидкости 2К, служащих для перекачки воды из бака – газоотделителя, через сопло эжектора, который отсасывает выпар из деаэроционной колонки, а тем самым создает разрежение в ней;
- б) насоса взрыхления фильтров типа 2К-9, служащего для подачи воды при взрыхлении фильтров из бака подсолённой воды.

1.2.7 Водоподготовка и водохимический режим

Для нужд ХВО используется питьевая вода из городского водопровода. Производительность ХВО – 25 м³/час. Сырая вода поступает от магистрального водопровода Ø 133 мм через ввод на теплообменник холодной (сырой) воды, где нагревается до температуры 40°С и далее поступает на №а – катионовые фильтры.

Давление газа на котел	ОБМ -1 кгс/см ²	6
Давление газа на горелку	ОБМ -1 кгс/см ²	23

В п установлен регулятор давления РДУК – 200, предназначенный для понижения давления газа до 0,38 кГц/см² и поддержания этого давления независимо от количества работающих котлов и нагрузки. Нормы качества воды для котельных города Запорожья приведены в табл. 1.1

Таблица 1.1 – Нормы качества воды

№ п.п.	Наименовани е объекта контроля	Показатели качества воды							
		Темпер атура (°C)	Содержан ие растворен ного кислород а, мкг/л	Знач ение рН	Свобо дная СО ₂ , мг/л	Жестк ость общая мкг/л	Содержан ие соединен ий железа, мг/л	Взвешен ные веществ а, мг/л	Содержание хлоридов, мг/л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сетевая вода		20	8,3– 9,5	Не допус к	350	0,5	5 не более	Не более, чем на 30 исх. воды
2	Подпиточная вода		50	8,3– 9,5	Не допус к	200		5 не более	Не более, чем на 30 исх. воды
3	Умягч. вода				Не допус к	200		5 не более	Не более, чем на 30 исх. воды
4	Вода для ГВС	50 Т75	100		Не допус к				

2. Специальная часть

2.1 Расчет топлива и продуктов сгорания за котлом ТВГ-8М

Элементарный состав рабочей массы топлива, %

Метан $\text{CH}_4=92,8$

Двуокись углерода $\text{CO}_2=0,1$

Этан $\text{C}_2\text{H}_6=3,9$

Сероводород $\text{H}_2\text{S}=0$

Пропан $\text{C}_3\text{H}_8=1,0$

Кислород $\text{O}_2=0$

Бутан $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,4$

Окись углерода $\text{CO}=0$

Пентан $\text{C}_5\text{H}_{12}=0,3$

Водород $\text{H}_2=0$

Азот $\text{N}_2=1,5$

Теплота сгорания нижняя сухого газа, МДж/м³

$Q^c_{\text{H}}=37300$

Объем воздуха, теоретически необходимого для полного сгорания топли –
ва, м³/ м³

$$V^0_{\text{B}}=0,0476 [0,5\text{CO}+0,5 \text{H}_2+1,5 \text{H}_2\text{S}+\Sigma (\text{m}+\text{n}/4)* \text{C}_{\text{mn}} - \text{O}_2] = 0,0476$$
$$[0,5*0+0,5*0+1,5*0+(1+4/4)*92,8+(2+6/4)*3,9+(3+8/4)*1+(4+10/4)*0,4+(5+12/4)*0,3) - 0]=9,5724$$

Объем продуктов сгорания, которые образовались вовремя сгорания
топлива с теоретическим объемом воздуха, м³/ м³

– теоретический объем азота

$$V^0_{\text{N}_2}=0,79 V^0_{\text{B}}+0,01\text{N}_2=0,79*9,5724+0,01*1,5=7,5772$$

– теоретический объем трехатомных газов

$$V_{\text{RO}_2}^0 = 0,01 \quad (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \sum m \quad C_m \text{H}_n) = 0,01$$
$$(0,1 + 0 + 0 + 92,8 + 2 \cdot 3,9 + 3 \cdot 1 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,3) = 1,068$$

– теоретический объем водяных паров

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 \quad (\text{H}_2 + \text{H}_2\text{S} + \sum n/2 \quad C_m \text{H}_n + 0,124 d_{\text{r}} \cdot 0,124 \quad d_{\text{B}} \quad V_{\text{B}}^0) = 0,01$$
$$(0 + 0 + 2 \cdot 92,8 + 3 \cdot 3,9 + 4 \cdot 1 + 5 \cdot 0,4 + 6 \cdot 0,3 + 0,124 \cdot 10 + 0,124 \cdot 13 \cdot 9,5724) = 2,2177$$

Избыток воздуха в конце топки $\alpha_{\text{м}} = 1,10$.

Для принятой конструкции и компоновки поверхностей нагрева используется присосы воздуха в газоходах:

– котельный пучок $\Delta \alpha_{\text{к.п.}} = 0,1$

– водяной экономайзер $\Delta \alpha_{\text{в.э.}} = 0,08$

Избытки воздуха в газоходах:

В конце топки $\alpha_{\text{т}} = 1,1$

Полный объем продуктов сгорания при горении топлива с избытком воздуха, с учетом присосов, $\text{м}^3 / \text{м}^3$

$$V_{\text{г}}^0 = V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + (\alpha_{\text{ср}} - 1) V_{\text{B}}^0$$

Объем водяных паров при горении топлива с избытком воздуха, с учетом присосов, $\text{м}^3 / \text{м}^3$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 (\alpha_{\text{ср}} - 1) V_{\text{B}}^0$$

Объемная доля водяных паров

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}} / V_{\text{г}}^0$$

Объемная доля трехатомных газов

$$\gamma_{\text{RO}_2} = V_{\text{RO}_2}^0 / V_{\text{r}}^0$$

Численные значения величин, подсчитанных по приведенным выше формулам, указаны в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Объемные характеристики продуктов сгорания

Наименование величина и ее обозначение	Газоходы котла		
	топка	котельный пучок	водяной экономайзер
Коэффициент избытка воздуха, α	1,1	1,2	1,28
Средний коэф-нт избытка воздуха в газоходе, $\alpha_{\text{ср}}$	1,1	1,15	1,24
Объем водяных паров в продуктах сгорания, $V_{\text{H}_2\text{O}}, \text{м}^3/\text{м}^3$	2,2331	2,2408	2,7547
Полный объем продуктов сгорания, $V_{\text{r}}, \text{м}^3/\text{м}^3$	11,8355	12,321	13,1973
Объемная доля водяных паров, $\gamma_{\text{H}_2\text{O}}$	0,1887	0,1818	0,1708
Объемная доля трехатомных газов, γ_{RO_2}	0,0902	0,0866	0,0809

Энтальпия воздуха ($\text{МДж}/\text{м}^3$) теоретически необходимого для горения топлива, в пределах возможных температур продуктов сгорания, $\text{МДж}/\text{м}^3$

$$I_{\text{в}}^0 = V_{\text{в}}^0 (cv)_{\text{в}} * 10^{-3}$$

где $(cv)_{\text{в}}$ - удельная энтальпия воздуха при соответствующей температуре, $\text{кДж}/\text{м}^3$

Энтальпия газообразных продуктов сгорания при горении с теоретическим объемом воздуха в интервале тех же температур, МДж/м³

$$I_{\Gamma}^{\circ} = [(cv)_{\text{RO}_2} * V_{\text{RO}_2} + (cv)_{\text{N}_2} * V_{\text{N}_2}^{\circ} + (cv)_{\text{H}_2\text{O}} * V_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ}] * 10^{-3}$$

Численные значения энтальпий, подсчитанных по приведенным выше формулам, указаны в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Энтальпии воздуха и продуктов сгорания в газоходах котла

v, °C	I _в ^о , кДж/кг	I _г ^о , кДж/кг	α «г=1,1	α «к.п.=1,2	α «эк=1,28
			топка	котельный пучок	водяной экономайзер
100	1267,424	966,5408			
200	2550,1891	1958,54			
300	3858,424	2978,809			3904,831
400	5190,021	4031,752			5277,357
500	6553,705	5114,213			6687,103
600	7949,476	6214,105		7406,527	8121,979
700	9385,355	7346,704		8754,507	
800	10829,26	8510,854		10135,24	
900	12273,16	9701,861	10929,18	11542,83	
1000	13757,17	10905,06	12280,78		
1100	15281,28	1213,42	13641,54		
1200	16805,4	13329,27	15009,81		
1300	18329,52	15840,63	17673,58		
1400	19893,74	16468,8	18458,17		
1500	21457,97	19379,5	21525,3		
1600	23022,2	20836,03	23138,25		
1700	24586,42	22314,26	24772,91		
1800	26150,65	23792,5	26407,56		
1900	27754,98	25273,07	28048,57		
2000	29359,32	26773,01	29708,96		
2100	30963,65	28275,29	31371,66		
2200	32567,99	29777,58	33034,37		

2.2 Тепловой баланс котла

Изложенные ниже расчеты, выполнены с целью определения коэффициента полезного действия (КПД) котла и расхода топлива.

Теплота сгорания единицы объема сухого газа, МДж/м³

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}}=37,300$$

Подогрев топлива и воздуха вне котельного агрегата не предусмотрен. Отсутствует также форсуночное дутье. Поэтому $Q_{\text{тл}}=0$ $Q_{\text{в.вн.}}=0$ $Q_{\text{ф}}=0$.

Тогда располагаемая теплота, МДж/м³

$$Q_{\text{р}}^{\text{п}}=Q_{\text{н}}^{\text{с}}+Q_{\text{тл}}+Q_{\text{в.вн.}}+Q_{\text{ф}}=37,300$$

Потери теплоты и коэффициент полезного действия (КПД) котла.

Температура холодного воздуха, °С

$$t_{\text{х.в.}}=30$$

Энтальпия теоретически необходимого воздуха, кДж/м³

$$I_{\text{х.в.}}^{\text{о}}=382,896$$

Температура уходящих газов, °С

$$v_{\text{yx}}=152$$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах

$$\alpha_{\text{yx}}=1,28$$

Энтальпия продуктов сгорания при этой температуре (таблица 1.2), МДж/м³

$$I_{\text{yx}}=1,24499$$

Потери теплоты с уходящими газами, %

$$q_2=[(I_{\text{yx}}-\alpha_{\text{yx}}*I_{\text{х.в.}}^{\text{о}})/Q_{\text{р}}^{\text{п}}]*10^2=[(1,95854-1,28*0,289)/37,3]*10^2=4,55$$

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания, %

$$q_3=0,5$$

Потеря теплоты от механического недожога, %

$$q_4=0$$

Потеря теплоты поверхностями котла и экономайзера, %

$$q_5=2,8$$

Суммарная потеря теплоты котельным агрегатом, %

$$\Sigma = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = 4,25 + 0,5 + 0 + 2,8 = 7,55$$

Коэффициент полезного действия котельного агрегата, %

$$\eta_{к.у.} = 100 - \Sigma q_{пот} = 100 - 7,55 = 92,45$$

Расход топлива при номинальной тепловой нагрузке.

Тепловая нагрузка при работе котла в водогрейном режиме, МВт

$$Q_k=8$$

Расчет топлива котла при расчетной нагрузке, м³/с

$$B = Q_k * 100 / Q_p * \eta_{к.у.} = 8 * 100 / 37,3 * 92,45 = 0,2287$$

Расчетный расход топлива, м³/с

$$B_p = B = 0,2287.$$

2.3 Расчет теплообмена в поверхностях нагрева

2.3.1 Предварительные замечания к расчетам

Расчет теплообмена выполнен целью получения результатов необходимых для последующего аэродинамического расчета. В основу положена схема движения нагреваемой воды.

