## Аннотация

Глинина Е. В. Проектирование отопительной котельной для теплоснабжения п. Шеркалы Тюменской области, – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2007, 100с, Библиография литературы − 16 наим. Графическая часть − 7 листов.

В связи с расширение месторождений и увеличением добычи нефти в районе п. Шеркалы Тюменской области было принято решение о постройке нового микрорайона. Для теплоснабжения горячей водой и теплом на нужды отопления и вентиляции предложен проект котельной с установкой четырех водогрейных котлов КВ-ГМ-30-150.

Произведен расчет тепловых нагрузок, тепловой схемы котельной, тепловой расчет котла, сделан выбор оборудования для предложенной схемы котельной.

Рассмотрены вопросы защиты окружающей среды, выполнен расчет дымовой трубы.

Приводится краткое описание схемы автоматики.

Произведен технико-экономический расчет работы котельной на природном газе.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности обслуживающего персонала.

**Содержание**

Введение

Описание системы теплоснабжения

1. Расчет тепловых нагрузок отопления вентиляции и ГВС 13

1.1 Сезонная тепловая нагрузка 14

1.2 Расчет круглогодичной нагрузки 15

1.3 Расчет температур сетевой воды 17

1.4 Расчет расходов сетевой воды 19

2. Расчет тепловой схемы котельной 21

2.1 Построение тепловой схемы котельной 21

2.2 Расчет тепловой схемы котельной 22

3.Тепловой расчет котла 24

3.1 Технические характеристики котла КВ-ГМ-30-150 24

3.2 Конструктивные характеристики котла 26

3.3 Топочное устройство котла КВ-ГМ-30-150 28

3.4 Тепловой расчет котла КВ-ГМ-30-150 31

3.5 Тепловой баланс котла и расход топлива 35

3.6 Расчет теплообмена в топке 37

3.7 Расчет конвективного пучка 39

3.8 Сводная таблица теплового расчета котла и невязка баланса 41

4. Выбор оборудования 42

5. Охрана окружающей среды 44

5.1 Вещества, загрязняющие окружающую среду 44

5.2 Мероприятия по охране окружающей среды 44

5.3 Расчет концентрации загрязняющего вещества 47

5.4 Расчет высоты дымовой трубы 48

6. Автоматизация 52

7. Технико-экономический расчет 57

7.1 Постановка задачи 57

7.2 Расчет капитальных затрат 57

7.3 Расчет основных текущих затрат 59

7.4 SWOT − анализ 61

7.5 Поле сил изменений системы 63

7.6 Построение пирамиды целеполагания и дерева целей 64

7.7 Организационная структура 66

7.8 Объемы производства продукции 67

7.9 Планирование на предприятии 67

7.10 Планирование труда и заработной платы 69

7.11 Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание 77

7.12 Планирование сметы затрат на энергетическое обслуживание 79

7.13 Основные экономические показатели 80

8.Безопасность жизнедеятельности 81

8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов 82

8.2 Влияние выявленных ОВПФ на организм человека 84

8.3 Безопасность технологических процессов 91

Заключение

Литература

**Введение**

Основное назначение любой системы теплоснабжения состоит в обеспечении потребителей необходимым количеством теплоты требуемых параметров.

В зависимости от размещения источника теплоты по отношению к потребителям системы теплоснабжения разделяются на централизованные и децентрализованные.

В децентрализованных системах источник теплоты и теплоприемники потребителей совмещены в одном агрегате или размещены столь близко, что передача теплоты от источника до теплоприемника может производиться без промежуточного звена -тепловой сети.

В системах централизованного теплоснабжения источник теплоты и теплоприемники потребителей размещены раздельно, часто на значительном расстоянии, поэтому передача теплоты от источника до теплоприемников производится по тепловым сетям.

Для транспорта теплоты на большие расстояния применяются два теплоносителя: вода и водяной пар. Как правило, для удовлетворения сезонной нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения в качестве теплоносителя используется вода, для промышленно-технологической нагрузки - пар.

Подготовка теплоносителей производится в специальных, так называемых теплоприготовительных установках на ТЭЦ, а также в городских, групповых (квартальных) или промышленных котельных.

Развитие электроэнергетики ведется в основном за счет строительства крупных тепловых и атомных электростанций с мощными конденсационными турбинами 300, 500, 800 и 1000 МВт. В этих условиях постройка новых ТЭЦ экономически оправдана лишь в районах, где имеются комплексы промышленных предприятий и жилые массивы с большой концентрацией тепловых потребителей.

В тех районах, где концентрация теплового потребления не достигает экономически целесообразного для постройки ТЭЦ максимума, должна осуществляться оптимальная централизация теплоснабжения на основе развития сети крупных районных котельных.

При централизации теплоснабжения и закрытии небольших малоэкономичных заводских и домовых котельных уменьшаются расходы топлива, сокращается количество обслуживающего персонала и уменьшается загрязнение окружающей среды.

Таким образом, развитие теплоснабжения потребителей намечается по основным направлениям централизации системы, базирующейся на комбинированной выработке электроэнергии и тепла на мощных ТЭЦ и АТЭЦ высокого давления, в том числе на чисто отопительных ТЭЦ; централизации систем теплоснабжения крупных районных производственно-отопительных и чисто отопительных котельных.

Децентрализованное теплоснабжение от небольших заводских, а также отопительных квартальных и домовых котельных, от печей и индивидуальных нагревательных приборов в ближайшее время будет сокращаться, но все же будет иметь заметное место в покрытии общего теплоснабжения.

Необходимо отметить, что даже при теплоснабжении от современных ТЭЦ высокого и сверхвысокого давления покрытие пиков отопительных нагрузок осуществляется от крупных пиковых водогрейных котлов, устанавливаемых как на территории ТЭЦ, так и в отдельно стоящих районных котельных.

Однако 95% городов и поселков городского типа будут иметь расчетную тепловую нагрузку менее 500 Гкал/ч, и для них основными источниками теплоснабжения будут котельные. Продолжающееся удорожание всех видов органического топлива и изменение стоимости оборудования могут изменить в меньшую сторону расчетные технико-экономические показатели, являющиеся в настоящее время оптимальными для постройки ТЭЦ.

Таким образом, использование производственно-отопительных и отопительных котельных в будущем сохранится и при этом предусматривается их укрупнение, повышение экономичности использования органического топлива и оснащение новым современным оборудованием.

**Описание системы теплоснабжения.**

В настоящее время наиболее распространены двухтрубные закрытые системы теплоснабжения.

Основными преимуществами закрытой системы теплоснабжения являются:

* стабильность (по запаху, цветности и другим санитарным показателям) качества воды, поступающей на водоразбор;
* достаточно простой санитарный контроль системы теплоснабжения;
* достаточно простая эксплуатация, т.к. стабильный гидравлический режим;
* простота контроля герметичности системы теплоснабжения;

Источником теплоснабжения района является отопительная котельная, которая состоит из четырех водогрейных котлов КВ-ГМ-30-150 общей мощностью 111,9 МВт (96,3 Гкал/ч). Основным топливом для данных котлов является газ, резервным - мазут.

Данная котельная предназначена для отпуска тепла в виде горячей воды на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения района. Потребителями тепла являются жилые дома района и общественные здания (нагрузка вентиляции).

Схема теплоснабжения закрытая двухтрубная, регулирование отпуска тепла качественное по отопительной нагрузке, температурный график отпуска тепла 150/70 °С.

Население района 30 000 человек.

**1. Расчет тепловых нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.**

В качестве потребителя коммунально-бытовой нагрузки выбран строящийся микрорайон п. Шеркалы с жилыми домами квартирного типа при высоте зданий 5 и более этажей. Для расчета берем данные г. Красноярска.

Таблица 1.

Исходные данные

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Единица измерения | Величина |
| Расчетная температура воздуха проектирования отопления [1] | tно | ºС | – 40 |
| Средняя температура наиболее холодного месяца [1] | tнхм | ºС | – 17 |
| Расчетная температура воздуха внутри жилых помещений | tв | ºC | + 20 |
| Расчетная температура горячей воды у абонента | tг | ºС | + 65 |
| Расчетная температура холодной воды у абонента в летний период |  | ºС | + 15 |
| Расчетная температура холодной воды у абонента в зимний период |  | ºС | + 5 |
| Количество квадратных метров жилой площади на одного жителя | fуд | м2/чел | 18 |
| Количество жителей | z | чел | 30000 |
| Укрупненный показатель макс. теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м2 общей площади | qf | Вт/м2 | 85 |
| Норма среднего недельного расхода горячей воды для жилых помещений | а | л/сут | 100 |
| Норма среднего недельного расхода горячей воды для общественных и административных зданий | b | л/сут | 25 |
| Коэффициент, учитывающий расход тепла на общественные здания | К1 | – | 0,25 |
| Коэффициент, учитывающий тип застройки зданий | К2 | – | 0,6 |
| Продолжительность работы системы отопления | no | ч/год | 5650 |

**1.1 Сезонная тепловая нагрузка**

Таблица 2.

 Расчет сезонных нагрузок

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Величина | Единица измерения | Расчет |
| Наименование | Расчетная формула или способ определения |
| Расчетная нагрузка отопления (t = tно = – 40 ºС) |  | МВт |  |
| Расчетная нагрузка вентиляции (t = tно = – 40 ºС) |  | МВт |  |
| Нагрузка отопления (tн = + 8 ºC) |  | МВт |  |
| Нагрузка вентиляции (tн = + 8 ºC) |  | МВт |  |
| Нагрузка отопления (tнхм = – 17 ºC) |  | МВт |  |
| Нагрузка вентиляции (tнхм = –17 ºC) |  | МВт |  |

**1.2 Расчет круглогодичной нагрузки**

Таблица 3.

Расчет круглогодичной нагрузки

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Величина | Единица измерения | Расчет |
| Наименование | Расчетная формула или способ определения |
| Средненедельный расход тепла на ГВС для зимнего периода |  | МВт |  |
| Средненедельный расход тепла на ГВС для летнего периода |  | МВт |  |
| Коэффициент недельной неравномерности | Кн | – | 1,2 |
| Коэффициент суточной неравномерности | Кс | – | 1,9 |
| Расчетный расход тепла на ГВС для зимнего периода |  | МВт |  |
| Расчетный расход тепла на ГВС для летного периода |  | МВт |  |
| Средняя температура воздуха отопительного периода | (табл. 4.1 [1]) | ºС | – 7,2 |
| Годовой расход тепла на отопление |  | МВт |  |
| Годовой расход тепла на вентиляцию |  | МВт |  |
| Годовой расход тепла на ГВС |  | МВт |  |
| Суммарный годовой расход теплоты |  | МВт |  |

**1.3 Расчет температур сетевой воды**

Таблица 4.

Расчет температур сетевой воды

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Величина | Единица измерения | Расчет |
| Наименование | Расчетная формула или способ определения |
| Расчетная температура воды в подающем трубопроводе |  (по условию) | ºС | 150 |
| Расчетная температура воды в обратном трубопроводе |  (по условию) | ºС | 70 |
| Температура воды в стояке местной системы после смешения на вводе |  | ºС | 95 |
| Перепад температур воды в местной системе  |  | ºС | 95 – 70 = 25 |
| Перепад температур тепловой сети |  | ºС | 150 – 70 = 80 |
| Температурный напор нагревательного прибора местной системы |  | ºС |  |

 Текущие значения температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах рассчитываем по формулам:

, (1)

; (2)

где  – величина относительной тепловой нагрузки:

. (3)

Таблица 5. Температуры сетевой воды

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| tн | + 8 | + 3 | 0 | – 5 | – 10 | – 15 | – 20 | – 25 | – 30 | – 35 | – 40 |
|  | 0,20 | 0,28 | 0,33 | 0,42 | 0,50 | 0,58 | 0,67 | 0,75 | 0,83 | 0,92 | 1 |
|  | 65,0 | 65,0 | 69,3 | 80,1 | 90,8 | 101,3 | 111,6 | 121,9 | 132,0 | 142,0 | 150,0 |
|  | 28,4 | 32,7 | 35,3 | 39,7 | 44,0 | 48,3 | 52,7 | 57,0 | 61,3 | 65,7 | 70,0 |

Рис. 2. Графики температур сетевой воды

τ



τо2

τо1

tн ºC

**1.4 Расчет расходов сетевой воды**

Таблица 6. Расчет расходов сетевой воды

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Величина | Единица измерения | Расчет |
| Наименование | Расчетная формула или способ определения |
| Расчетный расход воды на отопление (tн = tно) |  | кг/с | 171 |
| Расход воды на отопление при tн = + 8 ºС |  | кг/с | 85 |
| Расчетный расход воды на вентиляцию (tн = tно) |  | кг/с | 20,5 |
| Расход воды на вентиляцию при tн = + 8 ºС |  | кг/с | 10,3 |

При tн > tни:

, (4)

 кг/с.

При tн < tни:

 (5)

Таблица 7. Расчет расходов воды сетевой воды на ГВС

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| tн | + 8 | + 3 | 0 | – 5 | – 10 | – 15 | – 20 | – 25 | – 30 | – 35 | – 40 |
|  | 184 | 184 | 165 | 146 | 127 | 112 | 101 | 91 | 84 | 78 | 74 |

Рис. 3. Графики расходов сетевой воды

G, кг/с



tн ºC

Gв

Gо



**2. Расчет тепловой схемы котельной**

**2.1 Построение тепловой схемы котельной**

**2.2 Расчет тепловой схемы котельной**

Таблица 8.

Расчет котельной

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Расчетная величина | Обозначение | Расчетная формула или способ определения | Единица измерения | Расчетный режимtно = ­− 41 °С |
| Расход теплоты на отопление и вентиляцию |  |  | МВт | 64,3 |
| Расход теплоты на ГВС |  | Из расчета | МВт | 24,9 |
| Общая тепловая мощность ТГУ |  |  | МВт | 89,2 |
| Температура прямой сетевой воды на выходе из ТГУ |  | По рис. 2 | ºС | 150 |
| Температура обратной сетевой воды на входе в ТГУ |  | По рис. 2 | ºС | 70 |
| Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию |  |  | кг/с | 191,5 |
| Расход сетевой воды на ГВС |  |  | кг/с | 74 |
| Общий расход сетевой воды |  |  | кг/с | 265,5 |
| Расход воды на подпитку и потери в т/с |  |  | кг/с | 6,64 |
| Расход теплоты на собственные нужды |  |  | МВт | 2,68 |
| Общая тепловая мощность ТГУ |  |  | МВт | 91,88 |
| Расход воды через котельные агрегаты |  |  | кг/с | 273 |
| Температура воды на выходе из котла |  |  | ºС | 150 |
| Расход воды через котел на собственные нужды |  |  | кг/с | 7,9 |
| Расход воды на линии рециркуляции |  |  | кг/с | 0 |
| Расход воды по перемычке |  |  | кг/с | 0 |
| Расход химочищенной воды |  |  | кг/с | 6,64 |
| Расчетная величина | Обозначение | Расчетная формула или способ определения | Единица измерения | Расчетный режимtно = − 41 °С |
| Расход исходной воды |  |  | кг/с | 7,64 |
| Расход греющей воды на Т№2 |  |  | кг/с | 3,32 |
| Температура греющей воды после Т№1 |  |  | °С | 24 |
| Расход выпара из деаэратора |  |  | кг/с | 0,01 |
| Расход греющей воды на деаэрацию |  |  | кг/с | 2,21 |
| Расчетный расход воды на собственные нужды |  |  | кг/с | 5,53 |
| Расчетный расход воды через котельный агрегат |  |  | кг/с | 271 |
| Ошибка расчета | δ |  | % | 0,73 |

**3. Тепловой расчет котла**

**3.1 Технические характеристики котла КВ-ГМ-30-150**

Целью поверочного теплового расчета котлоагрегата является определение (по имеющимся конструктивным характеристикам, заданной нагрузке и топливу) следующих параметров: температуры воды и продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева, КПД агрегата, расхода топлива.

Конструкция котлоагрегата разработана с учетом максимальной степени заводской блочности и унификации деталей, элементов и узлов котлоагрегатов, работающих на различных видах топлива.

Котлы КВ-ГМ-30-150, выполненные по П-образной схеме, эксплуатируются, и выпуск их продолжается на Дорогобужском котельном заводе. Котел КВ-ГМ-30-150 поставляется заводом только для работы в основном отопительном режиме (вход воды осуществляется в нижний коллектор заднего топочного экрана, выход воды - из нижнего коллектора фронтового экрана).

Топочная камера имеет горизонтальную компоновку. Конфигурация камеры в поперечном разрезе повторяет профиль железнодорожного габарита. Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной шахте с подъемным движением газов.

Котел КВ-ГМ-30-150 предназначен для сжигания газа и мазута. На фронтовой стенке котла установлена одна газомазутная горелка с ротационной форсункой. Для удаления наружных отложений с конвективных поверхностей котел снабжен дробеочисткой.

Схема циркуляции: последовательное движение воды по поверхностям нагрева, вход - в нижний коллектор заднего топочного экрана, выход - из нижнего коллектора фронтового экрана.

 Обмуровка надтрубная, несущего каркаса нет. Топочный и конвективный блоки имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам котлоагрегата. Опоры на стыке топочного и конвективного блоков неподвижные.

 Габаритные размеры котла: длина − 11800 мм, ширина − 3200 мм, высота − 7300 мм.

Таблица 9.

Технические характеристики котла КВ-ГМ-30-150

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование величины | Единицаизмерения | Значение |
| Номинальная теплопроизводительность | Гкал/час | 30 |
| Расход воды | т/час | 370 |
| Расход топлива: |  |  |
| газ | м3/час | 3680 |
| мазут | кг/час | 3490 |
| Температура уходящих газов |  |  |
| газ | °С | 160 |
| мазут | °С | 250 |
| КПД при номинальной нагрузке |  |  |
| на газе | % | 91,2 |
| на мазуте | % | 87,7 |
| Гидравлическое сопротивление котла | кгс/м2 | 19000 |
| Давление воды расчетное | кгс/см2 | 25 |
| Видимое теплонапряжение топочного объема |  |  |
| газ | ккал/м3 час | 551×103 |
| мазут | ккал/м3 час | 480×103 |

**3.2 Конструктивные характеристики котла**

Топочная камера полностью экранирована трубами диаметром 60×3 мм с шагом 64 мм. Экранные трубы привариваются непосредственно к камерам диаметром 219×10 мм. В задней части топочной камеры имеется промежуточная экранированная стенка, образующая камеру догорания. Экраны промежуточной стенки выполнены также из труб диаметром 60×3 мм, но установлены в два ряда с шагом S1 = 128 мм и S2 = 182 мм.

Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной шахте с полностью экранированными стенками. Задняя и передняя стены выполнены из труб диаметром 60×3 мм с шагом 64 мм.

Боковые стены экранированы вертикальными трубами диаметром 83×3,5 мм с шагом 128 мм. Эти трубы служат также стояками для труб конвективных пакетов, которые набираются из U-образных ширм из труб диаметром 28×3 мм. Ширмы расставлены таким образом, что трубы образуют шахматный пучок с шагом S1 = 64 мм и S2 = 40 мм. Передняя стена шахты, являющаяся одновременно задней стеной топки, выполнена цельносварной. В нижней части стены трубы разведены в четырехрядный фестон с шагом S1 = 256 мм и S2 = 180 мм. Трубы, образующие переднюю, боковые и заднюю стены конвективной шахты, вварены непосредственно в камеры диаметром 219×10 мм.

Таблица 10.

Конструктивные характеристики котла КВ-ГМ-30-150

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование величины | Единицаизмерения | Значение |
| Глубина топочной камеры | мм | 8484 |
| Ширина топочной камеры | мм | 2880 |
| Глубина конвективной шахты | мм | 2300 |
| Наименование величины | Единицаизмерения | Значение |
| Ширина конвективной шахты | мм | 2880 |
| Ширина по обмуровке | мм | 3200 |
| Длина по обмуровке (с горелкой) | мм | 11800 |
| Высота от уровня пола до верха обмуровки (оси коллектора) | мм | 6680 |
| Радиационная поверхность нагрева | м2 | 126,9 |
| Конвективная поверхность нагрева | м2 | 592,6 |
| Полная площадь поверхности нагрева | м2 | 719,5 |
| Масса в объеме поставки | кг | 32400 |

**3.3 Топочное устройство котла КВ-ГМ-30-150**

Котел снабжен газомазутной ротационной горелкой РГМГ-30. К достоинствам ротационных форсунок можно отнести бесшумность в работе, широкий диапазон регулирования, а также экономичность их эксплуатации, так как расход энергии на распыливание значительно ниже, чем при механическом, паровом или воздушном распыливании.

Основными узлам горелочного устройства являются: ротационная форсунка, газовая часть периферийного типа, воздухонаправляющее устройство вторичного воздуха и воздуховод первичного воздуха.

Ротор форсунки представляет собой полый вал, на котором закреплены гайки-питатели и распыливающий стакан.

Ротор приводится в движение от асинхронного электродвигателя с помощью клиноременной передачи. В передней части форсунок установлен завихритель первичного воздуха аксиального типа с профильными лопатками, установленными под углом 30°. Первичный воздух от вентилятора первичного воздуха подается к завихрителю через специальные окна в корпусе форсунки.

Воздухонаправляющее устройство вторичного воздуха состоит из воздушного короба, завихрителя аксиального типа с профильными лопатками, установленными под углом 40° и переднего кольца, образующего устье горелки.

Газовая часть горелки периферийного типа состоит из газораспределяющей кольцевой камеры с однорядной системой газовыдающих отверстий одного диаметра и двух газоподводящих труб.

Таблица 11.

Технические характеристики горелки РГМГ-30

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование величины | Единицаизмерения | Значение |
| Номинальная теплопроизводительность | Гкал/час | 30 |
| Диапазон регулирования | % | 10-100 |
| Ротационная форсунка: |  |  |
| Диаметр распыливающего стакана | мм | 200 |
| Частота вращения стакана | об/мин | 5000 |
| Вязкость мазута перед форсункой | °ВУ | 8 |
| Давление мазута перед форсункой | кгс/см2 | 2 |
| Электродвигатель: |  |  |
| Тип | − | АОЛ2-31-2М101 |
| Мощность | кВт | 3 |
| Частота вращения | об/мин | 2880 |
| Автономный вентилятор первичного воздуха (форсуночный): |  |  |
| Тип | − | 30 ЦС-85 |
| Производительность | м3/час | 3000 |
| Давление воздуха | мм вод. ст. | 850 |
| Тип электродвигателя | − | АО-2-52-2 |   |
| Мощность | кВт | 13 |
| Частота вращения | об/мин | 3000 |
| Аэродинамическое сопротивление горелки по первичному воздуху не менее | кгс/см2 | 900 |
| Температура первичного воздуха | °С | 10-50 |
| Диаметр патрубка первичного воздуха | мм | 320 |
| Воздухонаправляющее устройство вторичного воздуха: |  |  |
| Тип короба | − | С обычным прямым подводом воздуха |
| Ширина короба | мм | 580 |
| Сопротивление лопаточного аппарата | кгс/см2 | 250 |
| Газовая часть: |  |  |
| Тип газораздающей части | − | Периферийная с двусторонним подводом |
| Число газовыдающих отверстий | шт | 21 |
| Диаметр газовыдающих отверстий | мм | 18 |
| Сопротивление газовой части | кгс/см2 | 3000-5000 |   |
| Диаметр устья горелки | мм | 725 |
| Угол раскрытия амбразуры | ° | 60 |
| Габаритные размеры |  |  |
| Диаметр присоединительного фланца | мм | 1220 |
| Длина | мм | 1446 |
| Высота | мм | 1823 |
| Масса | кг | 869 |   |

**3.4 Тепловой расчет котла КВ-ГМ-30-150**

Исходные данные:

Топливо − природный газ, состав (%):

СН4 − 94,9

С2Н6 − 3,2

С3Н8 − 0,4

С4Н10 − 0,1

С5Н12 − 0,1

N2 − 0,9

CО2 − 0,4

 = 36,7 МДж/м3

 Объемы продуктов сгорания газообразных топлив отличаются на величину объема воздуха и водяных паров, поступающих в котел с избыточным воздухом.

 Объемы, энтальпии воздуха и продуктов сгорания определяют в расчете на 1 м3 газообразного топлива. Расчеты выполняют без учета химической и механической неполноты сгорания топлива.

Теоретически необходимый объем воздуха:

 , (6)

где m и n − числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива.

 

Теоретические объемы продуктов сгорания вычисляем по формулам:

,  (7)

 .

,  (8)

.