Теплообмен в топке и следующей за ней камере догорания идентичен и осуществляется передачей теплоты излучением газов. На этом основании расчет

теплообмена в этих поверхностях выполнен совместно, по суммарным их геометрическим характеристикам с определением температуры продуктов сгорания на входе в котельный пучок.

Расчет теплообмена в топке и камере догорания изложен в табл. 4.1. из него следует, что принятая как возможная тепловая мощность $Q = 8,3$ (8 Гкал/ч) может быть реализована, поскольку теплопередачей обеспечивается температура продуктов сгорания в конце топки, не превосходящая допустимой при сжигании топлива.

В табл. 4.2. приведен расчет теплообмена в котельном пучке. Из него следует, что количество теплоты, необходимое для нагрева воды от $t'_k = 70^\circ\text{C}$ до $t''_k = 150^\circ\text{C}$ условиями теплообмена обеспечивается. Расхождение Q_6 и Q_T составляет 0,56%, что значительно меньше допустимого нормами.

В табл. 4.3. приведен расчет теплообмена в экономайзере. Расчет теплообмена в экономайзере выполнен применительно к условию, что массовая скорость воды в нем будет 730 кг/см^2 и соответствующий ей расход $G_{\text{эк}} = 6,667 \text{ кг/с}$. При этом температура воды из экономайзера не будет превосходить 80°C . Температура уходящих газов установленная расчетом ($t_{\text{yx}} = 152^\circ\text{C}$) не отличается от принятой при составлении теплового баланса. Поскольку разница не велика.

2.3.2 Расчет теплообмена в топке

Избыток воздуха в конце топки $\alpha_m = 1,1$

Температура воздуха подаваемого в топку, $^\circ\text{C}$

$$t_{\text{х.в.}} = 30$$

Энтальпия воздуха при этой температуре, МДж/ м^3

$$I_{\text{х.в.}}^0 = 0,22$$

Присос воздуха в топку $\Delta\alpha_m = 0,05$

Тепло, вносимое в топку воздухом, МДж/ м^3

$$Q_6 = \alpha_m \cdot I_{\text{х.в.}}^0 = 0,05 \cdot 0,22 = 0,011$$

Потери теплоты от химической неполноты сгорания, %

$$q_3 = 0,02$$

Полезное тепловыделение в топке, МДж/м³

$$Q_m = Q_p (100 - q_3 - q_5) / 100 + Q_g = 37,3 \cdot (100 - 0,02 - 2,94) / 100 + 0,011 = 36,1$$

Теоретическая температура, отвечающая полезному тепловыделению, °С

$$g_a = 2300$$

Температура продуктов сгорания на выходе из топки принимается, °С

$$g_m'' = 1050$$

Энтальпия продуктов сгорания при этой температуре, МДж/м³

$$I_m'' = 12,961$$

Средняя объемная теплоемкость продуктов сгорания, МДж/м³К

$$V_c = (Q_m - I_m'')(g_a - g_m'') \cdot 10^3 = (36,1 - 12,961)(2300 - 1050) \cdot 10^3 = 29,298$$

Толщина излучающего газового слоя в топке и в камере сгорания, м

$$S_m = 3,6(V_{акм} / F_{ом}) = 3,6(334,3 / 108) = 0,98$$

Давление газов в топке, МПа

$$p_m = 0,1$$

Объемная доля водяных паров в продуктах сгорания

$$r_{H_2O}^m = 0,1887$$

Объемная доля трехатомных газов

$$r_{RO_2}^m = 0,0902$$

Суммарная объемная доля

$$r_n = 0,2789$$

Суммарное парциальное давление трехатомных газов и водяных паров в топке, МПа

$$p_{n.m} = (r_n \cdot p_m) = (0,2789 \cdot 0,1) = 0,02789$$

Коэффициент ослабления лучей газами, 1/(м·МПа)

$$\kappa_z = \left(\frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{3,16\sqrt{p_{n.m} \cdot S_m}} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \frac{g_m'' + 273}{1000} \right) = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,1887}{3,16\sqrt{0,02789 \cdot 0,98}} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \cdot \frac{1050 + 273}{1000} \right) = 9,477$$

Степень черноты газового потока

$$a_{z.m} = 1 - e^{-K \cdot P \cdot S} = 1 - e^{-9,477 \cdot 0,1 \cdot 0,98} = 0,46$$

Соотношение углерода и водорода в составе рабочего топлива

$$C^p / H^p = 0,12 \Sigma \frac{m}{n} C_m H_n = 0,12 \cdot \left(\frac{1}{4} 92,8 + \frac{1}{3} 3,9 + \frac{3}{8} 1 + \frac{2}{5} 0,4 + \frac{5}{12} 0,3 \right) = 3,0192$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами, 1/(м·МПа)

$$\kappa_{c.m} = 0,3 \cdot (2 - \alpha_m) (1,6 T_m'' \cdot 10^{-3} - 0,5) \frac{C^p}{C_H} = 0,3 (2 - 1,1) (1,6 \cdot 1323 \cdot 10^{-3} - 0,5) \cdot 3,0192 = 1,318$$

Степень светящейся части пламени

$$a_{c.g} = 1 - e^{-(K \cdot r + K_c) P \cdot S} = 1 - e^{-(9,477 \cdot 0,2789 + 1,318) \cdot 0,1 \cdot 0,98} = 0,276$$

Коэффициент усреднения степени черноты факела

$$m = 0,1$$

Эффектная степень черноты факела

$$a_{\phi} = m \cdot a_{c.г} + (1 + m)a_{c.m} = 0,1 \cdot 0,276 + (1 - 0,1) \cdot 0,461 = 0,442$$

Среднее значение коэффициента тепловой эффективности

$$\Psi = 0,6175$$

Относительное местоположение максимума температур в топке

$$\chi = 0,38$$

Степень черноты топки

$$a_m = a_{\phi} / [a_{\phi} + (1 - a_{\phi})\Psi] = 0,442 / [0,442 + (1 - 0,442) \cdot 0,6175] = 0,5625$$

Параметр температурного поля

$$M = 0,54 - 0,2\Psi = 0,54 - 0,2 \cdot 0,6175 = 0,1165$$

Коэффициент сохранения теплоты

$$\varphi = 1 - q_5 / (\eta + q_5) = 1 - 2,94 / (90,01 + 2,94) = 0,968$$

Эффективная лучевоспринимающая поверхность, м²

$$(\Psi F) = 67,041$$

Температура продуктов сгорания на выходе из топки, °С

$$g_m'' = \frac{T_a}{M \left(\frac{5,67(\Psi F) \cdot a_m \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot V_c} \right)^{0,6} + 1} - 273 = \frac{2300 + 273}{0,1165 \left(\frac{5,67 \cdot 67,041 \cdot 0,5625 \cdot 2573^3}{10^{11} \cdot 0,96 \cdot 0,271 \cdot 29,298} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 1824$$

Энтальпия продуктов сгорания при этой температуре, МДж/м³

$$I_m'' = 26814,91$$

Теплота, переданная поверхностям нагрева в топке и в камере догорания,
МДж/м³

$$Q_{\text{л}} = \varphi(Q_m - I_m'') = 0,96(36,1 - 26,814) = 8,98$$

Температура воды на входе в радиационные поверхности топки, °С

$$t_m' = 70$$

Энтальпия воды при этой температуре, кДж/кг

$$i_m' = 293$$

Энтальпия воды на выходе из радиационных поверхностей нагрева, кДж/кг

$$i_m'' = i_m' + Q_{\text{л}} \cdot B_p / G = 293 + 150234 \cdot 0,271 / 33,88 = 449,24$$

Температура воды на выходе из радиационных поверхностей нагрева, °С

$$t_m'' = 107$$

2.3.3 Расчет теплообмена в котельном пучке

Температура воды на входе в котельный пучок, °С

$$t_{\text{к.л}}' = t_m'' = 107$$

Энтальпия воды при этой температуре, кДж/кг

$$i_{\text{к.л}}' = i_m'' = 449,24$$

Температура воды на выходе из котельного пучка, °С

$$t_{\text{к.л}}'' = t_{\text{к}}'' = 130$$

Энтальпия воды при этой температуре, кДж/кг

$$i''_{\kappa,n} = i''_{\kappa} = 546,8$$

Средняя температура воды в котельном пучке, °C

$$t_{\kappa,n} = 0,5(t'_{\kappa,n} + t''_{\kappa,n}) = 0,5(107 + 130) = 119$$

Количество теплоты в котельном пучке, МДж/м³

$$Q_{\kappa,n.б.} = G(i''_{\kappa,n} - i'_{\kappa,n}) / B_p = 33,98 \cdot (546,8 - 449,24) / 0,172 = 10,66$$

Температура газов на входе в котельный пучок, °C

$$g'_{\kappa,n} = 1050$$

Энтальпия газов при этой температуре, МДж/ м³

$$I'_{\kappa,n} = 13,687$$

Присос воздуха в газоходе котельного пучка

$$\Delta\alpha_{\kappa,n} = 0,1$$

Энтальпия газов на выходе из котельного пучка, МДж/ м³

$$I''_{\kappa,n} = I'_{\kappa,n} - (Q_{\kappa,n.б.} / \varphi) + \Delta\alpha_{\kappa,n} \cdot I^0_{x,6} = 13,687 - (19,16 / 0,98) + 0,1 \cdot 0,382 = 2,33$$

Температура продуктов сгорания соответствующая этой энтальпии, °C

$$g''_{\kappa,n} = 205$$

Температурный напор на входе газов, °C

$$\Delta t'_{\kappa,n} = g'_{\kappa,n} - t_{\kappa,n} = 1050 - 119 = 931$$

Температурный напор на выходе газов, °С

$$\Delta t_{\kappa,n}'' = g_{\kappa,n}'' - t_{\kappa,n} = 205 - 119 = 86$$

Температурный напор в котельном пучке при противотоке, °С

$$\Delta t_{\kappa,n} = (\Delta t_{\kappa,n}' - \Delta t_{\kappa,n}'') / \ln(\Delta t_{\kappa,n}' / \Delta t_{\kappa,n}'') = (931 - 86) / \ln(931/86) = 354$$

Средняя температура потоков газов, °С

$$g_{\kappa,n} = 0,5(g_{\kappa,n}' + g_{\kappa,n}'') = 0,5(1050 + 205) = 627,5$$

Средняя скорость газов в пучке, м/с

$$W_{\kappa,n} = \frac{V_z \cdot B_p}{F_{\kappa,n}} \cdot \frac{g_{\kappa,n} + 273}{273} = \frac{11,2 \div 0,172}{0,81} \cdot \frac{627 + 273}{273} = 7,86$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м²/К)

$$\alpha_{\kappa,кп} = 63,21$$

Давление продуктов сгорания, МПа

$$p_{кп} = 0,1$$

Объемная доля водяных паров в продуктах сгорания

$$r_{H_2O}^{кп} = 0,1818$$

Объемная доля трехатомных газов

$$r_{RO_2}^{кп} = 0,0866$$

Суммарное парциальное давление трехатомных газов и водяных паров в топке, МПа

$$p_{кп} = r_n \cdot p_{кп} = 0,2684 \cdot 0,1 = 0,02684$$

Оптическая толщина излучающего газового объема в межтрубном пространстве пучка, м

$$S_{\kappa n} = 0,9 \left(\frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d^2} - 1 \right) d = 0,9 \cdot \left(\frac{4}{3,14} \cdot \frac{1,12 \cdot 0,9}{0,06^2} - 1 \right) \cdot 0,06 = 0,201$$