Объем водяных паров:

, , (9)

где d = 10 г/м3 − влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м3 сухого газа при t = 10 °С.

 .

Теоретический объем дымовых газов:

,  (10)

.

Действительное количество воздуха, поступающего в топку, отличается от теоретически необходимого в α раз, где α – коэффициент избытка воздуха. Выбираем коэффициент избытка воздуха на входе в топку αт и присосы воздуха по газоходам Δα и находим расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α″.

Таблица 12.

Присосы воздуха по газоходам Δα и расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α″

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Участки газового тракта | Δα | α″ |
| Топка | 0,14 | 1,14 |
| Конвективный пучок | 0,06 | 1,2 |

Наличие присосов воздуха приводит к тому, что объем продуктов сгорания будет отличаться от теоретического, поэтому необходимо рассчитать действительные объемы газов и объемные доли газов. Так как присосы воздуха не содержат трехатомных газов, то объем этих газов  от коэффициента избытка воздуха не зависит и во всех газоходах остается постоянным и равным теоретическому.

Таблица 13.

Характеристика продуктов сгорания в поверхностях нагрева

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Величина | Единица | Топка,  | Конвективный пучок |
| Коэф. избытка воздуха | − | 1,14 | 1,2 |
|  | м3/кг | 9,06 | 9,65 |
|  | м3/кг | 2,2 | 2,21 |
|  | м3/кг | 12,31 | 12,91 |
|  | − | 0,084 | 0,081 |
|  | − | 0,178 | 0,171 |
|  | − | 0,262 | 0,252 |

 Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания, отнесенные к 1 м3 сжигаемого топлива при температуре υ, °С, рассчитывают по формулам:

 , (11)

, (12)

где , , ,  − удельные энтальпии воздуха, трехатомных газов, азота и водяных паров соответственно.

 Энтальпию продуктов сгорания на 1 м3 топлива при α > 1 рассчитываем по формуле:

 . (13)

 Результаты расчетов по определению энтальпий при различных температурах газов сводим в таблицу:

Таблица 14.

Определение энтальпии продуктов сгорания в газоходах котла

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| υ, °С | I0в=V0 ⋅ (ct)в | IRO2 = VRO2 ⋅(cν)RO2 | I0N2 == V0N2 ⋅ (cν)N2 | I0H2O == V0H2O ⋅ (cν)H2O | I0г = IRO2 ++ I0N2 + I0H2O |
| 30 | 379,4 | − | − | − | 379,4 |
| 100 | 973,0 | 175,76 | 1001 | 329,18 | 1505,9 |
| 200 | 2588,1 | 371,28 | 2002 | 662,7 | 3036 |
| 300 | 3921,1 | 581,36 | 3018,4 | 1009,4 | 4609,1 |
| 400 | 5273,6 | 802,88 | 4057,9 | 1364,6 | 6225,4 |
| 500 | 6655,3 | 1035,8 | 5112,8 | 1730,9 | 7879,5 |
| 600 | 8075,9 | 1270,88 | 6190,8 | 2108,8 | 9569,7 |
| 700 | 9525,6 | 1519,44 | 7284,2 | 2500,4 | 11304,1 |
| 800 | 10994,9 | 1772,1 | 8416 | 2910,3 | 13098,5 |
| 900 | 12464,1 | 2029,04 | 9571,04 | 3322,3 | 14922,4 |
| 1000 | 13972,2 | 2290,1 | 10733,8 | 3760,5 | 16784,3 |
| 1100 | 15519,3 | 2555,2 | 11896,5 | 4198,6 | 18650,4 |
| 1200 | 17066,4 | 2825,6 | 13051,5 | 4645,5 | 20522,9 |
| 1400 | 20199,4 | 3369,6 | 15469,6 | 5576,4 | 24415,3 |
| 1600 | 23381,0 | 3917,68 | 17877,10 | 6542,1 | 28346,2 |
| 1800 | 26553,1 | 4475,12 | 20343,4 | 7338,4 | 32356,9 |
| 2000 | 29812,7 | 5036,72 | 22822,8 | 8558,7 | 36416,2 |
| 2200 | 33072,2 | 5602,48 | 25333,0 | 9589,8 | 40525,3 |

**3.5 Тепловой баланс котла и расход топлива**

 Тепловой баланс парогенератора выражает качественное соотношение между поступившей в агрегат теплотой, называемой располагаемой теплотой и суммой полезно используемой теплоты и тепловых потерь.

Таблица 15. Расчет теплового баланса котла

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Расчетная формула или способ определения | Единица | Расчет |
| Располагаемая теплота сгорания топлива | Qрр | Qрн + Qв.н + iтл | кДж/м3 | 36764,6 |
| Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива | q3 | Табл. 4−3 [2] | % | 0,5 |
| Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива | q4 | Табл. 4−3 [2] | % | 0 |
| Температура уходящих газов | υух | По выбору, табл. 1−3 [2] | °С | 160 |
| Энтальпия уходящих газов | Iух | По I−υ таблице | кДж/кг | 3042 |
| Температура воздуха в котельной | tх.в. | По выбору | °С | 30 |
| Теоретическая энтальпия воздуха в котельной | I0х.в. | По I−υ таблице | кДж/кг | 385,3 |
| Потеря теплоты с уходящими газами | q2 |  | % | 6,99 |
| Потеря теплоты от наружного охлаждения | q5 | По рис. 3−1 [2] | % | 1,9 |
| Сумма тепловых потерь | Σq | q5 + q4 + q3 + q2 | % | 9,4 |
| КПД котла | ηка | 100 - Σq | % | 90,6 |
| Коэффициент сохранения теплоты | φ |  | − | 0,98 |
| Температура воды на входе в котел | t′в | По расчету | °С | 70 |
| Энтальпия воды на входе в котел | I′в | Табл. VI−6 [2] | кДж/кг | 294,6 |
| Температура воды на выходе из котла | t′′в | По расчету | °С | 150 |
| Энтальпия воды на выходе из котла | I′′в | Табл. VI−7 [2] | кДж/кг | 633,1 |
| Расход воды через котел | Qпол | По расчету | кВт | 271 |
| Расход топлива на котел | В |  | м3/с | 1,047 |

**3.6 Расчет теплообмена в топке**

Таблица 16.

Поверочный расчет топки

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Величина | Обозначение | Расчетная формула или способ определения | Единица | Расчет |
| Суммарная площадь лучевоспр. поверхности | Нл | табл. II−9 [2] | м2 | 126,9 |
| Полная площадь стен топочной камеры | Fст | по конструктивным размерам | м2 | 137,2 |
| Коэф. тепловой эффект-ти лучевосп. поверхности | Ψср |  | − | 0,67 |
| Эффективная толщина излуч. слоя пламени | s |  | м | 2,138 |
| Полная высота топки | Hт | по конструктивным размерам | м | 2,05 |
| Высота расположения горелок | hт | по конструктивным размерам | м | 1,65 |
| Относительный уровень расположения горелок | xт |  | − | 0,8 |
| Параметр, учитыв. характер распределения т-ры в топке | M |  | − | 0,35 |
| Коэф. избытка воздуха на выходе из топки | αт | Табл. 1−1 | − | 1,14 |
| Присос воздуха в топке | Δαт | Табл. 2−2 [2] | − | 0,06 |
| Температура холодного воздуха | t хв | По выбору | °С | 30 |
| Энтальпия присосов воздуха | I0прс | Табл. 1−3 | кДж/м3 | 385,3 |
| Кол-во теплоты, вносимое в топку воздухом | Qв |  | кДж/ м3 | 20,7  |
| Полезное тепловыделение в топке | Qт |  | кДж/ м3 | 36601,47 |
| Адиабатическая температура горения | υа | Табл. 1−4 | °С | 1996,6 |
| Температура газов на выходе из топки | υ″т | По выбору, табл. 5−3 [2] | °С | 1050 |
| Энтальпия газов на выходе из топки | I″т | Табл. 1−4 | кДж/м3 | 19929,29 |
| Средняя суммарная теплоем. продуктов сгорания | Vccp |  |  | 17,61 |
| Объемная доля:Водяных паровТрехатомных газов |  | Табл. 1−2Табл. 1−2 | −− | 0,1780,084 |
| Суммарная объемная доля трехатомных газов | rn | Табл.1-2 | − | 0,262 |
| Коэф. ослабления лучейтрехатомными газами | kгkкокс | Рис. 5−5 [2]Стр. 31 [2] | 1/м⋅МПа | 6,76 |
| Коэф. ослабления лучей топочной средой | k | k г⋅ rn+ k кокс⋅ χ1⋅ χ2 | 1/ м⋅МПа | 1,77 |
| Степень черноты факела | aф | 1 − е− kps | − | 0,307 |
| Степень черноты топки | aт |  | - |  |
| Тепловая нагрузка стен топки | qF |  | кВт/м2 |  |
| Температура газов на выходе из топки | υ″т | Рис. 5−8 [2] | °С | 1090 |
| Энтальпия газов на выходе из топки | I″т | Табл. 1−4 | кДж/м3 | 20768,49 |
| Общее тепловосприятие топки | Qлт | φ⋅(Qт − I″т) | кДж/м3 | 14249,6 |
| Средняя тепловая нагрузка лучевосп. поверхности топки | qсрл |  | кВт/м3 | 117,6 |

**3.7 Расчет конвективного пучка**

 Конвективными называют такие поверхности нагрева, в которых процесс передачи теплоты осуществляется путем конвективного теплообмена.

 конвективные пучки получают теплоту не только путем конвективного теплообмена, но и теплоту прямого излучения топки. При расчете такой поверхности нагрева используют методику расчета конвективных поверхностей нагрева с учетом тепловосприятия прямого излучения топки.

Таблица 17.

Тепловой расчет конвективного пучка

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Величина | Обозначение | Формула или способ определения | Единица | Расчет |
| Полная площадь поверхности нагрева | Н | По конструктивным размерам (табл. II−9 [2]) | м2 | 592,6 |
| Диаметр труб | d | По конструктивным размерам | мм | 0,028 |
| Средняя длина труб | l | По конструктивным размерам | м | 0,75 |
| Поперечный шаг труб | s1 | По конструктивным размерам | м | 0,064 |
| Продольный шаг труб | s2 | По конструктивным размерам | м | 0,04 |
| Относительный поперечный шаг труб | s1/d | По конструктивным размерам | - | 2,29 |
| Относительный продольный шаг труб | s2/d | По конструктивным размерам | - | 1,43 |
| Размеры поперечного сечения газохода | AB | По конструктивным размерам | мм | 2,32,88 |
| Эффективная толщина излучающего слоя | s |  | м | 0,084 |
| Температура газов перед конвективным пучком | υ′ | υ″т − из расчета топки | °С | 1090 |
| Энтальпия газов перед конвективным пучком | I′ | I″т − из расчета топки | кДж/м3 | 20768,49 |
| Температура газов за конвективным пучком | υ″ | По выбору (стр. 53 [2]) | °С | 160 |
| Энтальпия газов за конвективным пучком | I″ | По I−υ таблице | кДж/ м3 | 2705,5 |
| Количество теплоты, отданное конвективному пучку | Qг | φ⋅(I′ − I″) | кДж/ м3 | 18376,5 |
| Средняя температура газов | υср | 0,5⋅(υ′ + υ″) | °С | 625 |
| Коэффициент теплоотдачи конвекцией | αк | αн ⋅ Сz ⋅ Cs ⋅ Cф,рис. 6−5 [2] |  | 105,84 |
| Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока | kps | (kгrn + kзлμзл) ⋅ p ⋅ s |  | 60,98 |
| Степень черноты излучающей среды | a | 1 − е − kps | − | 0,12 |
| Коэффициент тепловой эффективности | ψ | Стр. 48 [2] | °С | 0,8 |
| Температура загрязнения стенки трубы | tст | tкип + Δt | °С | 135 |
| Коэффициент теплоотдачи излучением | αл | αн ⋅ a |  | 11 |
| Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке | α1 | ξ(αк + αл) |  | 116,84 |
| Тепловосприятие конвективного пучка | ε0 | ψ⋅α1 |  | 92 |
| Температурный напор на входе в пучок | Δtб | υ′-t′ | °C | 940 |
| Температурный напор на выходе из пучка | Δtм | υ′′-t′′ | °С | 90 |
| Средний температурный напор | Δt | Табл. 6−1 [2] | °С | 353 |
| Расхождение расчетных тепловосприятий | ΔQ |  | % | 0,8 |

**3.8 Сводная таблица теплового расчета котла и расчетная невязка теплового баланса**

Таблица 18.