Коэффициент ослабления лучей газами, 1/(м·МПа)

$$\kappa_z = \left(\frac{7,8 + 16 r_{H_2O}}{3,16 \sqrt{p_{n.m}} \cdot S_m} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \frac{g_m'' + 273}{1000} \right) = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,1887}{3,16 \sqrt{0,02684} \cdot 0,201} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \cdot \frac{627 + 273}{1000} \right) = 30,92$$

Степень черноты газового потока

$$a_{z.} = 1 - e^{-K \cdot P \cdot S} = 1 - e^{-30,92 \cdot 0,02684 \cdot 0,201} = 0,19$$

Температура загрязнений на стенках труб котельного пучка, °С

$$t_{3, \kappa n} = 0,5(t'_{\kappa n} + t''_{\kappa n}) = 0,5(107 + 130) + 60 = 179$$

Коэффициент теплоотдачи излучением монограммный, Вт/(м²К)

$$\alpha_{л.н} = 96$$

Коэффициент теплоотдачи излучением в котельном пучке, Вт/(м²К)

$$\alpha_{л. \kappa n} = \alpha_{л.н} \cdot a_{z. \kappa n} = 96 \cdot 0,19 = 18,24$$

Коэффициент тепловой эффективности

$$\Psi_{л.н} = 0,65$$

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²К)

$$\kappa_{\kappa n} = \Psi(\alpha_{\kappa} + \alpha_{л}) = 0,65(63,21 + 18,24) = 53,4$$

Количество теплоты, передаваемое в пучке теплопередачей, МДж\м³

$$Q_{\kappa.п.т} = (\kappa \cdot \Delta t \cdot H) / B_p = (53,4 \cdot 354,74 \cdot 96,5) / 0,172 = 10,6$$

Неточность с теплотой баланса, %

$$\Delta_{\kappaп} = \frac{Q_{\kappa.п.б.} - Q_{\kappa.п.т.}}{Q_{\kappa.п.б.}} 100 = \frac{10,66 - 10,6}{10,66} 100 = 0,56$$

2.3.4 Расчет теплообмена в экономайзере

Количество теплоты передаваемое в экономайзере, МДж/м³

$$Q_{\varepsilon.к.б.} = Q_{\kappa} / B_p - Q_{л} - Q_{\kappa.п.б.} = 9,65 / 0,172 - 15,023 - 10,66 = 1,122$$

Расход воды через экономайзер, кг/с

$$G_{\varepsilon\kappa} = 6,667$$

Температура воды на входе в экономайзер, °С

$$t'_{\varepsilon\kappa} = t'_{\kappa} = 70$$

Энтальпия воды при этой температуре, кДж/кг

$$i'_{\varepsilon\kappa} = i'_{\kappa} = 293$$

Энтальпия воды на выходе из экономайзера, кДж/кг

$$t''_{\varepsilon\kappa} = t'_{\varepsilon\kappa} + B \cdot Q_{\kappa.п.б.} / G_{\varepsilon\kappa} = 293 + 0,172 \cdot 1,122 / 6,667$$

Температура воды при этой энтальпии, °С

$$t''_{\varepsilon\kappa} = 76$$

Температура газов на входе в экономайзер, °С

$$g'_{\varepsilon\kappa} = g''_{\kappaп} = 205$$

Энтальпия газов при этой температуре, МДж/м³

$$I'_{\text{эк}} = I''_{\text{кл}} = 2,33$$

Присос воздуха в газоход экономайзера

$$\Delta\alpha_{\text{эк}} = 0,08$$

Энтальпия газов на выходе из экономайзера, МДж/м³

$$I''_{\text{эк}} = I'_{\text{эк}} - (Q_{\text{эк.б.}} / \varphi) + \Delta\alpha_{\text{эк}} \cdot I^0_{\text{х.б}} = 2,33 - (1,122 / 0,98) + 0,08 \cdot 0,382 = 1,24$$

Температура газов на выходе из экономайзера, °С

$$g''_{\text{эк}} = 152$$

Средняя температура газов, °С

$$g_{\text{эк}} = 0,5(g''_{\text{эк}} + g'_{\text{эк}}) = 0,5(152 + 205) = 178,5$$

Температурный напор при входе газов при противотоке, °С

$$\Delta t'_{\text{нрм}} = g'_{\text{эк}} - t''_{\text{эк}} = 205 - 76 = 129$$

Температурный напор на выходе газов при противотоке, °С

$$\Delta t''_{\text{нрм}} = g''_{\text{эк}} - t'_{\text{эк}} = 152 - 70 = 82$$

Температурный напор при противотоке, °С

$$\Delta t_{\text{нрм}} = \frac{\Delta t'_{\text{нрм}} - \Delta t''_{\text{нрм}}}{\ln \frac{\Delta t'_{\text{нрм}}}{\Delta t''_{\text{нрм}}}} = \frac{129 - 82}{\ln \frac{129}{82}} = 103$$

Температурный напор при входе газов при прямотоке, °C

$$\Delta t'_{нрм} = g'_{эк} - t'_{эк} = 205 - 70 = 135$$

Температурный напор на выходе газов при прямотоке, °C

$$\Delta t''_{нрм} = g''_{эк} - t''_{эк} = 152 - 76 = 76$$

Температурный напор при прямотоке

$$\Delta t_{нрм} = \frac{\Delta t'_{нрм} - \Delta t''_{нрм}}{\ln \frac{\Delta t'_{нрм}}{\Delta t''_{нрм}}} = \frac{135 - 76}{\ln \frac{135}{76}} = 103$$

Скорость газов в экономайзере, м/с

$$W_{эк} = \frac{V_g \cdot B_p}{F_{эк}} \cdot \frac{g_{эк} + 273}{273} = \frac{11 \cdot 0,172}{0,36} \cdot \frac{178,5 + 273}{273} = 8,7$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м²·K)

$$\alpha_{к,эк} = 60$$

Коэффициент тепловой эффективности

$$\Psi = 0,8$$

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·K)

$$\kappa_{эк} = \Psi \alpha_{к,эк} = 0,8 \cdot 60 = 48$$

Количество теплоты, которое может быть передано в экономайзер по условиям теплопередачи, МДж/кг

$$Q_{эк,т} = (\kappa \cdot \Delta t \cdot H) / B_p = (48 \cdot 103,6 \cdot 141,6) / 0,172 = 4,08$$

Энтальпия воды после смешения потоков воды, кДж/кг

$$i_{см} = [i''_{эк} \cdot G_{эк} + i'_{эк} (G_k \cdot G_{эк})] / G_k = [319,1 \cdot 6,667 + 293 \cdot (33,88 \cdot 6,667)] / 33,88 = 304,209$$

Температура воды после смешения, °С

$$t_{см} = 73.$$

2.4 Аэродинамический расчет тракта продуктов сгорания

2.4.1 Предварительные замечания к расчетам

Аэродинамический расчет газового тракта выполнен с целью проверки возможности использования тягодутьевых установок меньшей мощности, относительно установок, работающих в настоящее время.

Подача воздуха для горения газа в котле обеспечивается дутьевым вентилятором типа Ц-13–50 №5 производительностью 13000 м³/ч и регулируется осевым направляющим аппаратом, установленным перед всасывающим диффузором вентилятора. Направляющий аппарат соединен рычагом с осевым исполнительным механизмом типа М30 регулятора соотношений «газ-воздух» типа Р-25.3. Продукты горения поступают из топки в конвективную часть и далее по борову удаляются дымососом типа Д-18 в дымовую трубу.

Расчет выполнен по нормативному методу «Аэродинамический расчет котельных установок». В нем использованы динамические напоры, подсчитанные для воздуха, а в конце суммарный результат пересчитан на газ. В основу положены данные теплового расчета, изложенные в разделе 4 настоящей пояснительной записки.

Расход топлива при расчетной нагрузке котла, кг/с

$$B = 0,172$$

Объем продуктов сгорания на выходе из экономайзера при избытке воздуха в уходящих газах, нм³/кг

$$V_r = 13,197$$

Средняя температура газов в экономайзере, °С

$$g_{ЭК} = 178,5$$

Температура продуктов сгорания на выходе из экономайзера, °С

$$g''_{ЭК} = 152$$

Средняя скорость газов в экономайзере, м/с

$$W_{ЭК} = 8,7$$

Температура газов на выходе из котельного пучка, °С

$$g''_{КП} = 205$$

Средняя температура газов в котельном пучке, °С

$$g_{КП} = 627,5$$

Средняя скорость газов в котельном пучке, м/с

$$W_{КП} = 7,86$$

Разряжение в топке принимается, Па

$$h_m = 15$$

Барометрическое давление для данной местности, Па

$$h_{бар} = 100 \times 10^3$$

Разряжение перед котельным пучком, Па

$$h_{КП} = 15$$

Среднее живое сечение котельного пучка, м²

$$F_{КП} = 0,69$$

2.4.2 Расчет сопротивления котельного пучка

Число рядов по ходу газа в двух ходах котельного пучка

$$z = 36$$

Относительный поперечный шаг

$$\sigma_1 = \frac{S_1}{d} = \frac{100}{51} = 1,96$$

Относительный продольный шаг

$$\sigma_2 = \frac{S_2}{d} = \frac{110}{51} = 2,16$$

Отношение

$$\Psi = \frac{S_1 - d}{S_2 - d} = \frac{100 - 51}{110 - 51} = 0,83$$

Коэффициент сопротивления одного ряда труб коридорного пучка

$$\zeta_{\text{КП}} = 12,64$$

Динамическое давление в котельном пучке, Па

$$h_{\text{д}} = 11$$

Сопротивление котельного пучка, Па

$$h'_{\text{КП}} = \zeta_{\text{КП}} \times h_{\text{д}} = 12,64 \times 11 = 139$$

Поправочный коэффициент на сопротивление в камере догорания

$$K = 1,05$$

Сопротивление котельного пучка с учетом поправочного коэффициента, Па

$$\Delta h_{\text{КП}} = K \times \Delta h'_{\text{КП}} = 1,05 \times 139 = 146$$

2.4.3 Расчет сопротивления участка от котельного пучка до экономайзера

Входное сечение диффузора, м²

$$F_1 = 0,88 \times 0,54 = 0,48$$

Выходное сечение диффузора, м²

$$F_2 = 2,00 \times 0,4 = 0,8$$

Среднее сечение, м²

$$F = 0,5(F_1 + F_2) = 0,5(0,48 + 0,8) = 0,64$$

Отношение сечений

$$\frac{F_1}{F_2} = \frac{0,48}{0,8} = 0,6$$

Угол раскрытия диффузора

$$tg \frac{\alpha}{2} = \frac{F_1 - F_2}{2l} = \frac{0,8 - 0,48}{2 \times 11} = 0,15, \quad \alpha = 17^\circ$$

Коэффициент полноты удара

$$\varphi_P = 0,45$$

Коэффициент сопротивления выхода

$$\zeta_{\text{вых}} = 0,2$$

Коэффициент сопротивления диффузора

$$\zeta_{\text{диф}} = \varphi_P \times \zeta_{\text{вых}} = 0,45 \times 0,2 = 0,09$$

Средняя скорость газов на участке, м/с

$$\Psi = \frac{B \times V_\Gamma}{F} \times \frac{273 + \vartheta_{\text{КП}}''}{273} = \frac{0,172 \times 13,197}{0,64} \times \frac{273 + 205}{273} = 6,21$$

Динамическое давление на рассчитываемом участке, Па

$$h_{yч} = 10$$

Сопротивление участка, Па

$$h_{yч} = \zeta_{оиф} \times h_{yч} = 0,09 \times 10 = 1$$

2.4.4 Расчет поворотов от входа до выхода газов из экономайзера

Схема участка приведена на рис. 111. Подсчитываются сопротивления на входе в первую колонку экономайзера, при повороте на 90^0 из первой во вторую колонку вниз и на выходе из второй колонки.

Площадь выходного и входного сечения, m^2

$$F_1 = F_2 = 2,0 \times 0,45 = 0,9$$

Отношение сечений

$$\frac{F_1}{F_2} = \frac{0,9}{0,9} = 1$$

Произведение коэффициента, учитывающего влияние стенок, на исходный коэффициент сопротивления поворота

$$K_{\Delta} \times \zeta_0 = 1,4$$

Поправочный коэффициент к сопротивлению поворотов, зависящий от угла поворота $B = 1$. Поправочный коэффициент к сопротивлению поворотов, зависящий от формы сечения $C = 1$.

Коэффициент сопротивления поворотов

$$\zeta_{п} = 4K_{\Delta}\zeta_0BC = 4 \times 0,9 \times 1 \times 1 = 3,43$$

Динамическое давление газов на участке, Па

$$h_d = 23$$

Сопротивление поворотов, кПа

$$h_{нов} = \zeta_{II} \times h_d = 3,43 \times 23 = 79$$

2.4.5 Сопротивление в экономайзере

Диаметр трубы наружный, м

$$d = 0,076$$

Шаг ребра, м

$$S_{p\delta} = 0,025$$

Высота ребра, м

$$h_{p\delta} = 0,035$$

Средняя толщина ребра, м

$$\delta = 0,005$$

Сторона ребра, м

$$a_{p\delta} = 0,146$$

Поверхность одного ребра, м²

$$\frac{H}{n} = 2(a_{p\delta}^2 - \frac{\pi d^2}{4}) = 2 \times (0,146^2 - \frac{3,14 \times 0,076^2}{4}) = 0,034$$

Число рядов труб, омываемых трубами

$$z = 12$$

Длина неоребреной части трубы, м

$$l = \frac{\pi d^2 (S_{p\delta} - \delta)}{H/n} + \frac{2(a_{p\delta}^2 - 0,785d^2) + 4a_{p\delta}\delta}{H/n} \times \sqrt{a_{p\delta}^2 - 0,785d^2} = \frac{3,14 \times 0,076^2 (0,025 - 0,005)}{0,034} + \frac{2(0,146^2 - 0,785 \times 0,076^2) + 4 \times 0,146 \times 0,005}{0,034} \times \sqrt{0,146^2 - 0,785 \times 0,076^2} = 0,15$$

Шаг между трубами поперечный, м

$$S_1 = 0,15$$

Шаг между трубами продольный, м

$$S_2 = 0,15$$

Эквивалентный диаметр сжатого поперечного пучка, м

$$d_{\text{э}} = \frac{2[S_{\text{пб}}(S_1 - d) - 2\delta h_{\text{пб}}]}{2h_{\text{пб}} + S_{\text{пб}}} = \frac{2[0,025(0,15 - 0,076) - 2 \times 0,005 \times 0,035]}{2 \times 0,035 + 0,025} = 0,03$$

Отношение

$$\Psi = \frac{S_1 - d}{S_2 - d} = \frac{15 - 0,03}{15 - 0,03} = 1$$

Динамическое давление в экономайзере, Па

$$\Delta h_p = 6$$

Поправка на эквивалентный диаметр

$$C_{\text{э}} = 1$$

Поправка на длину неоребренной части

$$C_l = 1$$

Поправка на форму коридорного пучка

$$C_{\Psi} = 0,9$$

Поправка на число рядов

$$C_z = 1$$

Соппротивление экономайзера, Па

$$\Delta h_{\text{ЭК}} = C_{\text{э}} C_l C_{\Psi} C_z \Delta h_p z = 1 \times 1 \times 0,9 \times 1 \times 6 \times 12 = 65$$

2.4.6 Сопротивление участка от экономайзера до колена входного кармана дымососа

Этот участок имеет ту же конфигурацию и размеры, что и диффузор на выходе их котельного пучка. Поэтому их сопротивления принимаются равными.

$$\Delta h_{\text{диф}} = \Delta h_{\text{уч}} = 1 \text{Па}$$

2.4.7 Сопротивление поворота перед входом в дымосос

Ширина участка, м

$$b = 1,1$$

Радиус поворота участка, м

$$r = 0,1$$

Отношение

$$\frac{r}{b} = \frac{0,1}{1,1} = 0,1$$

Произведение коэффициента, учитывающего влияние шероховатости стенок, на исходный коэффициент сопротивления поворота

$$K_{\Delta} \times \zeta_0 = 0,72$$

Поправочный коэффициент к сопротивлению поворотов, зависящий от угла поворота $B = 1$. Поправочный коэффициент к сопротивлению поворотов, зависящий от формы поворота $C = 1$.

Коэффициент сопротивления поворота

$$\zeta_{BX} = K_{\Delta} \zeta_0 BC = 0,82 \times 1 \times 1 = 0,72$$

Динамическое давление газов на участке, Па

$$h_{\partial} = 25$$

Сопротивление участка, Па

$$\Delta h_{BX} = \zeta_{BX} \times h_{\partial} = 0,72 \times 25 = 18$$

2.4.8 Расчет самотяги трубы

Расстояние от оси горелок до потолка, м

$$H_m = 3,4$$

Участок трубы, на которой развивается самотяга, м

$$H_C = H_{mp} - H_m = 30 - 3,4 = 26,6$$

Самотяга трубы, Па

$$\Delta H_{mp} = h'_C H_C = 0,045 \times 26,6 = 1,2$$

Самотяга газового тракта, Па

$$H_{\Gamma} = \Delta H_{mp} + h_m + h_{\kappa\lambda} = 1,2 + 15 + 15 = 31,2$$

Перепад полных давлений в газовом тракте, Па

$$\Delta H_n = H - H_{\Gamma} = -31,2 = 310 - 31,2 = 278,8$$

2.4.9 Выбор типа дымососа и электродвигателя, обеспечивающего заданный напор и производительность

Полное сопротивление газового тракта, Па

$$H = \Delta h_{\kappa\lambda} + \Delta h_{\gamma\delta} + \Delta h_{\text{нов}} + \Delta h_{\text{ек}} + \Delta h_{\text{оиф}} + \Delta h_{\text{ex}} = 146 + 1 + 79 + 65 + 1 + 18 = 310$$

Присос воздуха на участке тракта от экономайзера до дымососа принимается $\Delta\alpha = 0,01$.

Расход газов у дымососов, м³/ч

$$V_{\partial} = B(V_{\Gamma} + \Delta\alpha V^0) \frac{g''_{\partial K} + 273}{273} \times 3600 = 0,172(13,197 + 0,01 \times 9,57) \times \frac{152 + 273}{273} \times 3600 = 12800$$

Коэффициент запаса дымососа по производительности $\beta_1 = 1,1$.

Коэффициент запаса дымососа по давлению $\beta_2 = 1,2$.

Количество одинаковых параллельно работающих дымососов у одного котла $z = 1$.

Необходимая расчетная производительность дымососа, м³/ч

$$Q = \beta_1 \frac{V_{\partial}}{z} \times \frac{760}{h_{\partial ap} - \frac{\beta_2 \times \Delta H_n}{13,6}} = 1,1 \frac{12800}{1} \cdot \frac{760}{750 - \frac{1,2 \cdot 27,9}{13,6}} = 14300$$

Коэффициент пересчета давления к заводской характеристике

$$K_{\rho} = \frac{0,132}{\rho_{\partial}} \cdot \frac{273 + g''_{\partial K}}{273 + t} \cdot \frac{760}{h_{\partial ap} - \frac{\beta_2 \cdot \Delta H_n}{13,6}} = \frac{0,132}{1,32} \cdot \frac{273 + 152}{273 + 178,5} \cdot \frac{760}{750 - \frac{1,2 \cdot 27,9}{13,6}} = 0,096$$

Необходимое полное расчетное давление, Па

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H_n = 1,2 \cdot 310 = 372$$

Каталожное давление

$$H_p^{np} = K_{\rho} \cdot H_p = 0,096 \cdot 372 = 35,7$$

Потребляемая мощность дымососа, кВт

$$W = \frac{1}{K_p} \cdot \frac{Q_p \cdot H_p^{np}}{3670 \cdot \eta_{\Sigma}} = \frac{1}{0,096} \cdot \frac{14300 \cdot 35,7}{3670 \cdot 90,01} = 16,1$$

Расчетная мощность двигателя, кВт

$$W_{\text{дв}} = 1,05 \cdot W = 1,05 \cdot 16,1 = 17$$

Работа котла обеспечивается дымососом типа ДН-10. Привод дымососа осуществляется электрическим двигателем переменного типа А 101–8М, номинальное напряжение его составляет 220/380 В, мощность – 75 кВт, скорость вращения – 750 об/мин.

3. Тепловая автоматика и измерение

Автоматика защиты котлов предназначена для мгновенного прекращения подачи газа на горелки котла при нарушении одного из параметров и его световой и звуковой сигнализации. Перечень необходимых приборов и средств автоматизации приведен в табл. 3.1

Таблица 3.1 – Таблица средств автоматизации

№ пп	Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип	Кол
1	2	3	4
1.	Температура T=70 °С, обратная сетевая вода перед котлом. Термометр технический ртутный прямой, ГОСТ 2823–73. Длина верхней части 160 мм, нижней – 235 мм. Шкала (0–100) °С	П-4– 1°С-160–253	1
2.	Температура T=150 °С, прямая сетевая вода после котла. Термометр технический ртутный прямой, ГОСТ 2823–73. Длина верхней части 160 мм, нижней – 235 мм. Шкала (0–200) °С	П-6– 1°С-160–253	2
3.	Температура T=70 °С подшипников дымососов. Температура T=70 °С подшипников вентилятора. Термометр технический ртутный прямой, ГОСТ 2823–73. Длина верхней части 160 мм, нижней – 103 мм. Шкала (0–100) °С	П-4– 1°С-160–103	2
4.	Температура T=150 °С. Мазутопровод к котлу. Термометр технический ртутный прямой, ГОСТ 2823–73. Длина верхней части 160 мм, нижней – 66 мм. Шкала (0–160) °С	П-5– 1°С-160–66	1
5.	Температура T=70 °С, трубопроводов обратной сетевой воды перед котлом. Термопреобразователь сопротивления платиновый с защитной гильзой. Длина защитной части 200 мм. Предел измерения (-50 ÷ +600) °С	ТСП-0879	1
6.	Температура T=70 °С, трубопроводов прямой сетевой воды после котла. Предел измерения (-50 ÷ +600) °С	ТСП-0879	1
7.	Температура мазута T=120 °С. Мазутопровод к котлу. Термопреобразователь сопротивления платиновый. Номинальная статическая характеристика 100П. Длина монтажной части 120 мм. Предел измерения (-50 ÷ +600)°С	ТСП-0879	1
8.	Температура дымовых газов T=160°С. Газоход после котла. Термопреобразователь сопротивления платиновый. Номинальная статическая характеристика 100П. Длина монтажной части 320 мм. Предел измерения (-50 ÷ +600)°С	ТСП-0879	1