Тепловой баланс котла

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Величина | Обозначение | Единица | Результат |
| Располагаемая теплота топлива | Qрр | кДж/м3 | 36764,6 |
| Температура уходящих газов | υух | °С | 160 |
| Потери теплоты с уходящими газами | q2 | % | 6,99 |
| КПД | η | % | 90,6 |
| Расход топлива на котел | Вр | м3/с | 1,047 |
| Топка |  |  |  |
| Теплота, вносимая воздухом | Qв | кДж/м3 | 20,7 |
| Полезное тепловыделение | Qт | кДж/м3 | 36601,47 |
| Температура газов на выходе из топки | υ′′т | °С | 1090 |
| Энтальпия газов на выходе из топки | I′′т | кДж/м3 | 20768,49 |
| Тепловосприятие | Qл | кДж/м3 | 16211,2 |
| Конвективный пучок |  |  |  |
| Температура газов на входе | υ′ | °С | 1090 |
| Температура газов на выходе | υ′′ | °С | 160 |
| Энтальпия газов на входе | I′ | кДж/м3 | 21152,67 |
| Энтальпия газов на выходе | I′′ | кДж/м3 | 2705,5 |
| Тепловосприятие | Q | кДж/м3 | 18392,8 |   |

Невязка теплового баланса составила 1,8 %, расчет считаем верным.

**4. Выбор оборудования**

 Таким образом, на основании расчетов тепловой схемы котельной предусматривается установка четырех водогрейных котлов КВ-ГМ-30-150. Для каждого котла устанавливается: дымосос Д-13,5x2, n = 750 об/мин с электродвигателем мощностью 55 кВт; дутьевой вентилятор ВД-15,5, n = 750 об/мин с электродвигателем мощностью 55 кВт.

Сетевые насосы водогрейных котлов являются ответственными элементами тепловых схем. Сетевые насосы выбирают по расходу сетевой воды G, т/ч. В котельной с водогрейными котлами и подогревателями сетевой воды должно быть установлено не менее двух сетевых насосов. Определив по расчету Gmax = 358,8 кг/с = 1291,6 т/ч.

Выбираю в качестве сетевых насосов три центробежных насоса WILLO-IL 150/320-37/4 (два рабочих, один резервный). Для покрытия летней нагрузки Grвс = 128,6 кг/с = 462,9 т/ч устанавливаем дополнительно два рабочих и один резервный центробежные насосы WILLO-IL 150/300-30/4.

Сетевые насосы устанавливаются на обратной линии тепловых сетей, где температура сетевой воды не превышает 70°С.

Рециркуляционные насосы устанавливают для повышения температуры воды на входе в котел путем подмешивания горячей воды из прямой линии теплосетей. Подача рециркуляционных насосов определена при расчете тепловой схемы. Gpeu = 67,2 кг/с. Выбираем два насоса (один резервный) WILLO-IL 100/5-21 BF.

Для восполнения утечек воды устанавливают подпиточные насосы. Количество воды для покрытия утечек из закрытых теплофикационных систем принимают равным 0,5% от объема воды в трубопроводах системы, а подача подпиточного насоса выбирается вдвое больше для возможности аварийной подпитки сетей. Выбираем два насоса (один резервный) MVI 410/PN 16 3.

Для подачи воды от источника водоснабжения котельной -водопровода жилого района - в систему водоподготовки, устанавливают сетевые насосы. Подача этих насосов определяется максимальной потребностью в химически очищенной воде и расхода ее на собственные нужды химводоочистки. Gсв = 5,55 кг/с. Выбираю два насоса (один резервный) WILLO-IL-E 80/9-48 BF R1.

Для обеспечения надежной работы котельной со стальными водогрейными котлами обязательно удаление из воды растворенных в ней коррозионно-активных газов - кислорода и свободной углекислоты. Расход деаэрированной воды равен 4,62 кг/с = 16,6 т/ч.

Выбираем вакуумный деаэратор: ДВ-18, производительностью 18 т/ч.

Для создания вакуума и удаления газов из деаэратора используют вакуумные насосы. Выбираем ВК-25 с подачей 4-50 м3/мин. Один рабочий и один резервный.

Подогреватели исходной и химочищенной воды:

Выбираем два водоводяных теплообменника ПВ-Z-l 1 с поверхностью нагрева 5,89 м и ПВ-Z-IO с поверхностью нагрева 6,9 м .

**5. Охрана окружающей среды**

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

**5.1 Вещества, загрязняющие окружающую среду**

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

* окись углерода;
* окислы азота;
* сернистый ангидрид;

**5.2 Мероприятия по охране окружающей среды**

 При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания (СО2, Н2О, NO2) в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (зола и сажа), а также токсичные газообразные вещества ­­­– серный и сернистый ангидрид (SO2, SO3). Все продукты неполного сгорания являются вредными (CO, CH4, C2H6).

 Окислы азота вредно воздействуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьезных заболеваний, а также разрушающе действуют на оборудование и материалы, способствуют ухудшению видимости.

 Окислы азота образуются за счет окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха, и содержатся в продуктах сгорания всех топлив. Условием окисления азота воздуха является диссоциация молекулы кислорода воздуха под воздействием высоких температур в топке. В результате реакции в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO2 за счет доокисления NO требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе.

 В воде NO практически не растворяется. Очистка продуктов сгорания от NO и других окислов азота технически сложна и в большинстве случаев экономически нерентабельна. Вследствие этого, усилия направлены в основном на снижение образования окислов азота в топках котлов.

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

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

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

 Под предельно допустимой концентрацией следует понимать такую концентрацию различных веществ и химических соединений, которая при ежедневном воздействии на организм человека не вызывает каких-либо патологических изменений или заболеваний.

 ПДК атмосферных загрязнений устанавливается в двух показателях: максимально-разовая и среднесуточная.

 Для двуокиси азота (NO2) − основного загрязняющего вещества при работе котельной на природном газе, предельно допустимая максимально-разовая концентрация равна 0,085 мг/м3, среднесуточная − 0,04 мг/м3.

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

 ,

где:

С1, С2, С3, Сn − фактические концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м3.

 ПДК1, ПДК2, ПДК3, ПДКn − предельно допустимая концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м3.

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

 Основным фактором, влияющим на рассеивание токсичных веществ, является ветер.

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

* применение в качестве основного топлива природного газа − более экологически чистого вида топлива;
* установка достаточно высоких дымовых труб (расчет приведен ниже);
* котлоагрегаты оснащены приборами, регулирующими количество воздуха и процесс горения, что дает возможность контролировать процесс горения топлива;

**5.3 Расчет концентрации загрязняющего вещества (NO2)**

Расход топлива на четыре котла для зимнего режима:

  м3/с.

Выброс окислов азота:

 , г/с (14)

где:

  − безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

  − коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

  − степень рециркуляции инертных газов в процентах расхода дутьевого воздуха;

  − коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

 k − коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива, кг/т.

Для водогрейных котлов:

 , кг/т (15)

где:

 Qн и Qф − номинальная и фактическая теплопроизводительности котла, Гкал/ч.

  кг/т.

  г/с. (16)

Объем продуктов сгорания при нормальных условиях для одного котла:

  м3/ м3.

Приведенный объем:

 , м3/ м3 (17)

 .

Объемный расход выбрасываемых газов для четырех котлов:

 , м3/с (18)

 .

Концентрация окислов азота:

  (19)

 .

**5.4 Расчет высоты дымовой трубы**

Задаемся скоростью газов на выходе из трубы:

.

Диаметр трубы:

, м (20)

.

Принимаю диаметр Do = 2,1 м, тогда скорость газов:

, м/с (21)

.

Принимаю параметр A = 160, параметр F = 3.

Задаю высоту трубы  м, тогда:

, (22)

;

.

, (23)

;

, (24)

.

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

, м (25)

 м.

Задаю высоту трубы  м, тогда:

,

;

.

,

;

 ,

 .

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

 , м

  м.

Определяем графическим способом минимальную высоту дымовой трубы:

0

10

20

30

40

50

60

70



10

20

30

40

50

60

70



Рис. 5 Расчет высоты дымовой трубы

Минимальная высота дымовой трубы Н = 44 м.

Принимаю высоту дымовой трубы Н = 45 м, тогда:

 ,

 ;

 .

 ,

 ;

 ,

 .

, мг/м3

 мг/м3;

 Так как тепловая нагрузка для летнего режима составляет 20% от тепловой нагрузки зимнего режима, рассчитанная для зимнего режима высота дымовой трубы будет обеспечивать допустимую концентрацию выбросов и при летнем режиме.

**6. Автоматизация**

В проекте разработана функциональная схема КИПиА котла КВ-ГМ-30-150. Схема вычерчена в соответствии с ГОСТ 21.404-85 и представлена в графической части проекта.

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

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

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

Регулятор подпитки обеспечивает поддержание заданного давления в обратном трубопроводе сетевой воды.

Для обеспечения качественной деаэрации предусмотрены вакуумные деаэраторы, устойчивая работа которых поддерживается регуляторами уровня и давления.

Для котлов предусмотрено регулирование процесса горения с помощью регуляторов разряжения воздуха и топлива.

Стабилизация давления мазута у горелки котла осуществляется общекотельным регулятором давления.

Поддержание на выходе котла температуры 150 °С при сжигании высокосернистого мазута позволяет избежать низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева. При сжигании природного газа поддерживается температура на входе в котел по режимной карте.

Комплектом средств управления обеспечивается безопасность работы котла путем прекращения подачи топлива при:

* Отклонении давления газа (понижении давления мазута);
* Отклонении давления воды на выходе из котла;
* Уменьшении расхода воды через котел;
* Повышении температуры воды за котлом;
* Погасании факела в топке;
* Уменьшении тяги;
* Понижении давления воздуха;
* Аварийной остановке дымососа;
* Неисправности цепей или исчезновении напряжения в схеме автоматики безопасности.

Операции по пуску и останову котла происходят автоматически «от кнопки». Аварийный сигнал остановки котла вынесен на щит КИП.

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

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

* Теплотехнический контроль включает в себя контроль за:
* Температурой воды после котла;
* Температурой воды перед котлом;
* Температурой дымовых газов за котлом;
* Давлением воды после котла;
* Давлением мазута после дутьевого вентилятора;
* Разряжением в топке.

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

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Позиция | Обозначение | Наименование | Кол-во | Примечание |
| 1 | ТТЖУ 90º№3-2º-150-200 | Термометр технический жидкостный | 1 |  |
| 24 | ТТЖП №4-2º-150-163 | Термометр технический жидкостный прямой | 2 |  |
| 5а5д | ТСП-0879 | Термопреобразователь сопротивления | 2 |  |
| 5б, 5г,5е, 36б | Ш-79 | Преобразователь измерительный | 5 |  |
| 5ж | А-543-263 | Прибор аналоговый | 1 |  |
| 6 | ОБМ-1-100-25 | Манометр | 1 |  |
| 7 | ОБМ-1-100-6 | Манометр | 1 |  |
| 8 | ОБМ-1-100-1 | Манометр | 2 |  |
| 9а | РМ модель 5320 | Разделитель мембран | 2 |  |
| 9б | МТИ модель 1216 | Манометр | 2 |  |
| 12б, 39и,27б | РС 29.1.12 | Прибор регулирующий | 3 |  |
| 12а, 14а,15а | «Сапфир» 2дд-2401 | Преобразователь измерительный колокольный | 3 |  |
| 12в, 27в,39д, 39к | У 29.3 | Магнитный пускатель | 4 |  |
| 39г | PS 29.012 | Прибор регулирующий | 1 |  |
| 12г, 39л | М 30250125-0,25р | Механизм исполнительный | 2 |  |
| 13, 16 | ТНМП-52 | Тягонапоромер мембранный | 2 |  |
| 14б | А 542-081 | Прибор аналоговый | 2 |  |
| 24б, 12е,14в, 15б | ИП-ПЗ | Преобразователь нормирующий | 4 |  |
| 34а | ЭПКЗ/4-«ТО» | Клапан электропневматический | 1 |  |
| 34б | ПКВ-200 | Клапан отсечной | 1 |  |
| 35а | ЗСК-32 | Клапан запорный соленоидный | 1 |  |
| 36а | ТСП-0879 | Термопреобразователь | 2 |  |
| 37а, 41а,54б | «Сапфир» 22ди-2150 | Преобразователь измерений | 3 |  |
| 37б | А 542-075 | Прибор аналоговый | 1 |  |
| 38а, 38б | ТГП-100эк | Термометр электроконтактный | 2 |  |
| 32в | А 06 | Блок размножения сигналов | 1 |  |
| 39ж | ДХ-200 | Клапан регулирующий | 1 |  |
| 39м | 9с-4-2 | Клапан регулирующий | 1 |  |
| 40б | ЭКМ-1У | Манометр электроконтактный | 1 |  |
| 42а | ДКС 10-250 | Диафрагма | 1 |  |
| 42б | СКМ-40-2-а | Сосуд конденсационный | 2 |  |
| 42г, 51в,51д | БИК-1 | Блок извлечения корня | 3 |  |
| 42д, 55г | А 543-263 | Прибор аналоговый | 2 |  |

**7. Технико-экономический расчет**

**7.1 Постановка задачи**

 При проектировании котельной необходимо решить, на каком топливе она будет работать. При работе на мазуте необходимо устанавливать дополнительные котлы Е-1/9 для его подогрева перед подачей в топку.