9.	Мост автоматический следящего уравнивания для измерений и записи температуры на шести точках измерения. Номинальная статическая характеристика 100П. Скорость продвижения диаграммной ленты 60 мм/ч ТУ 25–1610.001–82. Предел измерения (0–200) °С	КСМ2–019	1
10.	Температура мазута Т=120 °С. Мазутопровод на котел. Термометр показывающий сигнализирующий газовый. Длина соединительного капилляра – 6 мм. Длина погружения баллона – 200 мм. Предел измерения (0–150) °С	ТГП-100 ЭК	1
11.	Температура в топке Т= 400 °С. Топочные газы. Термометр показывающий сигнализирующий газовый. Длина соединительного капилляра – 6 мм. Длина погружения баллона – 250 мм. Предел измерения (0–400) °С	ТГП-100 ЭК	1
12.	Температура Т=70°С подшипников дымососов. Температура Т=70°С подшипников вентилятора. Аппаратура температурной встроенной защиты. В комплект входят: 1. Температурное реле РТ-230У-1 шт. 2. Термодатчик ТДП-231У-1 шт. Область контролируемых температур (+24÷131)°С. Напряжение питания 220 В. Контролируемая температура срабатывания 60°С	АТВ-229	2
13.	Температура воды Т=150 °С. Трубопровод после котла. Термометр показывающий сигнализирующий газовый. Длина соединительного капилляра – 6 мм. Длина погружения баллона – 200 мм. Предел измерения (0–200) °С	ТГП-100 ЭК	1
14.	Температура дымовых газов Т=160 °С. Газоход после котла. Термометр показывающий сигнализирующий газовый. Длина соединительного капилляра – 6 мм. Длина погружения баллона – 200 мм. Предел измерения (0–200) °С	ТГП-100 ЭК	1
15.	Давление Р=4820 кгс/см ² на растопку. Манометр показывающий общего назначения. Верхний предел измерения 1 кгс/см ² ТУ 25.02.181071–78	МТП-160–1	1
16.	Давление Р=4820 кгс/см ² газопровод на горелку. Манометр показывающий общепромышленного исполнения. Верхний предел измерения 1 кгс/см ² ТУ 25.02.181071–78	МТП-160–1	2
17.	Давление воды Р=11,5 кгс/см ² , трубопроводов сетевой воды после котла. Манометр показывающий общепромышленного исполнения. Верхний предел измерения 16 кгс/см ² ТУ 25.02.181071–78	МТП-160–15	1
18.	Давление воды Р=12,8 кгс/см ² , трубопроводов сетевой воды к котлу. Манометр показывающий общепромышленного исполнения. Верхний предел измерения 16 кгс/см ² ТУ 25.02.181071–78	МТП-160–15	1
19.	Давление мазута Р=2 кгс/см ² мазутопровод к горелке. Манометр показывающий электроконтактный. Верхний предел измерения 4 кгс/см ² ТУ 25.02.181031–75	ЭКМ-1У-4	2
20.	Давление Р=323 кгс/см ² . Воздушный короб. Датчик реле напора. Предел настройки (60...600) кгс/см ²	ДН-600–12	2
21.	Давление Р=323 кгс/см ² . Воздушный короб. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый. Предел измерения (0–630) кгс/см ² ТУ 25.02.1489–73	КПД1–501	1

22.	Давление $P=323$ кгс/см ² . Миниатюрный автоматический взаимозаменяемый прибор, показывающий с дифтрансформаторной измерительной схемой. Кулачек линейный. Предел измерения (0–530) кгс/см ²	ДМ мод. 235 73	1
23.	Разряжение $P=2$ кгс/см ² топки котла. Датчик-реле тяги. Предел настройки (4–40) кгс/см ²	ДН-40–12	1
24.	Давление воздуха $P=950$ кгс/м ² . Воздушный короб к горелке. Напоромер мембранный показывающий. Предел измерения (0–1000) кгс/м ²	НМП-100	2
25.	Давление газа $P=4820$ кгс/см ² . Газопровод к горелке. Датчик-реле. Предел измерения (0,06–0,6) кгс/м ²	ДД-1000–12	2
26.	Давление воздуха $P=950$ кгс/м ² . Воздушный короб к горелке. Датчик-реле напора. Предел измерения (100–1000) кгс/м ²	ДН-1000–12	1
27.	Давление пара $P=7$ кгс/м ² . Паропровод на продувку. Манометр показывающий общепромышленного исполнения. Верхний предел измерения 10 кгс/см ² ТУ 25.02.181071–78	МТП-160–10	1
28.	Давление мазута $P=2$ кгс/см ² мазутопровод к котлу. Манометр показывающий общепромышленного исполнения. Верхний предел измерения 4 кгс/см ² ТУ 25.02.181031–78	МТП-160–4	1
29.	Давление мазута $P=2$ кгс/см ² мазутопровод к котлу. Преобразователь давления взаимозаменяемый. Верхний предел измерения 4 кгс/см ² ТУ 25.02.181031–74	МЭД модель 22364	1
30.	Сосуд разделительный средний ГОСТ 14320–73	СРС-63–1-а	4
31.	Прибор с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой, показывающей и сигнализирующей. Верхний предел измерения 2,5 кгс/см ² . Кулачек линейный	КПД1–503	1
32.	Давление газа $P=0,482$ кгс/см ² газопровод к котлу. Преобразователь давления взаимозаменяемы. Верхний предел измерения 1 кгс/см ² ТУ 25.02.051617–74	МЭД модель 22364	1
33.	Прибор с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой, показывающей и сигнализирующей. Верхний предел измерения 1 кгс/см ² . Кулачек линейный	КПД1–503	1
34.	Давление газа $P=0,5$ кгс/см ² газопровод к котлу. Манометр показывающий общепромышленного исполнения. Верхний предел измерения 1 кгс/см ² . Кулачек линейный	МТП-160–1	1
35.	Давление воздуха $P=60323$ кгс/м ² . Воздушный короб. Датчик-реле напора. Предел измерения (60–600) °С	ДН-600–12	1
36.	Давление воды $P=11,5$ кгс/см ² , трубопроводов воды после котла. Преобразователь давления взаимозаменяемы. Верхний предел измерения (0–16) кгс/см ² ТУ 25.05.1617–74	МЭД модель 22364	1

37.	Прибор с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой, показывающей и сигнализирующей. Скорость продвижения диаграммной ленты 60 мм/ч. Шкала (0–16) кгс/см ²	КДЕ КСД-017	1
38.	Разряжение Р= -2 кгс/см ² топки котла. Манометр дифференциальный колокольный взаимозаменяемый, Номинальный перепад Р=10 кгс/см ² ТУ-25–0250–74	ДКО модель 3702	1
39.	Прибор с дифтрансформаторной схемой. Скорость продвижения диаграммной ленты 60 мм/ч. Шкала (-5 ÷ +5) кгс/см ²	КПД1–503	1
40.	Разряжение Р= -2 кгс/м ² . Топка котла. Тягомер мембранный показывающий. Шкала (-12,5 ÷ 12,5) ТУ-25–02–11–1116–77 Класс точности 1,5	ТН МП-52	1
41.	Разряжение Р= -147 кгс/см ² . Газоход котла. Тягонапормер дифференциальный жидкостный. Верхний предел измерения 160 кгс/м ² .	ТДЖ-1–160	1
42.	Давление Р=323 кгс/см ² . Напорный патрубок вентилятора. Тягомер жидкостный. Верхний предел измерения 400 кгс/м ²	ТДЖ-1–400	1
43.	Разряжение Р= -2 кгс/см ² . Топка котла. Тягомер дифференциальный. Предел измерения (0 – 50) кгс/м ²	ДТ-2–50	1
44.	Прибор регулирующий ТУ 25.02.1948–76	Р 25.1.1	1
45.	У дымососа механизм электрический однооборотный	МЭО-630/63 –05	1
46.	Пускатель бесконтактный реверсивный	ПБР-2М	1
47.	Дистанционный показатель положения	ДУП-М	1
48.	Расход мазута 5985 кг/ч. Мазутопровод к котлу. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый. Преобразователь давления взаимозаменяемый ТУ 25–02–1489–73	ДМ мод. 235 73	1
49.	Малогабаритный автоматический показывающий самопишущий прибор с дифтрансформаторной измерительной схемой. Предел измерения (0 – 6300) кг/ч. Скорость продвижения диаграммной ленты 60 мм/ч	КСД1–004	1
50.	Диафрагма камерная на Д _у = 50 мм и Р= 10 кгс/см ² с тремя парами отборов ГОСТ 14321–73 Р = 0,4 кгс/см ²	ДК-10–50– 11-а/6-2	1
51.	Сосуд разделительный средний ГОСТ 14320–73	СРС-63–1-а	2
52.	Расход G = 6350 мм ³ /ч, газопровод к котлу. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый. Р=630 кгс/м ²	ДМ модель 23573	1
53.	Диафрагма камерная на Д _у = 300 мм и Р= 10 кгс/см ² с четырьмя парами отборов ГОСТ 14321–73	ДК-10–300– 11-а/6-1	1
54.	Малогабаритный автоматический показывающий самопишущий прибор с дифтрансформаторной измерительной схемой. Предел измерения (0 – 8000) мм ³ /ч. Скорость продвижения диаграммной ленты 60 мм/ч	КСД-1–0,04	1
55.	Расход G = 618 мм ³ /ч, трубопровод сетевой воды. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый	ДМ модель 23573	1
56.	Диафрагма камерная на Д _у = 300 мм и Р= 25 кгс/см ² с двумя парами отборов ГОСТ 14321–73	ДК-2–300– 11-а/6-1	1

57.	Сосуд конденсационный малый ГОСТ 14318–73	СКМ-40–1-а	1
58.	Малогабаритный автоматический показывающий самопишущий прибор с дифтрансформаторной измерительной схемой. Предел измерения (0 – 800) нм ³ /ч. Скорость продвижения диаграммной ленты 60 мм/ч	КСД-018	1
59.	Расход мазута 5985 кг/ч. Мазутопровод к котлу. Счетчик жидкости с овальными шестернями, унифицированный. Номинальный расход жидкости при вязкости $24 \cdot 10^{-6}$. ТУ 25–02.071625–82	ШЖУ-40С-6	1
60.	Расход $G = 6350$ мм ³ /ч, газопровод к котлу. Дифманометр показывающий с интегратором. Верхний предел измерения 8000 нм ³ /ч. ТУ 25–02.100259–83. Номинальный перепад 630 кгс/см ²	ДСП-71И	1
61.	Расход $G = 6350$ мм ³ /ч, газопровод к котлу. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый. $P=630$ кгс/м ³	ДМ модель 23573	1
62.	Расход мазута 5985 кг/ч. Мазутопровод к котлу. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый.	ДМ модель 23573	1
63.	Температура $T=110^{\circ}\text{C}$, трубопроводов обратной сетевой воды перед котлом. Термопреобразователь сопротивления медный. Номинальная статическая характеристика 150М. Длина монтажной части 200 мм. Предел измерения $(-50 \div +200)^{\circ}\text{C}$	ТСМ-0879	1
64.	Температура $T=110^{\circ}\text{C}$, трубопроводов сетевой воды после котла. Термопреобразователь сопротивления медный. Номинальная статическая характеристика 50М. Длина монтажной части 200 мм. Предел измерения $(-50 \div +200)^{\circ}\text{C}$	ТСМ-0879	1
65.	Прибор регулирующий ТУ 25.02.1948–76	Р 25.1.1	1
66.	Прибор корректирующий	К 16.1	1
67.	Заслонка на газопроводе, клапан на мазутопроводе. Механизм исполнительный электрический однооборотный	М30–100–86–0.25и	2
68.	Пускатель бесконтактный реверсивный	ПБР-2М	
69.	Дистанционный указатель положения	ДУП-М	2
70.	Расход $G = 6350$ мм ³ /ч, газопровод к котлу. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый.	ДМ модель 23573	1
71.	Расход мазута 5985 кг/ч. Мазутопровод к котлу. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый.	ДМ модель 23573	1
72.	Расход $G = 65000$ м ³ /ч. Воздуховоды за вентилятором. Манометр дифференциальный мембранный взаимозаменяемый.	ДМ модель 23573	1
73.	Существующее устройство «Сопло Вентури»		1
74.	Прибор регулирующий ТУ 25.02.1948–76	Р 25.1.1	1
75.	Направляющий аппарат вентилятора, механизм исполнительный электрический однооборотный	М30 63 А	1