**7.2 Расчет капитальных затрат**

Стоимость оборудования (по данным предприятия ЧТЭЦ-3):

КВГМ-30 − 3 млн. руб.;

Е-1/9 − 2 млн. руб.;

Затраты на монтаж оборудования (по данным предприятия ЧТЭЦ-3):

КВГМ-30 − 0,3 млн. руб.;

Е-1/9 − 0,2 млн. руб.;

Таблица 19.

Смета производственных и капитальных затрат при работе котельной на газе

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование оборудования | Кол-во | Стоимость единицы, млн. руб. | Общая стоимость, млн. руб. |
| оборудование | монтаж | оборудование | монтаж |
| КВГМ-30 | 4 | 3 | 0,3 | 12 | 1,2 |
| Итого: | 13,2 |

Таблица 20.

Смета производственных и капитальных затрат при работе котельной на мазуте

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование оборудования | Кол-во | Стоимость единицы, млн. руб. | Общая стоимость, млн. руб. |
| оборудование | монтаж | оборудование | монтаж |
| КВГМ-30 | 4 | 3 | 0,3 | 12 | 1,2 |
| Е-1/9 | 4 | 2 | 0,2 | 8 | 0,8 |
| Итого: | 22 |

 Транспортные расходы на доставку оборудования по тарифу на перевозки принимаем 7000 руб. за тонну (по данным транспортной компании Уралтранссервис).

При работе котельной на газе:

Uтранс = 4×МКВГМ-30×0,007 ,

где Мквгм-30 = 32,4 тонны − масса котла КВГМ-30

Uтранс = 4×32,4×0,007 = 0,9 млн. руб.;

При работе котельной на мазуте:

Uтранс = 4×МКВГМ-30×0,007 + 4×МЕ-1/9×0,007,

где МЕ-1/9 = 3,34 тонны − масса котла Е-1/9

 Uтранс = 4×32,4×0,007 + 4×3,34×0,007 = 1 млн. руб.

 Заготовительно-складские затраты составляют 1,2% от стоимости оборудования.

При работе котельной на газе:

Uз.с. = 0,012×12 = 0,144 млн. руб.;

При работе котельной на мазуте:

Uз.с. = 0,012×20 = 0,24 млн. руб.

 Затраты на комплектацию оборудования, тару и упаковки составляют 3,2% от стоимости оборудования.

При работе котельной на газе:

Uт = 0,032×12 = 0,384 млн. руб.;

При работе котельной на мазуте:

Uт = 0,032×20 = 0,64 млн. руб.

 Плановые накопления составляют 6% от затрат на монтаж.

При работе котельной на газе:

Uпл = 0,06×1,2 = 0,072 млн. руб.;

При работе котельной на мазуте:

Uпл = 0,06×2 = 0,12 млн. руб.

**7.3 Расчет основных текущих затрат**

 Эксплуатация энергетического объекта требует ежегодных затрат, материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов.

 В рассматриваемых вариантах необходимо определить затраты при работе котельной на газе и на мазуте.

 Необходимо рассчитать следующие статьи затрат:

1. Затраты на топливо:

для природного газа цена за 1 м3 составляет 1,3 руб. (по данным СК Теплостроймонтаж).

Цт = 30,15×106×1,3 = 39,195 млн. руб./год;

 где Вк = 30,15×106 м3/год − годовой расход топлива.

для мазута цена за 1 т составляет 1500 руб. (по данным СК Теплостроймонтаж).

Цт = 30,15×103×1500 = 45,2 млн. руб./год.

2. Затраты на электроэнергию:

стоимость электроэнергии (при цене 1,76 руб./кВт⋅ч, по данным предприятия ЧТЭЦ-3):

Цэл = 1,01×106×1,76 = 1,77 млн. руб./год.

3. Затраты на воду:

стоимость воды (при цене 1,13 млн. руб. за тыс. м3 по данным предприятия ЧТЭЦ-3):

Цсв = 0,25×1,13 = 0,282 млн. руб./год;

где Gсв = 0,25 тыс. м3/год − годовой расход сырой воды.

 Сведем капитальные и текущие затраты двух вариантов в общую таблицу.

Таблица 21.

Смета капитальных и текущих затрат

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Вид затрат | Един. изм. | Работа на газе | Работа на мазуте |
| Капитальные затраты | млн. руб. | 14,7 | 24 |
| Текущие затраты | млн.руб./год | 41,2 | 47,25 |

Определим приведенные затраты для каждого из вариантов:

При работе котельной на газе:

З = U + Енорм×К = 41,2 + 0,125×14,7 = 43,04 млн. руб.;

При работе котельной на мазуте:

З = U + Енорм×К = 47,25 + 0,125×24 = 50,25 млн. руб.

 Из сравнения приведенных затрат при работе котельной двух различных видах топлива, можно сделать вывод, что работа котельной на природном газе экономически более выгодна, чем работа котельной на мазуте.

 Экономическая эффективность принятых технических решений может быть определена таким показателем, как срок окупаемости. Для определения срока окупаемости − времени, в течение которого возмещаются дополнительные капитальные вложения за счет экономии на издержках производства, используют формулу:

 года,

где К = 14,7 млн. руб. − капитальные затраты;

ΔU = U′ − U = 47,25 − 41,2 = 6,05 млн. руб./год − экономия текущих затрат.

**7.4 SWOT − анализ**

SWOT − анализ является одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз.

Таблица 22.

SWOT − анализ при работе котельной на мазуте:

|  |  |
| --- | --- |
| **S: сильные стороны** | **W: слабые стороны** |
| * четкое разделение труда;
* простота осуществления контроля за организацией и четкое разграничение ответственности персонала;
* быстрая реакция на изменения, быстрое принятие управленческих решений;
* наличие квалифицированного персонала;
* меньший удельный расход топлива.
 | * затраты на привод топливных насосов;
* необходимость обогрева емкостей для хранения мазута;
* большая цена на мазут;
* транспортные издержки;
* большее негативное воздействие на окружающую среду;
* отсутствие заинтересованности руководства к поощрению персонала.
 |
| **О: внешние благоприятные факторы** | **Т: внешние угрозы предприятию** |
| * возросшие потребности в тепле.
 | * слабая платежеспособность потребителей;
* переменное качество мазута;
* при снижении руководством уровня контроля − возможно разрушение системы.
 |

Таблица 23.

SWOT − анализ при работе котельной на газе:

|  |  |
| --- | --- |
| **S: сильные стороны** | **W: слабые стороны** |
| * наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной сфере;
* достаточно быстрая окупаемость проекта;
* отсутствие транспортных затрат;
* отсутствие затрат на привод топливных насосов;
* экологичность.
 | * затраты на прокладку трубопроводов;
* значительно большая опасность утечки природного газа и как следствие, возможность взрыва.
 |
| **О: внешние благоприятные факторы** | **Т: внешние угрозы предприятию** |
| * возросшие потребности в тепле;
* относительно дешевый газ;
* увеличение доли добычи газа.
 | * слабая платежеспособность потребителей тепла;
* при снижении руководством уровня контроля − возможно разрушение системы.
 |

 Рассмотрев SWOT − анализ котельной при работе на двух различных видах топлива − мазуте и природном газе, можно сделать вывод: работа котельной на природном газе является более целесообразной по наличию благоприятных возможностей, сильных и слабых сторон предприятия, определяющих пути его развития.

**7.5 Поле сил изменений системы**

 На схеме поля сил изменений системы представлено соотношений влияний движущих сил реализации целей и сдерживающих сил, этому препятствующих. Данное поле характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития.

**Проект газовой котельной**

Эффективность

проекта

Более низкая стоимость газа

Экологичность

Наличие квалифицированного персонала

Отсутствие дополнительного оборудования

Затраты на прокладку трубопроводов

Значительно большая опасность газа

Трудности в работе с посредниками

**Движущие силы**

**Сдерживающие силы**

Рис. 6 Поле сил изменений системы

**7.6 Построение пирамиды целеполагания и дерева целей**

Производство и бесперебойная поставка тепловой энергии потребителю

Миссия

1. Повысить объем вырабатываемой тепловой энергии за счет установки мощного современного оборудования к 1.01.08

2. Произвести пуск водогрейного котла КВГМ-30 в период с 1.01.08 по 1.01.09

3. Обеспечить бесперебойное снабжение топливом в период до 1.01.09

Цели

Стратегия – это долговременные наиболее принципиально важные установки, планы, намерения руководства предприятия в отношении производства, доходов, расходов и капиталовложений

Стратегия

Функции

управления

Прогнозирование, планирование, организация, руководство людьми, координация и контроль

Рис. 7 Пирамида целеполагания

*Дерево целей* представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения миссия предприятия (отопительная котельная) делится на проектные цели его подразделений, операционные цели исполнителей, составленные по принципу SMART.

Миссия: производство и бесперебойная поставка тепловой энергии потребителю

1. Цель предприятия: повысить объем вырабатываемой тепловой энергии за счет установки мощного современного оборудования к 1.01.08

1.1 Цели маркетинга:

* ­анализ эффективности работы;
* разработка мероприятий, направленных на ее повышение;
* разработка стратегии на предстоящий сезон;
* анализ возможностей рынка тепловой энергии.

1.2 Цели основного производства:

* обеспечить котлы химочищенной водой необходимого качества с 1.01.08 по 1.01.09;
* поддерживать заданные параметры теплоносителя: t=150 ºС, р=0,9 МПа с 1.01.08 по 1.01.09;
* произвести пуск водогрейного котла КВГМ-30-150 в период с 1.01.08 по 1.01.09.

1.3 Цели обслуживающего производства:

* провести обучение персонала работе на водогрейных котлах в период до 1.01.08;
* разработать мероприятия по экологической безопасности с 1.01.08 по 1.01.09;
* обеспечить бесперебойное снабжение топливом в период до 1.01.09.

Цели службы маркетинга:

* мониторинг рынка данных услуг и определение экономической стратегии предприятия;
* поиск новых рынков, оценка действий конкурентов в 2007-2009 гг.

1.2.1

* обеспечить необходимый запас химических реагентов в период до 1.01.09.

1.3.1

* провести инструктаж для персонала по работе нового оборудования с 1.12.07 по 1.01.08;
* выдать необходимые инструкции до 1.01.08;
* провести экзамен 25.12.07.

1.2.2

* осуществить эксплуатационному персоналу контроль за состоянием параметров ТО с 1.01.08 по 1.01.09;
* выполнить инструкции в период с 1.01.08 по 1.01.09.

1.2.3

* ОГЭ участвовать и контролировать пуск новых котлов в период с 1.01.08 по 1.02.08.

1.3.2

* обеспечить работу ГРУ в номинальном режиме до 1.01.09;
* обеспечить оплату топлива с 1.01.08 по 1.01.09.

1.3.3

* обеспечить наличие необходимого оборудования и зап. частей на складе в период до 1.01.09.

Цели исполнителей: выполнение работ в соответствии с должностной инструкцией, обслуживание и эксплуатация оборудования

Рис. 8 Дерево целей

**7.7 Организационная структура**

 Для данного предприятия характера линейно-функциональная структура, основными фактора для выбора которой являются:

* высокое значение культуры власти;
* применение стандартных технологий и отсутствие неопределенности ситуации;
* низкая сложность проектной разработки.

Достоинства линейно-функциональной структуры:

* возможность привлечения специалистов и экспертов в отдельных областях, чтобы освободить менеджера от нагрузки, а также обеспечить более глубокую подготовку стратегических решений.

Недостатки:

* тенденция к чрезмерной централизации;
* остаются высокие требования к высокому руководству, принимающему решения;
* недостаточно четкая ответственность − начальник, готовящий распоряжение, не участвует в его реализации.

**7.8 Объемы производства продукции**

Таблица 24.

 Исходные данные

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Величина | Обозначение | Единица измерения | Значение |
| Расчётный расход тепла на отопление | Q'o | МВт | 70,2 |
| Расчётный расход тепла на вентиляцию | Q'в | МВт | 6,98 |
| Расчётный расход тепла на ГВС для зимнего периода |  | МВт | 34,8 |
| Суммарная расчётная тепловая нагрузка | Q′ | МВт | 112 |
| Расход сетевой воды | Gсв | тыс.м3/год | 0,25 |
| Расход топлива на 4 водогрейных котла | Вв | м3/с | 4,188 |
| Расход подпиточной воды | Gпод | тыс.м3/год | 0,133 |
| Загрузка оборудования | hр | ч/год | 8000  |

**7.9 Планирование на предприятии**

Планирование – это разработка и установление руководством предприятия системы количественных и качественных показателей его развития, в которых определяются темпы, пропорции и тенденции развития данного предприятия.

Система планов на предприятии предусматривает разработку трех видов планов:

1. Перспективное (стратегическое) планирование основывается на прогнозировании: долгосрочное (10-15 лет), среднесрочное (5 лет).
2. Текущее планирование разрабатывается в разрезе пятилетнего плана и уточняет его показатели: заводские, цеховые, бригадные.
3. Оперативно-производственное планирование уточняет задания текущего плана на более короткие отрезки времени (месяц, декада, смена, час) и по отдельным производственным подразделениям.

В данной работе отражены такие разделы годового планирования, как: планирование по труду и заработной плате работников предприятия, а также себестоимости продукции.

Таблица 25.

План-график Ганта по реализации целей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Этап работы | Исполнитель | Продолжительность |
| 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Постановка задачи на проведение модернизации КТАНа | Главный инженер, начальник ОГЭ |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Выезд на территорию, осмотр площадки, постановка задачи проектному отделу и персоналу котельной на проведение операции | Главный инженер, начальник ОГЭ |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Обработка исходных данных, расчет и контрольная сверка информации | Главный инженер, начальник ОГЭ, начальник котельного цеха, проектировщик |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Составление проектной документации на выход КТАНа на модернизацию | Начальник ОГЭ, инженер-проектировщик |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Связь с поставщиками, согласование о доставке необходимого оборудования | Главный инженер, начальник планового отдела |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Прием ребер от поставщика, вывод КТАНа из работы, начало проведения работ | Начальник ОГЭ, начальник котельного цеха, главный инженер, старший мастер |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Демонтаж старой поверхности т/о аппарата, монтаж новой, испытания, пуск | Старший мастер, мастера, ремонтный персонал |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**7.10 Планирование труда и заработной платы**

*Планирование использования рабочего времени*

Таблица 26. Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  Наименование показателей | Обозначение | Определение | План на 2006 год |
| Дни | Часы |
| Календарный фонд времени | F | По календарю | 365 | 2920 |
| Нерабочие дни | Н | 116 | 928 |
| - праздничные  | Нп | 11 | 88 |
| - выходные | Нв | 105 | 840 |
| Номинальный фонд рабочего времени | Fн | F-Н | 249 | 1992 |
| Плановые целосменные невыходы: | А | ΣАi | 34 | 272 |
| - основной и дополнительный отпуска | А1 | - | 24 | 192 |
| - по болезни | А2 | 0,035⋅Fн | 9 | 72 |
| - в связи с выполнением государственных обязанностей | А3 | 0,005⋅Fн | 1 | 8 |
| Плановые внутрисменные потери | П | 0,005⋅Fн | 1 | 8 |
| Эффективный фонд рабочего времени одного рабочего | Fэф | Fн-А-П | 214 | 1712 |
| Средняя продолжительность рабочего дня | Р | Fэф( Fн-А) | - | 8 |
| Коэффициент использования эффективногофонда рабочего времени | Ки | FэфFн | 0,86 |

Так как продолжительность рабочего дня на одного человека не должна превышать 8 часов, то, исходя из полученной средней продолжительности рабочего дня, принимаю трехсменный режим работы.

*Планирование численности рабочих*

1. Эксплуатационный персонал

Планирование численности эксплуатационного персонала производится по ремонтосложности оборудования (таблица 5).

Таблица 27.

Состав оборудования и его ремонтосложность

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Оборудование | Количество, ед. | Ремонтная сложность на одну единицу оборудования | Ремонтная сложность,у.е.р. | Продолжительность периода между ремонтами, месяц |
| ТекущимиFтi | СреднимиFci |
| Котел водогрейный КВГМ 30−150 | 4 | 100 | 400 | 6 | 12 |
| Дымосос | 4 | 8 | 32 | 3 | 12 |
| Вентилятор | 4 | 8 | 32 | 3 | 12 |
| Питательный насос | 3 | 30 | 90 | 3 | 12 |
| Сетевой насос | 3 | 30 | 90 | 3 | 12 |
| Трубопровод − 200 м | 1 | 200 | 200 | 3 | 12 |

Суммарная ремонтосложность

 *у.е.р.*

Таблица 28. Расчет численности эксплуатационного персонала

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Обозн. | Единица измерения | Расчет | Величина |
| Норма обслуживания теплохозяйства | Но | у.е.р./чел | - | 150 |
| Суммарная ремонтосложность оборудования | ΣRi | у.е.р. | ΣRi | 844 |
| Число смен работы оборудования | b | - | - | 3 |
| Численность эксплуатационного персонала в расчете на смену | Чэ | Чел. |  |  |
| Явочный состав эксплуатационного персонала |  | Чел. | B⋅Чэ | 3·6 = 18  |
| Списочный состав эксплуатационного персонала |  | Чел. |  |  |

Ремонтный персонал

Fтi – продолжительность периода между текущими ремонтами

Fсi – продолжительность периода между средними ремонтами

nсi, nтi – количество средних и текущих за длительность ремонтного цикла

γ = 0,6 – коэффициент, зависящий от сменности работы

Кн = 1,15 – планируемый коэффициент перевыполнения по длительности ремонта.

Тц – длительность ремонтного цикла.

Fгi – годовое время на текущий и средний ремонт *i*-ого однотипного оборудования в часах в год:







Таблица 29.

Расчет времени на текущий и средний ремонт оборудования

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Оборудование | nтi | nci | Годовое время на ремонт, ч/год |
|
| Котел водогрейный КВГМ 30−150 | 1 | 1 | 12⋅(1,2⋅1+7⋅1)⋅400/(0,6⋅36) = 1822 |
| Дымосос | 3 | 1 | 12⋅(1,2⋅3+7⋅1)⋅32/(0,6⋅36) = 188 |
| Вентилятор | 3 | 1 | 12⋅(1,2⋅3+7⋅1)⋅32/(0,6⋅36) = 188 |
| Питательный насос | 3 | 1 | 12⋅(1,2⋅3+7⋅1)⋅90/(0,6⋅36) = 530 |
| Сетевой насос | 3 | 1 | 12⋅(1,2⋅3+7⋅1)⋅90/(0,6⋅36) = 530 |
| Трубопровод − 200 м | 3 | 1 | 12⋅(1,2⋅3+7⋅1)⋅200/(0,6⋅36) = 1778 |

FΣ – суммарное годовое время на текущий и средний ремонт оборудования в часах в год.

 

Явочный состав ремонтного персонала:



 чел.

Списочный состав ремонтного персонала



 чел.

*Планирование численности персонала управления*

Нм = 12 рабочих – норма управляемости для мастера;

Ну = 4 мастера – норма управляемости для начальника участка;

Нц = 2 начальника участка – норма управляемости для начальника цеха;

Нв = 2 – норма управляемости для руководителя;

М = 19 – количество единиц теплооборудования

С = 3 – сменность работы в теплохозяйстве.

Списочный состав рабочего персонала:



 чел.

Численность мастеров:



 чел.

Численность начальников котельной − 1 чел.

Численность промышленно-производственного персонала:



 чел.

Число уровней линейного руководства:





Примем число уровней линейного руководства 2, тогда в данной котельной начальнику цеха и начальнику участка соответствует начальник котельной.

*Планирование фонда заработной платы рабочих*

В энергетике применяются несколько систем оплаты труда.

Если для каждого работника легко можно установить и проконтролировать объем выполняемой им работы или выработки продукции, то применяется сдельная система оплаты труда: в ремонтном хозяйстве, в строительных предприятиях энергообъединений, почти во всех вспомогательных подразделениях, где объемы производства известны или могут планироваться.

В основном производстве, объемы которого не зависят от энергетиков, применяется повременная оплата.

В данном случае для всех категорий работников применим простую повременную систему оплаты труда, основным элементом, которой являются тарифные ставки:

 - = 50 руб./час – для эксплуатационного персонала;

 - = 54 руб./час – для ремонтного персонала.

Фонд оплаты по тарифу:



Премиальные доплаты до часового фонда заработной платы (за безаварийную работу, за экономию топлива и т.д.). Данные доплаты учитываются только для эксплуатационного персонала.



Оплата праздничных дней:



где  = 1,5% – для ремонтного персонала;

  = 0,9% – для эксплуатационного персонала.

Доплаты за работу в ночное время принимаются только для эксплуатационных рабочих в размере 6,75% от оплаты по тарифу.

Часовой фонд:



Оплата за работу в праздничные дни производится в двойном размере, поэтому сумма доплат до дневного фонда в этой части соответствует оплате за праздничные дни, рассчитанной в часовом фонде:



Дневной фонд:



Доплаты до годового фонда определяются в процентах к дневному фонду. Фонд тарифной оплаты исчисляется по отношению к фактическому числу рабочих дней в году. Необходимо пересчитать процент невыходов на работу в связи с отпусками и выполнением государственных и общественных обязанностей по отношению к фактическому числу рабочих дней. С учетом этого, процент доплат за отпуска:



Процент доплат за выполнение государственных и общественных обязанностей:



Годовой фонд:



Средняя заработная плата:



Таблица 30.

Планирование заработной платы рабочих теплохозяйства

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Обозначение | Заработная плата, тыс. руб. |
| Эксплуатационных рабочих | Ремонтныхрабочих |
| **Фонд оплаты по тарифу за год:** | ФТ | 0,05⋅1992⋅18 = **1792,8** | 0,054⋅1992⋅7 = **753** |
| Доплаты до часового фонда: |  | **585,3** | **11,3** |
| премиальные | Дпрем | 0,25⋅1792,8 = 448,2 | – |
| оплата праздничных дней | Опр | 0,009⋅1792,8 = 16,1 | 0,015⋅753 = 11,3 |
| за работу в ночное время | Дноч | 0,0675⋅1792,8 = 121 | – |
| **Итого часовой фонд** | Фч | 1792,8+585,3 = **2378,1** | 753+11,3 = **764,3** |
| Доплаты до дневного фонда: |  |  |  |
| за работу в праздничные дни | Дпр | 0,009⋅1792,8 = 16,1 | 0,015⋅753 = 11,3 |
| **Итого дневной фонд** | Фдн | 2378,1+16,1 = **2394,2** | 764,3+11,3 = **775,6** |
| Доплаты до годового фонда: |  | **326,5** | **105,8** |
| оплата отпусков | Дотп | 0,131⋅2394,2 = 313,6 | 0,131⋅775,6 = 101,6 |
| за выполнение государственных и общественных обязанностей | Добяз | 0,0054⋅2394,2 = 12,9 | 0,0054⋅775,6 = 4,2 |
| **Всего годовой фонд заработной платы рабочих** | Фгод | 2394,2+326,5 = **2720,7** | 775,6+105,8 = **881,4** |
| Средняя заработная плата за год | Зср |  |  |

*Планирование фонда заработной платы персонала управления*

Для расчета заработной платы персонала управления необходимо составить штатное расписание.

Таблица 31.