76.	Запально-защитное устройство, в состав которого входят: 1. запальник ствола =700 мм-1 шт. 2. электромагнитный вентиль СВФ-10–1 шт. 3. трансформатор высоковольтный-1 шт. 4. фотодатчик-1 шт. 5. ионизационный датчик = 500 мм-1 шт. 6. управляющий прибор-2 шт 7. провод высокого напряжения	ЗЗУ-4	2
77.	«Факел-2» в состав комплекта входят: 1. фотодатчик-2 шт. 2. сигнализатор «Факел-2»-1 шт	«Факел-2» компл.	1
78.	Пускатель бесконтактный реверсивный	ПБР-2М	1
79.	Дистанционный указатель положения	ДУП-М	2
80.	Содержание кислорода в дымовых газах Газоанализатор кислорода, в состав которого входят: 1. газоаналитический преобразователь-1 шт. 2. блок пробоподготовки-1 шт. 3. отчетное устройство на базе патенциометра КСП 2–005–1 шт. 4. фильтр-1 шт	МН-5106	1

4. Охрана труда

4.1 Характеристика котельной и общие вопросы техники безопасности

Основное оборудование отопительной котельной Бородинского м-на – пять котлов типа ТВГ-8М, пять котлов типа КВ-ГМ-50, водоподготовительная установка, устройство для деаэрации воды, подогреватели сетевой воды, питательные и сетевые насосы, тягодутьевые устройства. Стены наружных ограждений выполнены из силикатного кирпича толщиной 385 мм. Опорные колонны сечением 400х400 мм с расстоянием между осями 6 м вверху связаны бетонными фермами, поверх которых уложены бетонные плиты перекрытий.

По степени пожароопасности помещение котельной относится к категории Г [21].

Помещение в пределах одной ячейки разделено перекрытием на два этажа открытых в сторону котельной. В пределах нижнего этажа размещены бытовые и вспомогательные помещения для обслуживающего персонала. На втором находятся кабинеты мастера котельной, мастера КИПиА, комната с щитом управления котельной.

4.2 Основные вредности и опасности в котельной и мероприятия по их устранению

Аварии и неполадки в работе котлоагрегатов представляют опасность для здоровья и жизни людей. В связи с этим эксплуатацию и регулирование работы ведут специально обученные машинисты, получившие право на уход за ними.

В общих случаях может быть разрушена целостность отдельных элементов котла, не исключена возможность ожогов при соприкосновении с нагретыми поверхностями и трубопроводами, разрушения обмуровки и ожогов горячими продуктами сгорания, пожаров, поражением электрическим током.

В свое время при проектировании котельной предусмотрены и реализованы технические решения, исключающие возможность перечисленных опасностей. Для предупреждения возможного повреждения элементов парогенератора при повышении давления сверх допустимого на барабане парогенератора и на выходе воды из экономайзера установлены предохранительные клапаны, возможные ожоги персонала паром или перегретой водой практически также исключены, поскольку все соединения трубопроводов выполнены сваркой. Исключается, соответственно, возможность нарушения прокладки или болтовых соединений. Исчезает возможность ожогов персонала продуктами сгорания: на газоходах парогенератора и экономайзера установлены взрывные клапаны с отводом газа в верхнюю часть помещения.

В котельной выполнен стенд с требованиями правил техники безопасности, которые предупреждают возможность поражения электрическим током. Все электродвигатели и другие установки, использующие электрический ток, присоединены к общему контуру заземления. Заземлены также кнопкопускатели.

Для настоящего дипломного проекта существенным является разработка мероприятий в период проведения работ по демонтажанию тягодутьевых устройств. Эти работы предполагается выполнить в летний период. Однако в это время часть оборудования будет находиться в работе, поскольку сохраняется необходимость в горячем водоснабжении.

На рабочем месте электромонтера по ремонту и обслуживанию электрооборудованию ПДУ шума составляет 80,0 дБ и не превышает ПДУ согласно ДСН 3.3.6.037–99, что соответствует 2 классу по гигиенической классификации труда №4137–86.

На рабочем месте электромонтера по ремонту и обслуживанию электрооборудованию концентрация диоксида азота составляет 2,0 мг/м³, оксида углерода – 20,0 мг/м³, что не превышает ПДК согласно ГОСТ 12.1.005–88. Условия труда с учетом односторонности действия указанных веществ соответствуют 2 классу по гигиенической классификации труда №4137–86.

4.3 Освещение

Освещение может быть естественным, искусственным или смешанным, сочетающим естественное и искусственное.

Различают три вида естественного освещения: боковое (через окна в наружных стенах), верхнее (через световые фонари и проемы покрытий), и комбинированное (через окна, фонари, проемы).

Демонтирование и установка электродвигателей будет выполняться при комбинированном освещении. Коэффициент естественной освещенности – 0,5%. Освещение рабочего места осуществляется с помощью переносных ламп при напряжении не более 12 В.

Освещенность должна составлять не менее 300 лк при использовании любых ламп (система комбинированного освещения).

4.4 Вентиляция

Помещение котельной оборудовано системой приточно-вытяжной механической вентиляции. Аварийная вытяжная вентиляция должна обеспечивать кратность воздухообмена не менее 8 объемов в час (без учета производительности рабочей вытяжной вентиляции). Использование аварийной вентиляции в качестве рабочей недопустимо. Пусковые устройства аварийной вентиляции размещают внутри вентилируемых помещений (у выходов), так и вне их, на наружной стене здания.

Микроклимат в помещении:

- а) температура воздуха – $15 \div 27^{\circ}\text{C}$;
- б) скорость движения воздуха – $0,2 \div 0,5$ м/с;
- в) относительная влажность воздуха – 60%.

4.5 Общие требования пожарной безопасности к техническому оборудованию

Электроустановки должны соответствовать «Правилам устройства электроустановок потребителей», «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей», Правилам пожарной безопасности в Украине».

Электрические машины, аппараты, оборудование, электропровода и кабели по исполнению и степени защиты должны соответствовать классу зоны, иметь аппаратуру защиты от токов короткого замыкания.

Плавкие вставки предохранителей должны быть калиброванные с обозначением на клейме номинального напряжения. Применение самодельных некалиброванных плавких вставок запрещается.

Переносные светильники должны быть защищены защитными стеклянными колпаками и сетками. Для этих светильников и другой переносной электроаппаратуры следует применять гибкие кабели и провода с медными жилами.

Устройство и эксплуатация временных электропроводок не разрешается.

Расстояние между светильниками, лампами накаливания и предметами из горючих материалов должно быть не менее 0,5 м.

Запрещается:

а) применение самодельных удлинителей, которые не соответствуют правилам ПУЭ;

б) применение для отопления помещений самодельных электронагревательных приборов или не соответствующих требованиям;

в) использование поврежденных розеток, выключателей, распределительных коробок;

г) подвешивание светильников на токопроводящем проводе, эксплуатация без защитных колпаков;

д) складирование горючих материалов на расстоянии 1 м от электрооборудования под электроцитами.

На каждом участке должен быть установлен порядок отключения напряжения на случай пожара. При этом электропитание систем пожаротушения, противопожарного водоснабжения и аварийного освещения должны быть не отключенными.

Все электрооборудование подлежит занулению или заземлению, на участке иметь акты испытаний.

Провисание электропроводов, соприкосновение их между собой или элементами здания и различными предметами должны немедленно устраняться, электророзетки, выключатели должны устанавливаться с подкладкой под них негорючего основания.

Здания, сооружения и наружные установки должны защищаться от попадания молнии и ежегодно проверяться с составлением акта.

4.6 Загрязнение атмосферы

Среди различных отраслей народного хозяйства энергетика занимает первое место в загрязнении атмосферы выбросами пыли, оксидами серы и азота. В современных условиях к очистке выбросов промышленности предъявляются повышенные требования, эффективность очистных установок должна быть не ниже 99%.

Под качеством атмосферы понимают совокупность ее свойств, определяющих степень воздействия физических, химических и биологических факторов на людей, растительный и животный мир, а также на материалы, конструкции и окружающую среду в целом. Качество атмосферы зависит от ее загрязненности, причем сами загрязнения могут попадать в нее от природных и антропогенных источников. С развитием цивилизации в загрязнении атмосферы все больше и больше превалируют антропогенные источники.

В зависимости от формы материи загрязнения подразделяют на вещественные, энергетические и вещественно-энергетические. К первым относят механические, химические и биологические загрязнения, которые обычно

объединяют общим понятием – примеси, ко вторым, – тепловые, акустические, электромагнитные и ионизирующие излучения, а также излучения оптического диапазона; к третьим – радионуклиды.

В глобальном масштабе наибольшую опасность представляет загрязнение атмосферы примесями, так как атмосферный воздух выступает своего рода посредником загрязнения всех других объектов природы, способствуя распространению больших масс загрязнения на значительные расстояния. Промышленными выбросами (примесями), переносимыми по воздуху, загрязняется Мировой океан, закисляются почва и вода, изменяется климат и разрушается озоновый слой.

Под загрязнением атмосферы понимают привнесение в нее примесей, которые не содержатся в природном воздухе или изменяют соотношение между ингредиентами природного состава воздуха.

Численность населения Земли и темпы его роста являются предопределяющими факторами повышения интенсивности загрязнения всех геосфер Земли, в том числе и атмосферы, так как с их увеличением возрастают объемы и темпы того, что добывается, производится, потребляется и отправляется в отходы. Наибольшее загрязнение наблюдается в городах, где обычные загрязнители – это пыль, сернистый газ, оксид углерода, диоксид азота, сероводород и др. В некоторых городах в связи с особенностями промышленного производства в воздухе содержатся специфические вредные вещества, такие, как серная и соляная кислота, стирол, бензапирен, сажа, марганец, хром, свинец, метилметакрилат.

4.7 Очистка выбросов от пыли в энергетике

Для очистки газов от пыли в энергетике широкое распространение в нашей стране получили различные очистные установки: батарейные циклоны, трубы. Батарейные циклоны по своей конструкции аналогичны установкам, используемым для очистки газов в агломерационном производстве.

Скрубберы МП ВТИ и ЦС ВТИ на большинстве электростанций при реконструкции заменены на трубы Вентури с центробежными каплеуловителями.

Из установок мокрой очистки последние являются наиболее эффективными и надежными. Условия эксплуатации мокрых газоочистных установок в энергетике аналогичны условиям их применения в агломерационном производстве. Поэтому здесь остановимся более подробно на электрической очистке газов.

Электрофильтры с высокой эффективностью до 90% очищают газы ТЭЦ, отапливаемые сернистым углем. При малосернистом и высокозональном угле электрофильтры не обеспечивают требуемой степени очистки. Основная причина этого заключается в высоком УЭС слоя осажденной пыли – более 10^9 Ом м.

Высокое значение УЭС пыли значительно снижает эффективность пылеулавливания в электрорфильтре в результате запыряния короны, когда на поверхности осажденного слоя пыли накапливается такой заряд, при котором прекращается коронный разряд, разность потенциалов между коронирующим и осадительным электродами становится близкой к нулю и осаждении частиц пыли прекращается; возникновения обратной короны, когда на поверхности слоя пыли заряд достигает такой величины, что происходит разряд, в результате чего часть пыли нейтрализуется, часть – приобретает заряд противоположного знака, при этом частицы пыли поступают в газовый поток.