Годовой фонд заработной платы персонала управления

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Должность | Количество человек | Оклад, руб. | Годовая сумма зарплаты, тыс. руб. |
| Начальник котельной | 1 | 30000 |  360 |
| Мастер | 3 | 15000 | 180 |

Годовой фонд зарплаты персонала управления:

 тыс.руб.

*Планирование производительности труда*

 Производительность труда рассчитывается как отношение объема работ в условных единицах ремонтосложности к списочному составу ремонтного персонала:



 

 

*Организационная структура предприятия.*

Начальник котельной

Мастер КИПиА

Мастер по

водоподготовке

Мастер по ремонту котельного оборудования

Рис. 9 Организационная структура предприятия

**7.11 Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание**

• Годовые затраты на топливо



где Цт = 1300 руб./1000м3 – цена топлива.

• Годовые затраты на воду



где Цв = 1,13 руб./м3– цена на воду.

• Отчисления на социальные нужды определяются величиной Единого социального налога в размере 26% от фонда оплаты труда

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

• Амортизация оборудования



где На =10% – норма амортизации;

 – общая стоимость оборудования.

• Затраты на содержание и текущий ремонт сооружений



• Прочие производственные расходы



• Себестоимость производимой теплоты



Таблица 32.

Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование затрат | Единица измерения | Величина |
| 1 | Топливо |  | 39,195 |
| 2 | Сырая и питьевая вода |  | 0,282 |
| 3 | Основная и дополнительная заработная плата эксплуатационного персонала |  | 2720,7 |
| 4 | Отчисления на социальные нужды |  | 0,26⋅2720,7 = 707,4 |
| 5 | Содержание оборудования в части материалов и запчастей для ремонта |  | 0,01⋅12000 = 120 |
| 6 | Амортизация оборудования |  | 0,08⋅12000 = 960 |
| 7 | Основная и дополнительная заработная плата ремонтного персонала |  | 881,4 |
| 8 | Отчисления на социальные нужды |  | 0,26⋅881,4 = 229 |
| 9 | Заработная плата персонала управления котельной |  | 540 |
| 10 | Социальные отчисления |  | 0,26⋅540 = 140,4 |
| 11 | Содержание и текущий ремонт сооружений |  | 0,25⋅12000 = 3000 |
| 12 | Прочие производственные расходы |  | 0,1⋅(2720,7+881,4+540) = = 414,2 |
| 13 | Итого производственных затрат |  | 49190 |
| 14 | Полезно используемая тепловая энергия |  | 297350 |
| 15 | Производственная себестоимость товарной продукции |  |  | 49190⋅1000297350 | = 165,4 |

**.12 Планирование сметы текущих затрат на энергетическое обслуживание**

Состав экономических элементов затрат, входящих в смету, постоянен. Они включают в себя однородные по характеру расходы на энергетическое обслуживание независимо от их цели и места образования (таблица 11).

Таблица 33.

Смета текущих затрат на теплоэнергетическое обслуживание

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование затрат |  | Процент к итогу |
| Вспомогательные материалы (1,25% от стоимости оборудования) | 150 | 6,4 |
| Затраты на топливо и воду | 39477 | 81 |
| Амортизация основных фондов (10% от стоимости оборудования) | 1200 | 0,5 |
| Заработная плата промышленно-производственного персонала | 4142,1 | 8,3 |
| Отчисления на социальные нужды | 1076,8 | 2,1 |
| Прочие расходы (20% от заработной платы промышленно-производственного персонала) | 828,4 | 1,7 |
| **ИТОГО** | 46874,3 | 100 |

Погрешность расчета по статьям сметы и калькуляции:

 %

Полученная погрешность не превышает допустимую, следовательно, расчет произведен с достаточной степенью точности.

**7.13 Основные экономические показатели**

Таблица 34.

Основные экономические показатели

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Величина |
| Полная сметная стоимость оборудования, млн. руб. | 13,2 |
| Общая численность персонала: | 33 |
| * эксплуатационный персонал
 | 21 |
| * ремонтный персонал
 | 8 |
| * персонал управления
 | 4 |
| Общий годовой фонд заработной платы, млн. руб./год |  |
| * эксплуатационный персонал
 | 2,7207 |
| * ремонтный персонал
 | 0,8814 |
| * персонал управления
 | 0,54 |
| Себестоимость тепловой энергии , руб./Гкал | 165,4 |
| Срок окупаемости проекта, год | 2,4 |

**8. Безопасность жизнедеятельности**

Безопасность жизнедеятельности – система знаний, обеспечивающая безопасность обитания человека в производственной и непроизводственной среде, и развитие деятельности по обеспечению безопасности в перспективе с учётом антропогенного влияния на среду обитания.

**Цель БЖД:**

* Достижение безаварийной ситуации и готовности к стихийным бедствиям и другим проявлениям природной среды;
* Предупреждение травматизма;
* Сохранение здоровья;
* Сохранение работоспособности;
* Сохранение качества полезного труда.

**8.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов.**

В дипломном проекте рассматривается котельная, в которой установлено 3 котла типа КВ­−ГМ – 30­−150 с экономайзерами типа ЭП – 1062, оборудованных автоматикой безопасности типа – схема защиты и розжига, топливом является природный газ. За работой и обслуживанием котельных агрегатов, насосным оборудованием, трубопроводами пара и горячей воды смотрят операторы котельной.

На оператора котельной в процессе работы действуют опасные и вредные факторы.

В соответствии с ГОСТ 12.0.002 – 80. " ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы ".

 Опасный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной острого заболевания или внезапно резкого ухудшения здоровья, смерти.

 Вредный производственный фактор – фактор среды трудового процесса, воздействие которого на работающего при определенных условиях может вызвать профессиональное заболевание, снижение работоспособности.

 В помещении, где установлены котельные агрегаты и вспомогательное оборудование, вредными производственными факторами для оператора котельной установки, являются:

а) физические факторы:

- тепловое излучение (нагретые поверхности котельных агрегатов, трубопроводов пара и горячей воды);

- повышенная температура воздуха рабочей зоны;

- пониженная влажность воздуха (менее 40 %);

- повышенный уровень шума (резкие перепады давления в трубопроводе, работа предохранительных клапанов, пробивание прокладок фланцевых соединений, движение газов в трубах с большой скоростью ­− аэродинамические шумы);

- общая вибрация (при работе котельных агрегатов, при движении газов в трубах с большой скоростью);

- недостаточное освещение (естественное − вследствие затененности оборудования, конструкций, искусственное − вследствие плохой работы осветительных приборов).

б) биологические факторы отсутствуют.

в) химические факторы:

- окислы азотов;

- окись углерода.

г) психофизиологические:

- тяжесть трудового процесса (физическая динамическая нагрузка, статическая нагрузка);

- напряженность трудового процесса (эмоциональные нагрузки, интеллектуальные нагрузки, монотонность нагрузок, сменность работы).

д) травмоопасные:

- оборудование, работающее под давлением (котельные агрегаты, трубопроводы пара);

- высокая температура оборудования (трубопроводы пара и горячей воды)

**8.2 Влияние выявленных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) на организм человека.**

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

*Микроклимат*

 Работы ведутся в производственном помещении с выделением тепла. Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплого облучения. Если сочетание этих параметров не является оптимальными для организма человека, может быть нарушено функциональное и тепловое состояние человека, причем это будет сопровождаться напряжением реакции терморегуляции, ухудшением самочувствия.

 Действующими нормативными документами, регламентирующими метеорологические условия, являются:

 СанПин 2.2.4.548 – 96 " Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений ".

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

 Работа оператора котельной установки попадает под характеристики, изложенные в таблице.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Периодгода | Категория работ | Оптимальная температура ºС | Допустимая температура ºС | Оптимальная влажность % | Допустимая влажность % | Скорость движения воздуха оптимальная м/с | Скорость движения воздуха допустимая м/с |
| Холодный | Легкая 1Б | 21−23 | 20−24 | 40−60 | 15−75 | 0,1 | ≤ 0,2 |
| Теплый | Легкая 1Б | 22−24 | 21−28 | 40−60 | 15−75 | 0,2 | 0,1 − 0,3 |

*Неблагоприятное освещение*

 Возникает вследствие плохой работы осветительных приборов и затененностью оборудования, конструкций.

 В дипломном проекте предусматривается обеспечить достаточным дневным светом помещения котельной, а в ночное время искусственным освещением. Места, которые по технологическим причинам не обеспечиваются дневным светом, предусмотрено обеспечить электрическим светом.

 Помимо рабочего освещения в котельной предусматривается аварийное освещение от источников питания, независимых от общей освещенности котельной. Подлежат обязательному оборудованию аварийным освещением следующие места:

- фронт котлов, а также проходы между котлами, сзади котлов и над котлами;

- тепловые щиты и пульты управления;

- водоуказательные и измерительные приборы;

- вентиляционная площадка;

- помещения для баков и деаэраторов;

- площадки и лестницы котлов;

- насосные помещения.

Недостаточное освещение в помещении котельной может привести к повышению травматизма ремонтного и эксплуатационного персонала, а в помещении щитовой – к ухудшению остроты зрения, нервному напряжению.

 Действующим нормативным документом является:

 СНиП 23-05-95\* "Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования".

 Помещение цеха согласно СНиП 23-05-95\* должно быть освещено таким образом, чтобы обеспечить качественный монтаж котла, а при эксплуатации, возможность правильной работы. Разряды зрительной работы IIIв, IVа и VIIIа, характеристики указаны в таблице:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика зрительной работы | Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм | Разряд зрительной работы | Подразряд зрительной работы | Контраст объекта с фоном | Характеристика фона | Искусственное освещение | Естественное освещение | Совмещенное освещение |
| Освещенность, лк | Сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации | КЕО, ен, % |
| При системе комбинированного освещения | При системе общего освещения |
| Всего | В том числе от общего |
| Р | Кп, % | При верхнем или комбинированном освещении | При боковом освщеении | При верхнем или комбинированном освещении | При боковом освещении |
| Высокой точности | от 0,3 до 0,5  | III | в | малыйсредний большой | светлыйсреднийтемный | 750600 | 200200 | 300200 | 4020 | 1515 | нет | нет | 3 | 1,2 |
| Средней точности | св. 0,5 до 1,0 | IV | а | малый | темный | 750 | 200 | 300 | 40 | 20 | 4 | 1,5 | 2,4 | 0,9 |
| Общее наблюдение за ходом производственного процесса |  | VIII | а |  |  | нет | нет | 200 | 40 | 20 | 3 | 1 | 1,8 | 0,6 |

*Повышенный уровень шума на рабочем месте*

Для теплоэнергетического оборудования характерны механические, аэродинамические и гидродинамические шумы – неупорядочное распространение звуков разной интенсивности и чистоты, оказывающих неблагоприятное воздействие на организм человека. В котельной значительный шум вызывает аэродинамические причины, к ним относиться:

- резкие перепады давления в трубопроводе;

- работа предохранительных клапанов;

- пробивание прокладок фланцевых соединений;

- движение газов в трубах с большой скоростью.

Повышенный уровень производственного шума на рабочем месте ока­зывает вредное воздействие на организм человека: снижается острота слуха, зрения, нарушается деятельность сердечно-сосудистой системы. Сильный производственный шум может быть причиной функциональных изме­нений нервной, кровеносной, а также пищеварительной систем организма человека.

 Действующими нормативными документами являются:

ГОСТ 12.1.003 – 83 "ССБТ. Шум. Общие требования безопасности".

СН 3223 – 85 "Санитарные нормы уровней шума на рабочих местах".

Уровень шума в производственных помещениях не должен превышать 80 дБА.

В котельной, с целью снижения уровня шума, проводят следующие мероприятия:

- улучшение режима эксплуатации оборудования;

- центровка и балансировка механизмов;

- наложение шумовой изоляции (шумозащитные кожухи).

Помимо мер технологического и технического характера, широко применяются средства индивидуальной защиты – антифоны, выполненные в виде наушников, заглушек – вкладышей и шлемов.

*Вибрация*

Представляет собой механическое колебательное движение, простейшим видом которого является гармоническое колебание.

На оператора котельной в производственных условиях действует общая вибрация 3 А категории (на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий).

Длительное воздействие вибрации при­водит к различным нарушениям здоровья человека и, в конечном счете, к "вибрационной болезни". Общая вибрация оказывает неблагоприятное воз­действие на нервную систему, наступают изменения в сердечно-сосудистой системе, вестибулярном аппарате, нарушается обмен веществ.

Действующим нормативным документом является:

ГОСТ 12.1.012 – 96 "Вибрационная безопасность. Общие требования".

Величина вибраций на рабочем месте оператора соответствует гигиеническим нормам вибраций, воздействующим на организм человека ГОСТ 12.1012–96.

Нормативные значения технологической вибрации на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятия (категория 3 А) указаны в таблице:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Среднегеометрическая частота (корректированный уровень) | Весовойкоэффициент | Нормативные значения уровня виброскорости, дБ |
| z − 2 ­ | − 16 | 108 |
| z − 4 | − 7 | 99 |
| z − 8 | − 1 | 93 |
| z − 16 | 0 | 92 |
| z − 31,5 | 0 | 92 |
| z − 63 | 0 | 92 |
| Корректированный уровень (ось z) |  | 92 |

Для устранения вибрации котлы смонтированы на самостоятельных фундаментах, виброизолированных от пола. Все трубопроводы проходят на достаточном расстоянии от стен и соседних трубопроводов.

В качестве индивидуальных средств защиты от вибрации применяются гасящие вибрацию рукавицы и специальная обувь.

*Тепловое излучение*

Котельные агрегаты, трубопроводы пара и горячей воды являются источником избыточного теплового излучения.

Действующими нормативными документами являются:

ГОСТ 12.1.005 – 88 "ССБТ. Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны".

СанНиП 2.2.4.548 – 96 " Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений ".

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения, должны соответствовать значениям, приведенным в таблице.

|  |  |
| --- | --- |
| Облучаемая поверхность тела, % | Интенсивность теплового облучения, Вт/м2, не более |
| 50 и более | 35 |
| 25…50 | 70 |
| Не более 25 | 100 |

К коллективным средствам защиты относится:

- теплоизоляция горячих поверхностей;

- экранирование источников излучения или рабочих мест;

- общеобменная вентиляция или кондиционирование.

Средства индивидуальной защиты применяют в целях исключения или снижения воздействия лучистой энергии на организм человека. К ним относятся: изолирующие костюмы, специальная одежда и обувь, средства защиты для головы, лица, глаз и рук.

*Химический фактор.*

*Вредным* называется вещество, которое при контакте с организмом человека может вызвать травмы, профессиональные заболевания или другие отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами как в процессе контакта с ним, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколения.

Наиболее распространенные заболевания, связанные с воздействием вредных веществ на организм: гиперсенсибилитивная пневмония, влажная лихорадка, астма, риниты, дермиты, а также инфекции: обычная простуда, грипп, болезни химического или физического происхождения.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Значения ПДК вредных веществ приведены в таблице.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование вещества | ПДК (ГОСТ 12.1.005-88\*), мг/м3 | Класс опасности по ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны |
| Окислы азоты (в пересчете на NO2) | 5 | 3 |
| Окись углерода | 20 | 4 |

Действующим нормативным документом является:

ГОСТ 12.1.007 – 76\* "ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности".

**8.3 Безопасность технологических процессов.**

*Травмоопасность*

При работе машиниста котла напряженность труда вызвана монотонностью нагрузок.

Согласно документу ПБ 10 **–** 577 **–** 03 "Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов".

Котлы относятся к оборудованию, работающему под давлением.

Механическая прочность оборудования обеспечивается предварительными испытаниями на прочность, путем проверки качества сварных швов, гидравлических испытаний.

При работе котла возможно коррозионное разрушение элементов котла. Коррозионная стойкость оборудования обеспечивается увеличением коррозионной стойкости конструктивного материала, путем нанесения соответствующего покрытия и удаления кислорода из воды. Для этого ее подвергают деаэрации. Надежность работы поверхностей нагрева котельных агрегатов зависит от качества питательной воды. Основной задачей водоподготовки является борьба с коррозией и накипью. Для этого применяют следующие меры:

- деаэрация рабочей воды с целью снижения кислородной коррозии;

- подогрев теплоносителя для снижения низкотемпературной коррозии.

Все трубопроводы имеют в верхних точках воздушники, а в нижних точках и застойных зонах – дренажные устройства, соединенные непосредственно с атмосферой.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала котельной предусмотрены следующие защитные устройства:

- манометр, показывающий давление горячей воды;

- воздушно - указательные приборы для наблюдения за уровнем воды;

- водозапорный вентиль для регулирования расхода воды на котел;

- спускные и продувочные вентили;

- воздушные клапана для удаления воздуха из котла;

- манометр, показывающий давление перегретого пара;

- предохранительные клапана для автоматического выпуска избыточной воды из котлов.

Трубопроводы пара и горячей воды являются опасными вследствие высокой температуры на поверхности трубопроводов и могут послужить источниками ожогов на теле работников. Для предотвращения ожогов рабочие должны работать в выданной спецодежде (куртка, брюки) и обуви (рабочие ботинки) и пользоваться установленными средствами индивидуальной защиты (рукавицы комбинированные). Обслуживающему персоналу необходимо избегать длительного нахождения в местах стыков фланцевых соединений трубопроводов, находящихся под давлением, около гляделок, в местах, где возможно присутствие газов, около предохранительных клапанов, водоуказательных стёкол и т. д.

Трубопроводы окрашены в соответствии с ГОСТ 12.4.026 – 2001. "ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности".

1) Воздух – синий

2) Вода – зеленый

Отключающие, аварийные, открытые токоведущие части оборудования обозначены красным цветом.

Помещение котельной, согласно СНиП 23-05-95\* ”Естественное и искусственное освещение” должно быть освещено таким образом, чтобы гарантировать возможность правильного и безопасного обслуживания котлов.

В здании котельной предусмотрено совместное освещение. Естественное боковое освещение обеспечивается за счет оконных проемов.

Кроме рабочего освещения предусмотрено аварийное освещение зон работ от самостоятельного источника питания электроэнергии, независимое от общей электроосветительной сети котельной, которое должно обеспечить работу котельной в случаях перебоев с электроэнергией.

В котельной предусмотрена защита оборудования, сигнализация, автоматическое регулирование и контроль параметров при эксплуатации.

Котёл должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом вручную при отказе в работе защитных средств в следующих случаях:

- повышение давление в барабане котла;

- прекращения действия всех питательных насосов;

- обнаружения неисправности предохранительного клапана;

- отклонение уровня воды в барабане выше допустимого уровня или понижения его ниже нижнего допустимого уровня;

- если в основных элементах котла будут обнаружены трещины, выпучены, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи.

*Электробезопасность*

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий, а также средств защиты от поражений человека электрическим током.

Организационные мероприятия включают в себя выбор рациональных режимов работы персонала по обслуживанию электроустановок, ограничение мест и времени пребывания персонала в зоне воздействия электрического тока.

Опасное и вредное воздействие на людей *электрического тока* проявляется в виде электротравм и профзаболеваний.

Основными потребителями электроэнергии являются электродвигатели дымососов, вентиляторов.

Действующими нормативными документами являются:

ГОСТ 12.1.019 – 79 "Электробезопасность. Общие требования".

ГОСТ 12.1.038 – 82"Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновений и токов".

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать значения, указанные в таблицах.

Напряжение прикосновения и токи при нормальных режимах работы электроустановок.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Род тока | Напряжение | Сила тока |
| 50 Гц переменный | Не более 2В | Не более 0,3 мА |

Напряжение прикосновения и токи при аварийных режимах работы электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц.

|  |  |
| --- | --- |
| Продолжительность воздействия, сек | Нормируемая величина |
| Напряжение, В | Сила тока, мА |
| 0,01–0,08  | 220 | 220 |
| 0,1 | 200 | 200 |
| 0,2 | 100 | 100 |
| 0,3 | 70 | 70 |
| 0,4 | 55 | 55 |
| 0,5 | 50 | 50 |
| 0,6 | 40 | 40 |
| 0,7 | 35 | 35 |
| 0,8 | 30 | 30 |
| 0,9 | 27 | 27 |

Для предотвращения поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, следует использовать защитное заземление.

В качестве индивидуальных средств защиты от электрического тока применяются экранирующие комплекты (костюмы, перчатки, обувь), коврики, подставки, контактные выводы и перемычки, проводники с зажимами и т.д.

 К коллективным методам защиты относятся плакаты, ограждения и знаки безопасности.

 Производственно – отопительная котельная относится к третьему классу помещения по электроопасности, т.е. это помещение без повышенной опасности.

*Пожаровзрывоопасность*

Так как технологический процесс связан со сжиганием топлива, то возможный источник пожара в котельной – это утечка топлива из газопровода и образование взрывоопасной газовоздушной смеси.

Действующим нормативным документом является:

Согласно ГОСТ 12.1.004. 91 "ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования", проектируемая котельная по пожарной безопасности относится к категории " Г ", по огнестойкости строительных конструкций степень огнестойкости здания котельной ІІ, класса В – 1А.

Категория "Г" означает негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, горючие газы и жидкости, которые сжигаются в качестве топлива. Класс В – 1А – зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуется, а образование таких смесей возможно только в результате аварий и неисправностей. Источниками пожара могут быть утечка и скопление газа в котельной; неисправности электрооборудования, осветительных приборов; выход из строя приборов автоматики. При нарушении целостности газопроводов уходящих газов, или при разрушении обшивки и обмуровки котла, уходящие газы, имеющие высо­кую температуру, могут послужить причиной пожара

Для предупреждения образования взрывоопасных газовоздушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Для борьбы с пожаром котельная оборудована противопожарным инвентарем по существующим нормам противопожарной охраны.

В состав этого инвентаря входят:

- пенные химические огнетушители;

- порошковые огнетушители;

- гидранты;

- ящики с песком;

- лопаты;

- ведра.

Весь инвентарь расположен в доступном месте на входе в котельную.

Для быстрого вызова пожарной службы в котельной установленные извещатели и телефон.

**Заключение**

 В дипломном проекте был предложен проект котельной с установкой четырех водогрейных котлов КВ-ГМ-30-150.

 Был произведен расчет тепловых нагрузок, тепловой схемы котельной и тепловой расчет котла.

 В разделе экологии были рассмотрены вопросы защиты окружающей среды и выполнен расчет дымовой трубы.

 В разделе экономики был произведен технико-экономический расчет работы котельной на природном газе.

 Также в дипломном проекте были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности обслуживающего персонала и приведено краткое описание схемы автоматики.

**Литература**

1. С.Л. Ривкин А.А. Александров. Термодинамические свойств воды и водяного пара. Справочник. М., «Энергоатомиздат», 1984, 80с
2. Е.Я. Соколов. Теплофикация и тепловые сети. М., МЭИ, 1999, 472с
3. Е.Ф. Бузинков К.Ф. Роддатис Э.Я. Берзиныш. Производственные и отопительные котельные. М., «Энергоатомиздат», 1984,248с
4. К.Ф. Роддатис Я.В. Соколовский. Справочник по котельным установкам. М., Энергия, 1975, 368с
5. В.И. Частухин. Тепловой расчет промышленных парогенераторов. Киев, 1980,184с
6. В.В. Кириллов. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. Конспект лекций. Челябинск, ЮурГУ ,2003,129с
7. Н.Б. Либерман М.Т. Нянковская. Справочник по
проектированию котельных установок систем
централизованного теплоснабжения. М., Энергия, 1979,224с
8. Ю.П. Соловьев. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. М., Энергия, 1978,192с
9. В.А. Гаджиев А.А. Воронина. Охрана труда в теплосиловом хозяйстве промышленных предприятий. М.. Энергия, 1980,323с

10. Справочник по технике безопасности в энергетике (под редакцией Г.А. Долина) М., Энергия, 1982,256с 11 .Методические указания по экономической части дипломного проекта (составитель А.А. Алабугин; под ред. Н.И. Цыбакина), Челябинск,ЧПИ, 1983,21 с

12. Организация, планирование и управление энергетическим хозяйством промышленного предприятия. Методические указания к курсовой работе. Челябинск, ЧПИ, 1987,24с

13. И.Манюк В.И. Я.И. Каплинский. Наладка и эксплуатация водоводяных тепловых сетей.

14. Л.А. Рихтер Э.П. Волков В.Н. Покровский. Охрана труда водного и воздушного бассейна от выбросов ТЭЦ - М.,»Энергоатомиздат», 1981, 296с

15. А.Н. Бабин. Топливо и основы теории горения: Методические указания к выполнению домашнего задания. Челябинск, ЧПИ, 1988, 34с

16. П.А. Долин. Справочник по технике безопасности. М., «Энергоатомиздат», 1984,796с