Повышение эффективности пылеулавливания в фильтрах ТЭЦ, сжигающих малосернистое топливо, может быть достигнуто в результате снижения удельного сопротивления слоя пыли. Все мероприятия, направленные на достижение высокого значения эффективности работы электрофильтров, можно разделить на три группы:

снижение электрического сопротивления пыли повышением температуры очищаемых газов – приводит к увеличению электронной эмиссии и повышению проводимости пыли;

снижение электрического сопротивления пыли путем ведения в газовый поток кондиционирующих добавок (пар, аммиак, оксиды азота и др.) или

снижением температуры газов до точки росы, при этом в результате капиллярной конденсации увеличивается проводимость слоя пыли;

применение импульсных и знакопеременных источников высоковольтного электрического питания электрофильтров.

Перед электрофильтрами температура газов составляет обычно 140–160⁰С, влажность их низкая, удельное электрическое сопротивление пыли составляет более 10⁹ Ом · м. При увеличении температуры газов до 340–430⁰С УЭС снижается до оптимального уровня – 10⁶-10⁷ Ом · м. Несмотря на то, что объем газов почти удваивается, следовательно, почти в два раза увеличивается их скорость в электрофильтрах, а время пребывания в аппарате сокращается, эффективность пылеулавливания значительно возрастает и отвечает требованиям санитарных норм. В зарубежной практике в 70-е так называемые «горячие» электрофильтры получили широкое распространение. Длительный опыт эксплуатации показал их малую перспективность, основными причинами которой оказались: необходимость применения высококачественных конструкционных сталей, что значительно удорожает стоимость оборудования электрофильтра; большие потери тепла, что приводит к удорожанию электроэнергии и повышенному расходу топлива.

Перспективным направлением в кондиционировании газов является увеличение влажности газов перед электрофильтрами на 8–16 г/м³ за счет передачи пароводяной смеси в газоходы или установки специального скруббера полного испарения, а также сухое охлаждение газов до температуры 90–130⁰С. На Кемеровской ГРЭС за котлом паропроизводительностью 420 т/ч установлен электрофильтр типа ПГДС, эффективность пылеулавливания в котором без кондиционирования газов составляет 97%. При подаче пароводяной смеси перед электрофильтром эффективность увеличивалась до 99,0–99,5% за счет снижения УЭС пыли в 6 раз и повышения пробивной прочности межэлектродного промежутка на 10%. На Березовской ГРЭС-1 за котлом П-67 перед четырехпольным электрофильтром предусмотрено сухое охлаждение газов со 160 до 140⁰С пропусканием 20% их через воздухоподогреватель с последующей

утилизацией тепла в теплообменниках для подогрева воды. Эффективность пылеулавливания достигла 99%. Этот способ имеет преимущества, так как позволяет утилизировать тепло, хотя, с другой стороны приводит к усложнению системы отвода и очистки, так как необходима установка двух дополнительных теплообменных агрегатов. На Владивостокской ТЭЦ-1 за котлом БКЗ-210 охлаждение газов со 158 до 135⁰С при одновременном снижении их скорости с 1,4 до 1,1 м/с позволило повысить эффективность пылеулавливания в трехпольном электрофилтре с 95,4 до 99,5%.

Их числа химических реагентов наибольшее распространение получило кондиционирование газов газообразными оксидами серы, при подаче которых эффективность электрофилтра повышается с 85 до 99%. При этом оксиды серы в результате последующих химических реакций полностью поглощаются щелочными составляющими пыли, не вызывая коррозии оборудования и вторичного загрязнения атмосферы. В зарубежной практике этот метод нашел широкое распространение, изучался вопрос кондиционирования газов твердыми натриевыми соединениями – поваренной солью, содой, серноокислым натрием. При этом сопротивление слоя пыли снижалось на два порядка, эффективность пылеулавливания возрастала до 99%.

Одним из перспективных, не требующих значительных затрат способов повышения эффективности пылеулавливания в электрофилтрах является способ питания электрофилтра импульсным напряжением. Сущность импульсного питания электрофилтра заключается в том, что имеется два источника питания, один из них работает на постоянном пониженном напряжении, например 20-30 кВ, а второй через определенные промежутки времени (3-40 мс) в течение 0,2-0,5 мс подает напряжение 50–60 кВ. Опыт эксплуатации показал достаточно высокую эффективность применения импульсного питания, к. п. д. работы электрофилтра повысился с 88,5 до 94% для очистки пыли сопротивлением 10^9 - 10^{11} Ом · м и с 96,1 до 97,4% – 10^8 - 10^9 Ом · м.

В настоящее время для новых крупнейших электростанций ведутся разработки современных технических решений по достижению при минимальных

затратах требований санитарных норм по очистке газов от летучей золы. При этом решению подлежат две проблемы: разработка компактной конструкции электрофильтра, которая бы разместилась в блоке ТЭС; обеспечение остаточного содержания в выбрасываемых газах при сжигании высокозольных углей, когда начальная запыленность газов превышает 60 г/м^3 , в пределах $0,1-0,2 \text{ г/м}^3$. Поскольку при работе электрофильтров с повышенной длиной осадительных электродов (более 12 м) было отмечено снижение эффективности пылеулавливания по сравнению с электрофильтрами с длиной электродов 7 и 9 м, то на вновь строящихся электростанциях будут установлены двухъярусные электрофильтры с обычной длиной электродов. Ожидаемая эффективность пылеулавливания составляет 99,5%.

4.8 Расчет валовых выбросов загрязняющих веществ

Элементарный состав рабочей массы топлива приведен в табл. 4.1

Таблица 4.1 – Таблица элементарного состава топлива

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	N ₂	H ₂ S	CO	CO ₂	O ₂
94,28	2,692	0,515	0,141	0,035	0,069	1,918	0,069	0	0	0,0001

Масса каждого индивидуального газа в сухом состоянии газообразного топлива, кг/нм^3

$$\text{Метан } m_{\text{CH}_4} = 0,716 \times 0,01 (\text{CH}_4)_v = 0,716 \times 0,01 \times 94,28 = 0,68$$

$$\text{Этан } m_{\text{C}_2\text{H}_6} = 1,342 \times 0,01 (\text{C}_2\text{H}_6)_v = 1,342 \times 0,01 \times 2,692 = 0,03613$$

$$\text{Пропан } m_{\text{C}_3\text{H}_8} = 1,967 \times 0,01 (\text{C}_3\text{H}_8)_v = 1,967 \times 0,01 \times 0,515 = 0,01013$$

$$\text{Бутан } m_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 2,593 \times 0,01 (\text{C}_4\text{H}_{10})_v = 2,593 \times 0,01 \times 0,141 = 0,00366$$

$$\text{Пентан } m_{\text{C}_5\text{H}_{12}} = 3,219 \times 0,01 (\text{C}_5\text{H}_{12})_v = 3,219 \times 0,01 \times 0,035 = 0,00113$$

$$\text{Гексан } m_{\text{C}_6\text{H}_{14}} = 3,846 \times 0,01 (\text{C}_6\text{H}_{14})_v = 3,846 \times 0,01 \times 0,069 = 0,00265$$

$$\text{Азот } m_{\text{N}_2} = 1,25 \times 0,01 (\text{N}_2)_v = 1,25 \times 0,01 \times 1,918 = 0,02398$$

$$\text{Сероводород } m_{\text{H}_2\text{S}} = 1,521 \times 0,01 (\text{H}_2\text{S})_v = 1,512 \times 0,01 \times 0,000 = 0$$

Окись углерода $m_{CO} = 1,25 \times 0,01 (CO)_v = 1,25 \times 0,01 \times 0,000 = 0$

Двуокись углерода $m_{CO_2} = 1,964 \times 0,01 (CO_2)_v = 1,964 \times 0,01 \times 0,35 = 0,00683$

Кислород $m_{O_2} = 1,43 \times 0,01 (O_2)_v = 1,43 \times 0,01 \times 0,007 = 0,0001001$

Плотность сухого газообразного топлива ρ_H при нормальных условиях, кг/нм³

$$\rho_H = \sum m_{CH_4} + m_{N_2} + m_{H_2S} + m_{CO} + m_{CO_2} = 0,68 + 0,02398 + 0 + 0 + 0,00683 = 0,76$$

Массовое содержание углерода в топливе на горючую массу, %

$$C = \frac{100}{\rho_H} \times \left(\sum \frac{12p}{12p+q} m_{CpHq} + 0,429m_{CO} + 0,273m_{CO_2} \right) = \frac{100}{0,76} \times \left(\frac{12}{12+4} \times 0,68 + \frac{12 \times 2}{12 \times 2 + 6} \times 0,03613 + \right. \\ \left. + \frac{12 \times 3}{12 \times 3 + 8} \times 0,01013 + \frac{12 \times 4}{12 \times 4 + 10} \times 0,00366 + \frac{12 \times 5}{12 \times 5 + 12} \times 0,00113 + \frac{12 \times 6}{12 \times 6 + 14} \times 0,00265 + 0,429 \times \right. \\ \left. \times 0 + 0,273 \times 0,00683 \right) = 72,39$$

Массовое содержание водорода в топливе на горючую массу, %

$$H = \frac{100}{\rho_H} \times \left(\sum \frac{12p}{12p+q} m_{CpHq} + 0,059m_{H_2S} \right) = \frac{100}{0,76} \times \left(\frac{12}{12+4} \times 0,68 + \frac{12 \times 2}{12 \times 2 + 6} \times 0,03613 + \frac{12 \times 3}{12 \times 3 + 8} \times \right. \\ \left. \times 0,01013 + \frac{12 \times 4}{12 \times 4 + 10} \times 0,00366 + \frac{12 \times 5}{12 \times 5 + 12} \times 0,00113 + \frac{12 \times 6}{12 \times 6 + 14} \times 0,00265 + 0,059 \times 0 \right) = 23,51$$

Массовое содержание азота в топливе на горючую массу, %

$$N = \frac{100}{\rho_H} \times m_{N_2} = \frac{100}{0,76} \times 0,02398 = 3,15$$

Массовое содержание серы в топливе на горючую массу, %

$$S = \frac{100}{\rho_H} \times m_{H_2S} = \frac{100}{0,76} \times 0,941 \times 0 = 0,00$$

Массовое содержание кислорода в топливе на горючую массу, %

$$O = \frac{100}{\rho_H} \times (0,571m_{CO} + 0,727m_{CO_2}) = \frac{100}{0,76} \times (0,571 \times 0 + 0,727 \times 0,00683) = 0,67$$

Массовая низшая теплота сгорания, МДж/кг

$$Q = \frac{Q_H^P \times 4,187 \times 1,073}{1000 \times \rho_H} = \frac{8300 \times 4,187 \times 1,073}{1000 \times 0,76} = 47,71$$

Q_H^P – низшая теплота сгорания, ккал/м³

Массовое годовое потребление газа, т/год

$$B = B' \times \rho_H = 621 \times 0,76 / 1,073 = 169,69$$

Массовое содержание углерода сгоревшего топлива на рабочую массу, %

$$C^{B3Г} = \varepsilon \times C = 0,995 \times 72,03 = 71,66$$

ε – степень окисления углерода в топливе

Объем сухих дымовых газов $V_{дг}^o$, нм³/кг

$$V_{дг}^o = 0,01(1,866 C^{B3Г} + 0,7S + 0,8N) + V_{N_2нов} = 0,01(1,866 \times 71,66 + 0,7 \times 0,00 + 0,8 \times 3,15) + 9,96 = 11,32$$

Объем кислорода, необходимого для горения V_{O_2} , нм³/кг

$$V_{O_2} = 0,01(1,866 C^{B3Г} + 5,56H + 0,7S - 0,7O) = 0,01(1,866 \times 71,66 + 5,56 \times 23,51 + 0,7 \times 0,00 - 0,7 \times 0,67) = 2,65$$

Объем сухих дымовых газов $V_{дг}$, приведенный к стандартному содержанию кислорода, $\text{м}^3/\text{кг}$

$$V_{O_2} = V_{дг}^O \frac{21}{21 - O_{2см}} = 11,32 \times \frac{21}{21 - 0} = 11,32$$

$O_{2ст}$ – стандартный объем содержания кислорода в топливе в сухих дымовых газах, %

Пересчет значения измеренной концентрации в показатель эмиссии, г/ГДж

$$K = C_j V_{дг} / Q$$

C_j – измеренная массовая концентрация CO , NO_x в сухих дымовых газах, приведенная к нормальным условиям и стандартному содержанию кислорода, мг/м^3

$$K_{CO} = 46,4 \times 11,32 \times / 47,71 = 11,02$$

$$K_{NOx} = 215 \times 11,32 \times / 47,71 = 51,12$$

$$K_{NOx} = \frac{44 \cdot C \cdot 100000 \cdot \varepsilon}{12 \cdot 100 \cdot Q} = \frac{44 \cdot 72,39 \cdot 0,995 \cdot 1000000 \cdot 0,95}{12 \cdot 100 \cdot 47,71} = 55352,62$$

$$K_{N_2O} = 0,1$$

$$K_{N_2O} = 0,1$$

$$K_{CH_4} = 0,0001$$

15. Расчет валовых выбросов вредных веществ, т/год

$$E = K \times Q \times B \times 10^{-6}$$

$$E_{CO} = 11,02 \times 47,71 \times 169,69 \times 10^{-6} = 0,089$$

$$E_{NOx} = 51,12 \times 47,71 \times 169,69 \times 10^{-6} = 0,414$$

$$E_{CO_2} = 55352,62 \times 47,71 \times 169,69 \times 10^{-6} = 448,17$$

$$E_{N_2O} = 0,1 \times 47,71 \times 169,69 \times 10^{-6} = 0,00081$$

$$E_{CH_4} = 1,0 \times 47,71 \times 169,69 \times 10^{-6} = 0,0081.$$

Производство теплоты из химического топлива наносит вред окружающей среде. При сжигании топлива образуются оксиды азота, окиси и двуокиси углерода и серы. Поэтому нельзя говорить об экологически чистом сжигании топлива. Но котельная, по сравнению с другими промышленными предприятиями, получает тепло экологически более чистым способом. Это объясняется тем, что: за счет высокой эффективности снижается количество сжигаемого химического топлива, а значит, уменьшается количество вредных выбросов в окружающую среду; котельная оборудована высококачественными очистными сооружениями.

5. Расчет технико-экономических показателей проекта

5.1 Предварительные замечания к расчетам

Замена тягодутьевых устройств предполагает повышение эффективности котла ТВГ-8М и снижение затрат электроэнергии, потребляемой электродвигателем.

Экономический эффект от предполагаемой замены ожидается получить в основном за счет замены существующих электродвигателей на менее мощные и снижение, по этой причине, удельной себестоимости вырабатываемого тепла.

Изложенные ниже расчеты выполнены из предположения, что количество часов использования установленных тягодутьевого оборудования при номинальной нагрузке $Q = 8,3$ МВт будет равным числу часов отопительного периода (173 дня), ч/год

$$\tau = 173 \cdot 24 = 4152$$

Стоимость электроэнергии для промышленных предприятий, грн/кВт·ч

$$Z_{э.э} = 0,383$$

Принято, что демонтированное оборудование будет реализовано по цене 4438,46 грн., т.к. его срок службы 15 лет, из которых отработано 7 лет, и стоимость аналогично нового оборудования 9510,8 грн.

5.2 Расчет заработной платы бригады по монтажу тягодутьевого оборудования

Бригада, которая будет проводит демонтажные работы существующего оборудования и установку оборудования предлагаемого дипломным проектом, состоит из двух электромонтеров.

График работы – прерывный с шестидневной рабочей неделей и повременной системой оплаты труда. Рабочий день составляет 8 часов.

Заработная плата по тарифу ЗП_т, грн /год

$$ЗП_T = T_{CP} \cdot B_H \cdot П \cdot Ш$$

где Т_{ср} – тарифная ставка, грн/ч;

В_н – количество выходов, дней;

П – продолжительность смены, ч;

Ш – штат рабочих, чел.

Расчет заработной платы электромонтера, грн/мес

$$ЗП_T = T_{CP} \cdot B_H \cdot П \cdot Ш = 10 \cdot 20 \cdot 8 \cdot 1 = 1600$$

Расчет заработной платы бригады по монтажу, грн/мес

$$ЗП_B = \sum_{i=1}^2 ЗП_i = 1600 + 1600 = 3200$$

Т.к. на монтаж и установку бригаде потребуется одна рабочая смена, то стоимость проделанных ей работ, грн

$$ЗП_T = T_{CP} \cdot B_H \cdot П \cdot Ш = 10 \cdot 1 \cdot 8 \cdot 2 = 160$$

5.3 Расчет затрат на электроэнергию

При работе котла ТВГ-8М используется дымосос ДН-10 ($Q = 131 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 98 \text{ кгс/м}^2$), электродвигатель мощностью 50 кВт.

Затраты на электроэнергию существующего оборудования, грн/год

$$З_{э.э1} = N_1 \cdot Z_{э.э} \cdot \tau = \frac{Q \cdot H}{1000 \cdot \eta} Z_{э.э} \cdot \tau = \frac{131 \cdot 10^3 \cdot 98 \cdot 10}{1000 \cdot 0,7} 0,383 \cdot 173 \cdot 24 = 81012,66$$

Затраты на электроэнергию оборудования предлагаемого
аэродинамическим расчетом, грн/год

$$Z_{\text{э.э1}} = N_1 \cdot Z_{\text{э.э}} \cdot \tau = 30 \cdot 0,383 \cdot 173 \cdot 24 = 47706,48$$

Разность двух этих величин составит годовую экономию денежных средств
на электроэнергию, грн/год

$$\text{Э}_{\text{э.э}} = Z_{\text{э.э1}} - Z_{\text{э.э2}} = 81012,66 - 47706,48 = 33306,18$$

Стоимость оборудования предлагаемого дипломом, грн

$$Z_{\text{э.д}} = 10925,14$$

Величина экономического эффекта, грн/год

$$\text{Э}_Г = \text{Э}_{\text{э.э}} - Z_P + Z_{\text{б.л}} - Z_{\text{э.д}} = 33306,18 - 160 + 4438,46 - 10925,14 = 26659,5$$

Капитальные затраты на установку нового оборудования, грн

$$K = Z_P + Z_{\text{э.д}} = 160 + 10925,14 = 11085,14$$

Срок окупаемости оборудования, год

$$T_p = \frac{K}{\text{Э}_Г} = \frac{11085,14}{26659,5} = 0,42$$

Закключение

В дипломном проекте был выполнен расчет топлива, аэродинамический и тепловой расчет котла ТВГ-8М, подбор тягодутьевого оборудования, были определены требования по охране труда, расчет валовых выбросов вредных веществ в окружающую среду, экономический расчет, а также рассмотрена схема автоматизации автомобильного кондиционера.

В расчете топлива были определены теоретические объемы воздуха, азота, трехатомных газов, энтальпии дымовых газов и воздуха, расход топлива и Низшая теплота сгорания $Q_p^p=37300$ кДж/м³.

В расчете теплообмена в поверхностях нагрева были определены: площади поверхностей, теплообмен в топке, котельном пучке, экономайзере. Невязка составила 0,56%.

В аэродинамическом расчете были определены: сопротивления всех участков тракта продуктов сгорания, самотяги трубы подобрано тягодутьевое оборудование – дымосос типа ДН-10, привод дымососа осуществляется электрическим двигателем переменного типа А 101-8М, номинальное напряжение его составляет 220/380 В, мощность – 30 кВт, скорость вращения – 750 об/мин.

Экологический расчет показал, что выброс СО составляет 0,089 т/г, NO_x – 0,414 т/г, СО₂ – 448,17, N₂O – 0,00081. Эти показатели по сравнению с другими отраслями промышленности значительно ниже. Это объясняется тем, что: за счет высокой эффективности снижается количество сжигаемого химического топлива, а значит, уменьшается количество вредных выбросов в окружающую среду; котельная оборудована высококачественными очистными сооружениями.

Экономический расчет показал, что замена тягодутьевого оборудования позволит сэкономить 26659,5 грн/год со сроком окупаемости 0,42 года.

Таким образом повышение работы котла ТВГ-8М позволяет снизить себестоимость теплоты за счет снижения затрат на электроэнергию.

Список литературы

1. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод), 2-е изд., перераб. Под ред. Н.В. Кузнецова, В.В. Митора. – М: Энергия, 1973. – 295 с.
2. Липов Ю.М., Самойлов Ю.Ф., Модель З.Г. Компоновка и тепловой расчет парогенераторов – М: Энергия, 1975. – 173 с.
3. Александров В.Г. Паровые котлы малой и средней мощности. 2-е изд., перераб. и доп. – М: Энергия, 1972. – 195 с.
4. Теплотехнический справочник. 2-е изд., перераб., т. 1. (Под ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева). – М: Энергия, 1975. – 743 с.
5. Теплотехнический справочник. 2-е изд., перераб., т. 2. (Под ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева). – М: Энергия, 1975. – 743 с.
6. Смирнов А.Д. Справочная книжка энергетика. 2-е изд., перераб. и доп. – М: Энергия, 1972. – 424 с.
7. Щекин Р.В., Корневский С.М., Беем Г.Е. Справочник по теплоснабжению и вентиляции – К: Будівельник, 1976. – 352 с.
8. Мочан С.И. Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод. Изд. 3-е. – Л: Энергия, 1977.-256 с.
9. СНиП 11–34–76. Горячее водоснабжение.
10. Наладка средств автоматизации и автоматических систем регулирования: Справочное пособие /А.С. Ключев, А.Т. Лебедев, С.А. Ключев, А.Г. Товарнов; Под ред. А.С. Ключева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 386 с.: ил.
11. Сотников А.Г. Автоматизация промышленных предприятий. – «Машиностроение», 1984. –235 с.
12. Тепловой расчет промышленных парогенераторов. Под ред. В.И. Частухина. – К: Вища школа, 1980.-184 с.
13. ДСН 3.3.6.042–99. Санитарные нормы микроклимата производственных помещений.
14. Денисенко Г.Ф. Охрана труда – М: Стройиздат, 1985. – 356 с.

15. ДБН В.2.5-13-98. Инженерное оборудование зданий и сооружений. Пожарная автоматика зданий и сооружений.
16. ДБН В.1.1-7-2002. Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва.
17. ГОСТ 12.4.021-75. Системы вентиляции. Общие требования. ТУ.
18. Нормативные показатели удельных выбросов вредных веществ в атмосферу. Харьковский государственный проектный институт Министерства связи СССР.–1991.
19. СНиП П-4-79. Естественное и искусственное освещение. – М: Стройиздат, 1979.
20. СНиП 2.09.04.–87. Административные и бытовые здания – М: Стройиздат, 1987. – 40 с.
21. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації.