Содержание

Реферат

Введение

1. Технико-экономическое обоснование
2. Расчет тепловой схемы и выбор вспомогательного оборудования
3. Топливоподача
4. Водоподготовка
5. Безопасность и экологичность проекта
6. Экономический расчет
7. Электроснабжение
8. КИП и автоматика

Библиографический список

Реферат

В проекте рассматривается производственная котельная ЗАО "Металлургический холдинг" завода РММЗ города Ревды. Во второй главе представлено технико-экономическое обоснование данного дипломного проекта. В третьей главе описана тепловая схема котельной, произведен ее расчет и выбрано вспомогательное оборудование. В 4 главе произведен расчет газоснабжения. В 5 главе рассматривается водоподготовка сырой воды. В главе 6 приведены мероприятия по безопасной работе персонала в котельной. Приведен расчет дымовой трубы и сведения о влиянии работы котельной на экологию района. Расчет себестоимости электроэнергии представлен в главе 7. В электрической части (8) произведен выбор электродвигателей к насосам, вентиляторам и дымососам. В девятой главе приведено назначение и описание основных регуляторов и сигнализаций.

Введение

Действующая котельная расположена в средней части территории Ревдинского Метизно-Металлургического Завода (РММЗ, расположенного в черте города Ревды). Рабочая площадка котельной имеет отметку + 4,7 м.

Котельная производственно-отопительная. В котельной установлено два паровых котла ДЕ-25-14ГМ. Тепловая мощность котельной 32 Гкал/ч.

Котельная вырабатывает тепло, идущее на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические нужды предприятия.

Основным видом топлива в котельной является природный газ, резервным – мазут. Проектом предусмотрено газооборудование котельной, рассчитанное на три котла.

Тепловая сеть закрытая, 2-х трубная. Прокладка сети внутри завода воздушная, за территорией завода надземная.

Источником сырой воды является городской пруд. Для подготовки воды используется метод двухступенчатого Na-катионирования предварительно умягченной воды. На подпитку теплосетей воду берут из городского водопровода. Для подготовки воды используется метод одноступенчатого Na-катионирования.

Несмотря на то, что еще в 1968 году котельная была переведена на газовое топливо, проектировалась она на твердом. В 1974 - 1975 годах была произведена реконструкция котельной, в результате чего был демонтирован котёл ДКВР-10, а на его месте установлен ДЕ-25-14 ГМ. Химводоочистка из помещения центральной котельной была перенесена в другое, отдельно стоящее здание, а на её месте был установлен третий котёл ДЕ-25-14 ГМ.

1. Технико-экономические обоснование

Существующее положение.

Производственная площадка метизного производства ЗАО «НСММЗ» имеет следующие теплоэнергетические мощности:

Центральная котельная.

- два паровых котла ДЕ-25-14ГМ производительностью 16 Гкал/час каждый.

2.Внутренние энергоресурсы:

2.1. Мартеновский цех:

- два котла – утилизатора КУ-60-у производительностью 4,5 Гкал/час каждый;

- две установки СИО производительностью 3,2 Гкал/час каждая.

2.2. Прокатный цех:

- две установки СИО производительностью 2,5 Гкал/час каждая.

Максимально возможная суммарная выработка тепла по заводу – 52,2 Гкал/час.

В 2003 году к отопительному сезону были переведены на автономные источники теплоснабжения (миникотельные, ТГГ) следующие объекты предприятия:

Перечень объектов, переведённых на автономное теплоснабжение приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Объект | Марка котла, теплогенератора | количество | Общая мощность, Гкал/час |
| Оцинковальный цех | ТГГ-250-01 | 5шт. | 1,980 |
| ШКУ АБК | КВ2у-400 | 3шт. | 0,890 |
| АТП АБК и проходная | КВ2у-150 | 3шт. | 0,439 |
| АТП гаражные боксы | КВ2у-035 | 2шт. | 0,077 |
| АТП производ. помещения | ТГГ-250-01 | 6шт. | 2,374 |
| Тарный цех АБК, столярный уч-к | УКМ-1,0 ВГ (КВ2у-400) | 1шт. (4шт.) | 1,200 |
| Тарный цех таро-ремонтный уч-к | ТГГ-250-01 | 1шт. | 0,396 |
| Заводоуправление, бытовые ЖДЦ | УКМ-0,5ВГ (КВ2у-400) | 1шт. (2шт.) | 0,602 |
| РСЦ АБК | КВ2у-150 | 2шт. | 0,292 |
| РСЦ столярный уч-к | ТГГ-250-01 | 1шт. | 0,396 |
| Клуб | КВ2у-400 | 2шт. | 0,593 |
| Шурупный цехпроизвод. помещения | ТГГ-250-01 | 14шт. | 5,538 |
| Шурупный цех АБК,ЦЗЛ, КНС | УКМ-1,0ВГ (КВ2у-400) | 1шт. (4шт.) | 1,200 |
| Центральная насосная станцияпроизвод. помещения | ТГГ-250-01 | 1шт. | 0,396 |
| Депо АБК | КВ2у-150 | 2шт. | 0,198 |
| Депоэкипировочный пункт | Электрокотельная (ТЕРМ) | 1шт. | 0,039 |
| Депопроизвод. помещения | ТГГ-250-01 | 2шт. | 0,791 |
| БОСпроизвод. помещения | ТГГ-250-01 | 8шт. | 3,164 |
| Итого суммарное теплопотребление объектов автономного теплоснабжения | 20,565 |

Остальные объекты ЗАО «НСММЗ» остаются абонентами централизованного теплоснабжения.

В связи с расширением теплоэнергетическое хозяйство предприятия претерпевает следующие изменения:

1. Строительство новых производственных объектов – ввод новых теп-ловых нагрузок. В таблице 2.2 приведён перечень абонентов, привязанных к центральной котельной, новых производственных объектов и их нагрузок.

Таблица 2.2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Перечень абонентов ЦК | Нагрузка, Гкал/час | Технологическая нагрузка (пар), Гкал/час | Суммарная нагрузка по объекту, Гкал/час |
| Существующие производственные объекты: |  |  |  |
| Оцинковальный цех | 1,011 | 0,087 | 1,098 |
| Сталепроволочный цех | 11,129 | 4,914 | 16,043 |
| Гвоздильный цех | 3,809 |  | 3,809 |
| Мазутное хоз-во | 0,010 | 0,300+4,500(слив) | 0,310+4,500(слив) |
| Энергоцех | 0,34 | 0,700 | 1,04 |
| Компрессорная  | 0,137 |  | 0,137 |
| Участок БОС |  | 0,694 |  |
| Прачечная  |  | 0,476 |  |
| Главная распределительная станция | 0,014 |  | 0,014 |
| Насосная серной кислоты |  | 0,008 |  |
| Насосная соляной кислоты | 0,009 |  | 0,009 |
| Здравпункт  | 0,013 |  | 0,013 |
| Пожарное депо | 0,074 |  | 0,074 |
| ЦРМО | 0,040 |  | 0,040 |
| Центральный склад | 0,148 |  | 0,148 |
| Экомет | 0,383 |  | 0,383 |
| Пристрой шурупного цеха | 2,256 | 0,700 | 2,256 |
| Существующий прокатный цех | 3,400 |  | 3,600 |
| Новые производ-ственные объекты: |  |  |  |
| Кисолородная станция | 1,000 |  | 1,000 |
| Насосная с градирней | 0,050 |  | 0,050 |
| ЭСПЦ-2 (полное развитие) | 2,920 |  | 2,920 |
| Бытовой корпус для ЭСПЦ-1 и для ЭСПЦ-2 | 2,900 |  | 2,900 |
| Новый прокатный цех | 2,000 |  | 2,000 |
| Итого  | 31,673 | 7,879+4,5(слив мазута) | 39,552+4,5(слив мазута) |

2. Ликвидация мартеновского и прокатного цехов ведёт к закрытию тепловых мощностей:

2.1. Мартеновский цех.

- два котла – утилизатора КУ-60-у общей производительностью 9 Гкал/час;

- две установки СИО общей производительностью 6,4 Гкал/час.

2.2. Прокатный цех.

- две установки СИО общей производительностью 5 Гкал/час.

Суммарная производительность 20,4 Гкал/час.

В результате максимально возможная выработка тепла центральной котельной после ликвидации мартеновского и прокатного цехов будет

52,2 – 20,4 = 31,8 Гкал/час.

Баланс выработки и отпуска тепловой энергии центральной котельной приведен в таблице 2.3:

Таблица 2.3

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Произ-во тепловой энергии, Гкал/час | Расход пара на технол. нужды, Гкал/час | Расход тепла на отопление объектов ЦК, новых производственных объектов | Расход пара сторонним организациям, Гкал/час | Суммарный расход, Гкал/час | Баланс, Гкал/час |
| 31,800 | 7,879+4,5(слив мазута) | 31,673 | 0,390 | 39,942+4,5(слив мазута) | -8,142 |

Таким образом, на предприятии складывается отрицательный баланс тепловой энергии (с дефицитом тепловой энергии -8,142Гкал/час).

Существуют два пути дальнейшего развития теплоэнергетического хозяйства предприятия:

Централизованное теплоснабжение объектов.

Автономное теплоснабжение объектов.

Вариант 1. Развитие централизованного теплоснабжения объектов.

Предлагается установить 1 дополнительный котел ДЕ-25-14 ГМ с производительностью 16 Гкал/час.

Баланс выработки и отпуска тепловой энергии приведен в таблице 2.4:

Таблица 2.4

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Теплопроизводительные мощности | Суммарные теплопроизводительные мощности, Гкал/час | Суммарный расход, Гкал/час | Баланс |
| наименование | нагрузка, Гкал/час | 48 | 39,942 | 8,058 |
| ДЕ-25-14ГМ | 16 |  |  |  |
| ДЕ-25-14ГМ | 16 |  |  |  |
| ДЕ-25-14ГМ | 16 |

Таким образом, расчёт показывает, что при установке дополнительного котла ДЕ-25-14 ГМ создаётся положительный баланс тепловой энергии (с резервом по теплу 8,058Гкал/час); предприятие может обеспечить необходимыми энергоресурсами своих абонентов.

Технико-экономические показатели данного варианта:

1.Необходимые капитальные вложения.

Установка котла в центральной котельной согласно сметам 4-66495ТХ-СМ Уралгипромез 14.05.2003г. составит 10396 тыс.руб.:

- стоимость проектно наладочных работ – 350 тыс.руб.;

- стоимость котла ДЕ-25-14 ГМ заводской комплектации – 3580 тыс.руб.;

- монтаж котла ДЕ-25-14 ГМ – 6466 тыс.руб..

2. Строительная стоимость 1Гкал.

Тепловая мощность котла ДЕ-25-14 ГМ составляет 16Гкал/час,

тогда строительная стоимость 1Гкал

3. Затраты электроэнергии на выработку 1Гкал.

Для работы котла ДЕ-25-14 ГМ необходимы следующие тягодутьевые устройства (Таблица 2.5):

Таблица 2.5

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение | Количество, шт. | Технические характеристики | Мощность эл./двигателя, кВт |
| Производительность, м3/час | Напор, кгс/м2 |
| Дымососы | 2 | 28700 | 330 | 47,2 |
| Вентиляторы | 2 | 39900 | 460 | 42,5 |
| Питательные насосы |  | 1100 | 100 | 45 |
| Подпиточные насосы |  | 100 | 80 | 3 |
| Итого суммарная потребляемая мощность, кВт | 137,7 |

Тепловая мощность котла ДЕ-25-14 ГМ 16 Гкал/час,

тогда затраты электроэнергии на выработку 1Гкал

4. Себестоимость 1Гкал.

С = 187,11руб./Гкал (расчёт приведён в приложении №1)

Вариант 2. Развитие автономного теплоснабжения.

В Таблице 2.6 приведён один из предполагаемых вариантов перевода объектов централизованного теплоснабжения и вновь строящихся объектов на автономное теплоснабжение.

Таблица 2.6

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Объекты предприятия | Марка котла, теплогенератора | Количество  | Общая мощность, Гкал/час | Стоимость |
| Гвоздильный цех | ТКУ-0,15 (КСТ-50-7)ТГГ-250-01 | 1шт. (3шт.)9шт. | 3,896 | 4400тыс.руб. |
| Здание «ИнТехРемонт» (настоящий прокатный цех) | ТКУ-0,25 (КВ-Г-0,25-95)ТГГ-250-01 | 1шт. (3шт.)7шт. | 3,414 | 4130тыс.руб. |
| Компрессорная  | ГПВ-140газовая колонка (для гвс) | 1шт.1шт. | 0,120 | 626тыс.руб. |
| Пожарное депо | КВ2у-035 | 3шт. | 0,090 | 802тыс.руб. |
| Экомет | ТГГ-250-01 | 1шт. | 0,396 | 602тыс.руб. |
| Оцинковальный цех (производственные помещения) | УКМ-1,0ВГ(КВ2у-400) | 1шт. (4шт.) | 1,200 | 3000тыс.руб. |
| Оцинковальный цех (бытовки) | КВ2у-150 | 3шт. | 0,439 | 1500тыс.руб. |
| Центральный склад | ТКУ-0,25 (КВ-Г-0,25) | 1шт. | 0,215 | 740тыс.руб. |
| Сталепроволочный цех | Миникотельная (с водогрейными котлами SK 725)ТГГ-250-01 | 1шт. (3шт.)24шт. | 12,904 | 11000тыс.руб. |
| ЭСПЦ-2 (полное развитие) | Миникотельная (с водогрейными котлами SK 725) | 1шт. (3шт.) | 3,4 | 8977,2тыс.руб. |
| Бытовой корпус ЭСПЦ-1 и для ЭСПЦ-2 | Миникотельная (с водогрейными котлами SK 725) | 1шт. (3шт.) | 3,4 | 8977,2тыс.руб. |
| Новый прокатный цех | Миникотельная (с водогрейными котлами SK 725) | 1шт. (2шт.) | 2,064 | 7000тыс.руб. |
| Итого суммарная стоимость на установку автономного теплоснабжения | 51754,4тыс.руб |

Технико-экономические показатели данного варианта:

1. Необходимые капитальные вложения.

51754,4тыс.руб..

2. Строительная стоимость 1Гкал.

Суммарное тепловое потребление объектов, переведённых на автономное теплоснабжение 31,538Гкал/час.,

тогда строительная стоимость 1Гкал

3. Затраты электроэнергии на выработку 1Гкал.

На автономных котельных – 12,9кВт,

При передачи тепла от теплогенератора – 36кВт.

4. Себестоимость 1Гкал.

С = 346,20руб./Гкал (расчёт приведён в приложении №2)

Сравнительные показатели централизованного и автономного теплоснабжения объектов предприятия приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7

|  |  |
| --- | --- |
| Централизованное теплоснабжение | Автономное теплоснабжение |
| Необходимые капитальные вложения |
| 10396 тыс.руб. | 51754,4тыс.руб. |
| Строительная стоимость 1Гкал |
| 649,75тыс.руб. | 1641,017тыс.руб. |
| Затраты электроэнергии на выработку 1Гкал |
| 8,6кВт | Котельные – 12,9кВтТеплогенераторы – 36кВт |
| Себестоимость 1Гкал |
| 187,11руб. | 353,808руб. |

Приложение №1.

Расчет нормируемых теплопотерь тепловыми сетями.(таблица 2.8)

Исходные данные для расчёта потерь трубопроводами системы отопления

Число часов в рассматриваемом периоде 5496

Ср. температура теплоносителя в тр./пр. прямой сетевой воды 79

Ср. температура теплоносителя в тр./пр. обратной сетевой воды 50

Исходные данные для расчёта потерь трубопроводами системы ГВС

Число часов в рассматриваемом периоде 3192

Ср. температура теплоносителя в тр. /пр. ГВС 65

Ср. температура теплоносителя в циркуляционном тр./пр. 50

Таблица 2.8

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Усл. диаметр тр./пр., мм | Длина тр./пр., м | Удельные теплопотери на прямом тр./пр., Вт/м | Удельные теплопотери на обратном тр./пр., Вт/м | Общие теплопотери, кВт |
| 400 | 370 | 68,4 | 49 | 43,44 |
| 350 | 58 | 62,4 | 45 | 6,23 |
| 219 | 456 | 43,1 | 30 | 33,33 |
| 150 | 380 | 35,4 | 24 | 22,57 |
| 100 | 155 | 28,3 | 19 | 7,.4 |
| 80 | 220 | 25,7 | 17 | 9,4 |
| Итого общие годовые теплопотери трубопроводами отопления 672,15 МВт/год (578,05Гкал/год) |
| Часовые теплопотери трубопроводами отопления 0,122 МВт/час (0,105Гкал/час) |
| 400 | 370 | 59,2 | 49 |  |
| 350 | 58 | 54 | 45 |  |
| 219 | 456 | 36,9 | 30 |  |
| 150 | 380 | 30 | 24 |  |
| 100 | 155 | 23,8 | 19 |  |
| 80 | 220 | 21,5 | 17 |  |
| Итого общие годовые теплопотери трубопроводами ГВС 357МВт/год (307Гкал/год) |
| Часовые теплопотери трубопроводами ГВС 0,112кВт/час (0,096Гкал/час) |

Приложение №2

Распределение затрат по переделу (таблица 2.9):

миникотельная.

Расчётные данные:

- Qрн=7900 ккал/м3;

- B=16500 м3;

- η=93 %;

работа круглосуточная, в работе два котла.

Месячная выработка тепла

Таблица 2.9

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование статьи затрат | Ед. изм. | Кол-во единиц на 1Гкал | Цена за единицу, руб. | Стоимость единицы, руб. | Кол-во единиц на выработанное число Гкал | Стоимость выработанных Гкал |
| Топливо |  |  |  |  |  |  |
| газ | тыс. м3 | 0,1361 | 1011,39 | 137,6502 | 16,5 | 16687,9350 |
|  |  |  |  |  |  |  |
| Энергетич. затраты |  |  |  |  |  |  |
| электроэнергия | кВт | 12,9 | 0,9390 | 12,1131 | 1563,8154 | 1468,4227 |
| питьевая вода | м3 | 5,2546 | 3,82 | 20,0726 | 637 | 2433,3400 |
| итого: |  |  |  |  |  | 3901,7627 |
|  |  |  |  |  |  |  |
| З/плата осн. рабочих | руб. |  |  | 16,7401 |  | 2029,3354 |
| начисления на з/плату | руб. |  |  | 6,3110 |  | 765,0573 |
| итого: | руб. |  |  | 23,0511 |  | 2794,3927 |
|  |  |  |  |  |  |  |
| Цеховые расходы: |  |  |  |  |  |  |
| амортизация  | руб. |  |  | 67,3324 |  | 8162,4400 |
| текущий ремонт | руб. |  |  | 13,4665 |  | 1632,4900 |
| аренда транспорта | руб. |  |  | 1,6498 |  | 200,0000 |
| топливо (бензин) | т | 0,00069 | 10900,00 | 7,52 | 0,084 | 911,7407 |
| сервисное обслужива-ние оборудования котельной | руб. |  |  |  |  | 8600,0000 |
| итого: |  |  |  |  |  | 19506,6707 |
|  |  |  |  |  |  |  |
| итого по переделу: |  |  |  |  |  | 42890,7611 |

Себестоимость 1 Гкал, выработанной миникотельной

3. Описание тепловой схемы.

В качестве теплоносителей в котельной приняты:

Вода с расчетной температурой

в прямой магистрали 150 ºC

в обратной магистрали 70 ºC;

2. Насыщенный пар на технологические нужды с давлением 1,4 МПа и температурой 194 ºC;

Центральная котельная Ревдинского Метизно-Металлургического завода питается от двух независимых источников воды. Исходная (сырая) вода из городского пруда с расходом 98,6 т/ч поступает на подогреватель сырой воды, подогревается до температуры 25ºC. Затем подогретая вода поступает в водоподготовительную установку ВПУ, где очищается, проходя через механические фильтры, умягчается по методу двухступенчатого Na-катионирования и поступает на теплообменник непрерывной продувки, где охлаждает продувочную воду из котла до температуры 40ºC. Далее продувочная вода поступает в продувочный колодец. После теплообменника непрерывной продувки ХОВ с температурой 35ºC поступает в охладитель выпара, где подогревается до температуры 41ºC и далее поступает в верхнюю часть питательного деаэратора. Выпар из деаэратора идет в охладитель выпара, охлаждается и поступает в продувочный колодец.

Из деаэратора питательная вода с температурой 104ºC поступает в охладитель деаэрированной воды. В охладителе деаэрированной воды питательная вода с температурой 104ºC охлаждается до температуры 70ºC, нагревая ХОВ до температуры 59ºC. После охладителя деаэрированной воды охлажденная питательная вода подается питательными насосами в котлы ДЕ-25-14ГМ. На выходе из котлов получаем пар с параметрами: Р=1,4 МПа, tS=198ºC. Пар от котлов поступает в паровой коллектор, а от туда распределяется по абонентам. Часть пара с расходом 21,6 т/ч идет на технологические нужды, часть, проходя через редукционную установку, идет на деаэраторы и сетевые подогреватели, часть пара (2 т/ч) идет к потребителю.

Для подпитки теплосети используется вода из городского водопровода.

Вода предварительно нагревается в теплообменнике, затем по методу одноступенчатого Na-катионирования умягчается и поступает подпиточные деаэраторы, предварительно нагреваясь в водоводяных подогревателях. Деаэрированная подпиточная вода с температурой 104ºC охлаждается в пароводяных подогревателях до температуры 70ºC, нагревая ХОВ до температуры 59ºC. Затем вода подается насосами в баки аккумуляторы, а оттуда на всас подпиточных насосов.

3. Расчет тепловой схемы и выбор вспомогательного оборудования

1.Определим температуру на входе в подогреватель сырой воды:

G с.в.- расход сырой воды (G с.в.=98,6 т/ч);

t с.в.- температура сырой воды;

t"- температура подогретой воды (t"=25ºС);

i'- энтальпия конденсата (Р=1,4 МПа, t=198ºС)

i'=830,1 кДж/кг;

i"- энтальпия пара (Р=1,4 МПа, t=198ºС)

i"=2788,4 кДж/кг.

D- расход пара на подогреватель сырой воды (D=3,95 т/ч);

η- КПД теплообменного аппарата;

С-теплоемкость воды (С=4,19 кДж/кг),

2. Определим расход ХОВ на теплообменник непрерывной продувки:

Dвып – расход пара на выпар (Dвып=0,2 т/ч);

i' – энтальпия конденсата (i'=435,95 кДж/кг);

i" – энтальпия пара (i"=2661,92 кДж/кг);

t'2 – температура ХОВ после подогревателя непрерывной продувки;

t"2 – температура ХОВ после охладителя выпара (t"2=41ºC).

3.Определим температуру воды продувочной воды:

Gпр – расход воды на продувку (Gпр=2,62 т/ч);

Gвпу – расход воды из ВПУ (Gвпу=18,07 т/ч);

t'1 – температура продувочной воды;

t"1 – температура охлажденной продувочной воды;

t'2 – температура ХОВ после ВПУ (t'2=25ºC);

t"2 – температура ХОВ после теплообменника (t"2=35ºC),

4. Расход пара на питательный деаэратор:

Gпиь –расход питательной воды (Gпит=103,2 т/ч);

Dвып – расход пара на выпар;

Gтех – расход воды на технические нужды котельной (Gтех=10,8 т/ч);

Dпрод – расход пара после сепаратора непрерывной продувки (Dпрод=0,58 т/ч);

Gвпу – расход ХОВ после ВПУ;

Gб - расход воды после охладителя конденсата (Gб=61 т/ч);

Gконд – расход конденсата из подогревателя исходной воды (Gконд=3,95 т/ч);

Gхов – расход ХОВ (Gхов=4,8 т/ч).

5. Определим расход питательной воды после деаэратора ГВС:

Gвпу – расход ХОВ после ВПУ на охладитель деаэрированной воды (Gвпу=80,71 т/ч);

t'1 – температура конденсата (t'1=70ºC);

t"1 – температура питательной воды (t"1=104ºC);

t'2 – температура ХОВ после ВПУ;

t"2 –температура ХОВ после охладителя деаэрированной воды (t"2=59ºC).

6. Определим расход ХОВ на охладитель деаэрированной воды:

Dхов – расход пара на подогреватель ХОВ (Dхов=4,8 т/ч);

t'2 – температура ХОВ воды после охладителя деаэрированной воды;

t"2 – температура воды после подогревателя ХОВ (t"2=89ºC);

i' – энтальпия конденсата;

i" –энтальпия пара.

7. Определим расход пара на охладитель выпара перед деаэратором ГВС:

Gвпу – расход ХОВ после ВПУ;

С – теплоемкость воды;

η – КПД теплообменника;

i' – энтальпия конденсата (i'=435,95 кДж/кг);

i" –энтальпия пара (i"=2661,92 кДж/кг);

t'2 – температура ХОВ;

t"2 – температура ХОВ после охладителя выпара (t"2=90ºC).

8. Определим расход пара на деаэратор ГВС:

Gд - расход питательной воды;

Dвып – расход пара на выпар;

Gвпу – расход ХОВ.

9. Определим расход сетевой воды :

Gб – расход конденсата после подогревателя сетевой воды;

t'1– температура конденсата после охладителя конденсата (t'1=80ºC);

t"1 – температура конденсата после подогревателя сетевой воды;

t'2 – температура обратной воды (t'2=70ºC);

t"2 – температура обратной воды после охладителя конденсата.

4 Топливоподача

В настоящем разделе рассматривается вопрос топливоснабжения центральной паровой котельной “РММЗ”.

По проекту устанавливается третий котел типа ДЕ 25-14 ГМ. Основное топливо – газ, резервное – мазут.

Газ берется из газопровода Ингрим-Серов. По газопроводу заводской сети газ подается к газорегуляторной установке (ГРУ). Выходное давление газа 3 кгс/см2. Расход газа на котел ДЕ 25-14 ГМ составляет 1900 нм3/ч (по данным Бийского котельного завода). На котле ДЕ 25-14 ГМ устанавливается одна горелка типа ГМП-16. Требуемое давление перед горелкой 0,25 кгс/см2.

Основное назначение ГРУ – снижение давления газа до заданного и поддержания его в контрольной точке постоянным (в заданных пределах) не зависимо от изменения входного давления и расхода газа. Кроме того в ГРУ осуществляется: очистка газа от механических примесей, контроль входного и выходного давлений, измерение расхода газа. ГРУ должно обеспечивать полное прекращение подачи газа к котлам в случае выхода за допустимые параметры выходного давления газа. ГРУ центральной котельной РММЗ расположено в здании котельной.

Оборудование ГРУ:

регулятор давления универсальный системы Казанцева;

механический фильтр;

предохранительный сбросной клапан;

средства измерения;

импульсные трубки;

сбросные и продувочные трубопроводы;

запорная арматура (задвижки, вентиля);

обводная линия (байпас).

Вентиляция в месте установки ГРУ должна обеспечивать не менее 3-х кратного воздухообмена в течение часа. Освещение ГРУ выполнено во взрывобезопасном исполнении. В зимнее время в месте установки ГРУ необходимо поддерживать температуру воздуха не ниже + 5 ºC.

Учет расхода газа производится с помощью диафрагмы и самопишущих дифманометров. Перед диафрагмой устанавливается технический термометр для замера температуры газа в газопроводе.

Аэродинамический расчет газопровода от котла ДЕ-25-14ГМ до регулятора давления.

Для расчета газопровода центральной паровой котельной выбираем наиболее удаленный от ГРУ котел № 3, к горелке которого подводится газ.

Проведем пересчет газа от нормальных условий (Pн = 760 мм.рт.ст.; Т = 0 оС или 273 оК; ) к рабочим условиям ( Р = 1,25 ата, Т = 20 оС или 293 о К).

V20 = 2,782, м3/час

= 0,359, кг/м3;

V20 – расход газа при данном давлении, м3/час;

Vн – расход газа в нм3/час;

Т – абсолютная температура газа в о К;

Р – давление газа в мм.рт.ст.

V20 = 2,782 = 1630 м3/час;

= 0,359 = 0,87 кг/м3

Для проведения аэродинамического расчета газопровода необходимо определить полную потерю давления в газопроводе, состоящую из потерь на трение и потерь в местных сопротивлениях.

Робщ = Р тр + Рмест, кгс/м2;

Потеря давления на трение определяется по формуле:

Р тр = , кгс/м2;

- безразмерный коэффициент;

D – диаметр газопровода, м;

l – длина газопровода, м;

W – скорость газового потока, м/сек;

g - 9,81 м/сек - ускорение свободного падения;

- плотность газа, (0,87 кг/м3)

При турбулентном характере газового потока:

;

Re - критерий Рейнольдса:

= ;

- кинематическая вязкость газа м2/сек (из справочника = 14);

Потеря давления в местных сопротивлениях определяется по формуле:

Рмест = , кгс/м2

где безразмерный коэффициент местного сопротивления;

W – скорость газового потока;

 плотность газа, ( 0,87 кгс/м3)

Для проведения расчета трассу от ГРУ до котла ДЕ-25-14ГМ № 3

разбиваем на участки .

Участок № 1

От горелки ГМП-16 котла ДЕ-25-14ГМ № 3 до общего газопровода.

Диаметр газопровода D = 1594,5.

Длина газопровода – 18м.

Скорость газа на участке № 1

, м/сек;

Площадь газопровода

м/сек;

(Скорость газа в трубопроводах обычно принимается 25-40 м/сек).

Потери в газопроводе:

Р1 = Р тр1 + Рмест1 + Рдиаф

Потери на трение:

, кгс/м2;

;

;

;

коэффициент :

=

Р тр1 = , кгс/м2

Потери давления в местных сопротивлениях

, кгс/м2

Сумма коэффициентов местного сопротивления для участка № 1 будет равна:

.

пер= 0,1 - коэффициент местного сопротивления перехода;

кр = 2 - коэффициент местного сопротивления крана;

кол = 0,5 - коэффициент местного сопротивления

крутозагнутого колена;

зас = 3,9 – коэффициент местного сопротивления заслонки.

Принимаем угол открытия ;

кл = 5 – коэффициент местного сопротивления клапана

ПКН-200;

зад = 0,25 – коэффициент местного сопротивление задвижки;

тр = 1,1 – коэффициент местного сопротивления тройника;

кгс/м2;

Сопротивление измерительной диафрагмы диаметром 150 мм (по данным КИП) равно 250 мм.вод.ст.

Общая потеря на участке № 1:

Робщ1 = Ртр + Рмест + Рдиаф = 50 + 590 + 250 = 890 кгс/м2;

Т.о. расчетное давление в основном газопроводе перед отводом на котел ДЕ-25-14ГМ № 3 должно быть не ниже:

Ргаз = Ргор + Робщ1 = 2500 + 890 = 3390, кгс/м2 или Ргаз = 1,34 ата;

Произведем пересчет характеристик газа при данном давлении:

V2 = 2,782 = 1521 м3/час;

= 0,359 = 0,936 кг/м3;

Участок № 2

Участок от отвода на котел №3 до отвода на котел №2. Участок прямой. Диаметр газопровода D2 = 2737. Длина газопровода L2 = 8 м. Расход газа через газопровод на участке №2 1521 м³/час.

Скорость газа в газопроводе:

, м/сек;

Площадь газопровода:

;

м/сек;

Потеря давления:

Р2 = Р тр2 ;

Потерь на местные сопротивления нет. Потери на трение:

, кгс/м2;

;

;

;

коэффициент :

=;

 кгс/м2;

Давление изменилось незначительно, дальнейший расчет ведем при тех же параметрах газа.

Участок № 3

Участок от отвода на котел №2 до отвода на котел №1. Участок прямой. Диаметр газопровода D2 = 2737. Длина газопровода L2 = 8 м. Расход газа через газопровод на участке №2 3042 м³/час.

Скорость газа в газопроводе:

, м/сек;

Площадь газопровода:

;

 м/сек;

Потеря давления:

Р3 = Р тр3 + Рмест3;

Потери на трение:

, кгс/м2;

;

;

;

коэффициент :

=;

Р тр3 = , кгс/м2;

, кгс/м2;

отв = 0,28 – отвод на котел ДЕ-25-14ГМ № 2;

кгс/м2;

Робщ3 = 5,2 + 3,5 = 8,7 кгс/м2 9 кгс/м2;

Давление изменилось незначительно. Дальнейший расчет ведем при тех же параметрах газа.

Участок № 4

Участок от отвода на котел ДЕ-25-14ГМ № 1 до ГРУ. Диаметр газопровода D4 = 2737. Длина участка № 4 l4 = 33 м.

Расход газа на участке:

V4 = 31521 = 4563 м3/час;

Скорость газа в газопроводе:

, м/сек;

Площадь газопровода:

;

= 19 м/сек;

Потеря давления:

Р4 = Р тр4 + Рмест4;

Потери на трение:

, кгс/м2;

;

;

;

коэффициент :

=;

Р тр4 = , кгс/м2;

, кгс/м2;

Сумма коэффициентов местного сопротивления для участка № 4 будет равна:

;

отв = 0,28 – отвод на котел ДЕ-25-14ГМ № 1;

кол = 0,5 - коэффициент местного сопротивления крутозагнутого колена;

пер= 0,1 - коэффициент местного сопротивления перехода;

зад = 0,25 – коэффициент местного сопротивление задвижки;

;

 кгс/м2;

Сопротивление измерительной диафрагмы диаметром 150 мм (по данным КИП) равно 250 мм.вод.ст.

Общая потеря на участке № 4:

Робщ4 = Ртр4 + Рмест4 + Рдиаф = 28,5 + 68,9 + 250 = 347,4 кгс/м2;

Потеря давления по всей трассе проектируемого газопровода составит:

Рсумм = Ргаз + Робщ2 + Робщ3 + Робщ4;

Рсумм = 3390 + 1,5 + 9 + 347,4 = 3747,9 кгс/м2.

Таким образом, на выходе из ГРУ давление газа должно быть равным: Р = 1,3931 ата.

Принимаем давление за регулятором 1,4 ата. Рабочее давление для горелки уточняется при наладке котла в эксплуатационном режиме.

5 Водоподготовка

В данном разделе необходимо проверить обеспечит ли существующая ВПУ расширенную котельную химочищенной водой в необходимом количестве с требуемым качеством:

Для этого произведем следующие расчеты:

Выбор схемы ВПУ;

Выбор марки и количества деаэраторов;

Выбор марки и количества фильтров;

Расчет процесса регенерации.

Основной задачей водоподготовки является борьба с коррозией и накипью.

Коррозия поверхностей нагрева котлов, подогревателей и трубопроводов тепловых сетей вызывается кислородом и углекислотой, которые проникают в систему с питательной водой.

При нагреве и испарении воды из нее выпадают различные растворенные соли, часть из которых осаждаются на поверхностях нагрева в виде плотного слоя с низкой теплопроизводительностью – накипи, что приводит к снижению КПД устройств и агрегатов.

Деаэрация воды основана на повышении её температуры до кипения, при котором происходит выделение газов из воды.

Химводоподготовка предназначена для обеспечения питательной водой паровых котлов ДЕ-25-14ГМ, систем испарительного охлаждения (СИО) мартеновского и прокатного цехов, котлов-утилизаторов мартеновского цеха.

По данным завода и проведенным расчетам потребность в питательной воде составит:

где Gкот = 75 т/час – производительность котельной;

Gсм = 12 т/час – производительность СИО мартена;

Gсп = 10 т/час – производительность СИО прокатного цеха;

Gку = 15 т/час – производительность КУ;

Gгв = 30 т/час – расход воды на горячее водоснабжение;

Gпод = 5 т/час – среднечасовая подпитка сети.

k1 и k 2 = 1,08 и 1,05 соответственно коэффициенты продувки и потери в сетях;

Таким образом:

из них расход воды:

а) на блок № 1 ~ 30 м3/час

б) на блок № 2 – 170-30=140 м3/час

Описание схемы питательной установки

Схема питательной установки состоит из двух блоков:

блок № 1 для покрытия нужд горячего водоснабжения:

блок № 2 для покрытия нужд паропроизводящих установок

завода и подпитки тепловых сетей .

ХОВ по двум раздельным трубопроводам подается к блокам № 1 и № 2.

В состав блока № 1 входят:

Деаэратор (в комплектной поставке) производительностью 50 т/час.

Пароводяные теплообменники.

Баки аккумуляторы горячей воды.

Насосы горячей воды.

Редуционная установка производительностью Q = 16 т/час.

Насосы горячего водоснабжения.

В состав блока № 2 входят:

Два деаэратора ДА-100, производительностью по 100 т/час.

Питательные насосы котлов ДЕ-25-14ГМ, котлов утилизаторов и систем испарительного охлаждения.

Пароводяные теплообменники.

Редуционная установка, общая с блоком № 1.

Установка сбора конденсата.

Баланс тепла деаэратора блока №2.

1. Пар от редуционной установуи. Dр = х1

Теплосодержание редуцированного пара i״р = 666 ккал/кг

2. Пар из сепаратора непрерывной продувки. Dс.н.п. = 0.77 м3/час

Теплосодержание пара сепаратора (при Р=3ата) iс.н.п = 651 ккал/кг

3. Конденсат от подогревателя сырой воды. Dк=8.0 м3/час

Теплосодержание = 80 ккал/кг iк = 80 ккал/кг

Химочищенная вода. конденсата

а) теплосодержание х.в.о. без установки паро- Dх.о = х2

водяных теплообменников за деаэратором iх.о = 40 ккал/кг

б) с установкой пароводяных теплообменников iх.о = 80 ккал/кг

Составляем уравнение теплового баланса

где: с учетом расхода на горячее водоснабжение расход питательной воды на блок № 2 будет

;

Необходимое количество х.в.о. поступающей в деаэратор и количество редуцированного пара идущего на деаэрацию определяется решением этих двух уравнений. В расчете рассмотрим 2 варианта:

а) Вариант с установкой теплообменников.

б) Вариант без установки теплообменников.

Подставляя данные и решая уравнения теплового баланса имеем:

а) вариант с установкой теплообменников

 принимаем 126 т/ч

б) вариант без установки теплообменников.

берем 118 м3/час

Для дальнейшего расчета оборудования х.в.о. принимаем вариант с установкой пароводяных теплообменников.

Таким образом принимаем, что для питания блока № 2 потребуется 126 т/ч х.в.о.

С учетом расхода х.в.о. на блок № 1 общий расход х.в.о. составит

С учетом собственных нужд цеха х.в.о. принятых 20 % от общей производительности потребность в осветленной воде составит

Запроектированная схема по принципу работы не имеет изменения. Однако ввиду увеличения производительности х.в.о. добавляется количество устанавливаемых механических и Na-катионитных фильтров и проводятся необходимые расчеты для выбора вспомогательного оборудования.

Исходные данные для выбора оборудования химводоподготовки.

Расчетная производительность х.в.о. по осветленной воде составляет:

Анализ воды Ревдинского пруда (по данным лаборатории завода):

жесткость общая (в течении года) от 1,5-2,3 (мг-экв)/л;

щелочность – 0,82 мг/л;

жесткость карбонатная – 1,5 (мг-экв)/л;

жесткость некарбонатная – 0,8 (мг-экв)/л;

сухой остаток в течении года – 80-150 мг/л.

Норма качества питательной воды для паровых котлов при докотловой обработке согласно указаниям “Правил котлонадзора”:

жесткость воды общая – 0,2 (мг-экв)/л;

- содержание кислорода – 0.03 (мг-экв)/л;

содержание железа – 0,2 мг/л;

содержание масла – 3 мг/л.

значение pH: 8,5-10,5

Расчет основного оборудования установки химводоподготовки.

Фильтры осветлительные.

Основные расчетные показатели.

Расчетная скорость фильтрования (при осветлении воды без отстойников):

а) нормальный режим 5 м/час

б) форсированный режим 7 м/час

2. Длительность работы фильтра от промывки до промывки (при указанных скоростях)

а) 9 часов

б) 18 часов

3. Расчетное сопротивление фильтра перед промывкой – 10 мм вод. ст.

4. Расчетная интенсивность промывки (снизу вверх) – 15 л/сек м²

5. Длительность промывки фильтра водой – 6 мин

6. Расход осветленной воды на 1 промывку – 5,4 м³/м ² .

7. Расчетный удельный расход осветленной воды на собственные нужды осветлительных фильтров , % от количества фильтрата.

8. Продувка сжатым воздухом (перед промывкой)

а) напор воздуха – 1 кг/см²;

б) интенсивность продувки 20 л/сек м²;

в) длительность продувки 6 мин.;

г) расход воздуха – 3,6 м³/м ²

Общая площадь фильтрования

где производительность х.в.п. с учетом собственных нужд

скорость фильтрования.

Для установки выбираем фильтр типа 2,6-6.

Техническая характеристика выбранного осветлительного фильтра.

Тип 2,6-6

Диаметр – 2,6 м

Давление – рабочее 6 кг/см², пробное 9 кг/ м2

Площадь фильтрования – 5,3 м²

Высота фильтрующего слоя – 1 м

Объем фильтрующей загрузки – 7,86 м³

Вес фильтрующей загрузки 10,28 т

Вес конструкции фильтра – 3,755 т

Вес арматуры – 0,375 т

Нагрузочный вес фильтра – 28 т

Удельное давление на фундамент – 6,8 кг/см²

12. Оптовая цеха 40 руб.

13. Изготовитель – Таганрогский завод “Красный котельщик”

Расчетное количество рабочих фильтров

 принимаем 6 фильтров

общая площадь фильтрования

 площадь фильтрования 1 фильтра

Режим работы осветительного фильтра.

В расчете рассматриваем 2 режима работы фильтров:

а) нормальный предусматривающий работу фильтров при периодическом одного фильтра на ремонт;

б) форсированный – при ремонте одного фильтра и при отключении другого фильтра на промывку.

а) нормальный режим

где q – среднечасовой расход воды на собственные нужды м³/час

принимаем 15 м³/час

где d – расход воды на одну промывку при взрыхляющей промывке взрыхленной водой, м³

 (5,4 показатели фильтра)

n = 6 число рабочих фильтров принятых к установке (седьмой резервный)

r = 2 число промывок фильтра в сутки (принято по технической характеристике фильтра)

б) форсированный режим

где 2 – число отключенных фильтров (один в ремонте, один в промывке).

Ввиду того, что расчет произведен на зимний период при максимальной производительности х.в.о. рабочие скорости фильтров при среднем режиме работы будут меньше.

На основании расчета к установке принимаем 8 фильтров, из них;

а) 6 фильтров ø 2,6 м рабочих

б) 1 – резервный

в) один существующий фильтр ø 2,5 м использовать как перегрузочный.

Расход осветленной воды на нужды механических фильтров в сутки составит

Часовой расход

Взрыхляющая промывка механических фильтров требует интенсивного расхода воды i = 15 т/сек м², что составляет в час

с учетом общего расхода воды цеха х.в.п. 184 т/час пропускная способность подающей сети составит

По условиям водоснабжения завода такой расход по водопроводной сети недопустим. Поэтому с целью уменьшения одновременного расхода осветленной воды из трубопровода проектом предусматривается установка промывочных баков.

Баки устанавливаются на корпусе здания х.в.о. в помещении деаэраторов на отметке 12 м.

Емкость баков для промывки определяется по формуле:

где а = 2 коэффициент запаса емкости.

К установке принимаем 2 бака, емкостью по 30 м³

Na – катионирование воды.

Проектом оставлено ранее принятое решение двухступенчатой обработки воды.

Исходными данными для расчета Na-катионитных фильтров являются:

а) их производительность

б) общая жесткость воды

в) остаточная жесткость фильтрата (после Na -катионирования).

Исходная жесткость обрабатываемой воды из Ревдинского пруда составляет 1,5-2,3 мг-экв/л.

В фильтрах I ступени производится умягчение воды до остаточной жесткости 0,1 мг-экв/л. После этого обрабатываемая вода поступает на Na-катионитные фильтры II ступени.

Согласно рабочего проекта для заказа заводу выбраны Na-катионитные фильтры ø 2000 мм.

Ввиду значительного увеличения мощности х.в.п. проведен перерасчет на новую мощность, для выявления необходимого количества указанного оборудования. Диаметр фильтров оставлен 2,0 м.

Основные показатели для расчета Na-катионитных фильтров приведены в таблице 5.1.

Расчетно-технологические показатели

Таблица 5.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Един. изм. | Сульфоуголь | Примечания |
| мелкий | крупный |
| Высота слоя | м | 2,2-2,8 | 2,2-2,8 |  |
| Крупность зерен | мм | 0,3-0,8 | 0,5-1,1 |  |
| Полная обменная способность | гр/экв м³ | 550 | 500 |  |
| Расчетная обменная способность | гр/экв м³ | 340 | 310 |  |
| Скорость фильтрования воды в зависимости от общей жесткости воды до 3 мг-экв/л  | м/ч | 25-50 | 25-50 |  |
| Удельный расход поваренной соли на регенерацию сульфоугля при общей жесткости до 3 мг-экв/л с учетом работы совместно фильтров I и IIступени | г/г-экв | 110 | 110 |  |
| Крепость регенерационного раствора через сульфоуголь | % | 5-8 | 5-8 |  |
| Скорость фильтрования регенерационного раствора через сульфоуголь | м/ч | 3-4 | 3-4 |  |
| Взрыхление сульфоугля перед регенерациейа) интенсивностьб) длительность  | л/м²секмин | 2,812 | 3,012 |  |
| Скорость фильтрования осветленной отмывочной воды через сульфоуголь после регенерации | м/ч | 6-8 | 6-8 |  |
| Удельный расход осветленной воды на отмывку | м³/ м³ | 4 | 4 |  |
| Общая длительность регенерации Na -катионитного фильтраВ том числе:а) взрыхлениеб) пропуск регенерационного растворав) отмывка | ЧасМинМинМин | 212-1515-3030-50 | 212-1515-3030-50 |  |
| Общий удельный расход осветленной воды на регенерациюа) без использования промывочной воды для взрыхленияб) с использованием промывочной воды на взрыхления | м³/ м³м³/ м³ | 5,85,0 | 5,85,0 |  |
| Температура обрабатываемой воды | °С | 20-30 | 20-30 |  |

Техническая характеристика фильтра I ступени

1. Давление:

а) рабочее – 6 кг/см²

б) пробное – 9 кг/см²

2. Площадь фильтрования – 3,14 м²

3. Диаметр фильтра – 2000 мм

4. Высота фильтрующего слоя – 2,5 м

5. Фильтрующая загрузка (объем) – 7,85 м³

6. Вес сульфоугля (ζ = 0,7 т/ м³) – 5,5 т

7. Вес конструкции фильтра – 2,59 т

8. Вес арматуры фильтра – 0,116 т

9. Нагрузочный вес фильтра – 15 т

10. Удельное давление на фундамент – 6 кгс/см²

11. Оптовая цеха – 1040 руб.

12. Изготовитель – Таганрогский завод “Красный котельщик”.

Расчеты по оборудованию Na-катионирования

Расчет Na-катионитных фильтров I ступени

Количество Na-катионитных фильтров I ступени (при круглосуточной работе) принимают не менее 2-х, кроме того один резервный. Рекомендуемые скорости фильтрования принимают 25-50 м/час.

Количество осветленной воды поступающей на –Na-катионитные фильтры равно

Необходимая общая площадь фильтрования при принятой для расчета скорости 25 м/час будет:

Площадь фильтра ø 2,0 и

Расчетное количество фильтров будет:

 принимаем 2 фильтра

К установке принимаем 3 фильтра типа ФИПа 1-2,0-6 два рабочих, один резервный.

Фильтры изготовления Таганрогского завода “Красный котельщик”.

Рабочие скорости фильтрования при:

а) нормальном режиме

б) форсированный режим

Резервный фильтр при необходимости может использоваться не только при ремонте одного из фильтров, но и при регенерации.

Расчет произведен при максимальной производительности паропроизводящих установок (т.е. на зимний период). При усредненном расходе х.в.о. скорости соответственно будут меньше. Количество солей жесткости удаляемых в Na-катионитных фильтрах I ступени за сутки составляет:

где - 0,1 жесткость фильтруемой воды удаляемая в фильтрах первой ступени

Число регенераций каждого фильтра в сутки

в сутки

где: площадь фильтра

высота загрузки катионита в фильтр

рабочая объемная способность сульфоугля

 количество солей жесткости удаляемых в сутки.

Межрегенерационный период фильтра определяется по формуле

где: tрег час – время регенерации Na-катионитyого фильтрах принимают 2 часа.

Количество одновременно регенерируемых фильтров определяется по формуле.

где: Q = 2 шт количество одновременно работающих фильтров.

Расход 100% соли на одну регенерацию одного фильтра будет:

где: – удельный расход соли на регенерацию.

Расход насыщенного раствора соли (26 %) на регенерацию одного фильтра

где: γ = 1.2 г/ м³ - удельный вес 26 % раствор

Расход технической соли на регенерацию фильтров первой ступени в сутки.

где: 96,5 – содержание NaCl в технической соли

Расход воды на регенерацию Na-катионитного фильтра слагается из:

а) расхода воды на взрыхляющую промывку фильтра

б) расхода воды на приготовление регенерационного раствора соли

где: b = 8 % - концентрация регенерационного раствора

γвзр = 1,056 т/ м³ - уд. вес регенерационного раствора

в) расхода воды на отмывку катионита от продуктов регенерации

где: qот - удельный расход воды на отмывку катионита, для сульфоугля принимается 4 м³/ м³

Общий расход воды на регенерацию Na-катионитного фильтра I ступени составит:

а) без учета использования отмывочной воды на взрыхляющую промывку

б) с учетом использования отмывочной воды на взрыхляющую промывку

Расход воды на регенерацию фильтров I ступени в сутки будет:

а) без учета использования отмывочных вод

б) с учетом использования отмывочных вод

где: m = 1,6 , а = 2

Часовой расход на собственные нужды фильтров первой ступени

Расчет Na-катионитных фильтров II ступени

Исходные данные

Q = 154 т/ч – максимальный расход воды подлежащий обработке

H′0 = 0,1 мг-экв/литр – жесткость воды поступающая на фильтры II

ступени после обработки воды фильтрах I ступени

Расчетные показатели Na-катитонитных фильтров II ступени приведены в таблице 5.2.

Расчет начинают с подбора диаметра, обеспечивающего рекомендуемый скоростной режим фильтрования.

К установке принимаем фильтры типа ФИПа II-2.0-6

Расчетно-технологические показатели Na-катионитных фильтров II ступени

Таблица 5.2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Един. изм. | Численное значение | Примечания |
| Высота сульфоугля | м | 1,5 |  |
| Крупность зерен сульфоугля | мм | 0,5-1,1 |  |
| Полная обменная способность | гр/экв м³ | 500 |  |
| Расчетная обменная способность | гр/экв м³ | 300 |  |
| Скорость фильтрования воды:а)нормальнаяб) максимально кратковременная  | м/ч | 4080 |  |
| Удельный расход поваренной соли на регенерацию (при общем солесодержании до 3 мг-экв/л с учетом работы фильтров I ступени) | г/г-экв | 250 |  |
| Крепость регенерационного раствора поваренной соли | % | 8-12 |  |
| Взрыхление сульфоугля перед регенерациейа) интенсивностьб) длительность  | л/м²секмин | 312 |  |
| Скорость фильтрования осветленной отмывочной воды через сульфоуголь после регенерации | м/ч | 6-8 |  |
| Удельный расход осветленной воды на отмывку | м³/ м³ | 4 |  |
| Общая длительность регенерации фильтра | Час | 2 |  |
| Общий удельный расход осветленной воды на регенерацию сульфоугляа) без использования промывочной воды для взрыхленияб) с использованием промывочной воды на взрыхления | м³/ м³м³/ м³ | 6,55,0 |  |
| Температура обрабатываемой воды | °С | 20-30 |  |

На второй ступени катионирования устанавливают обычно 2 фильтра, с высотой слоя катионита 1,5 м.

Техническая характеристика фильтра 2N-2,0 II ступени

1. Давление:

а) рабочее – 6 кг/см²

б) пробное – 9 кг/см²

2. Площадь фильтрования – F = 3,14 м²

3. Диаметр фильтра – d = 2000 мм

4. Высота фильтрующего слоя – H = 1,5 м

5. Oбъем сульфоугля – V = 4,7 м³

6. Вес сульфоугля (ζ = 0,7 т/ м³) – P = 3,3 т

7. Вес конструкции фильтра – 2,116 т

8. Вес арматуры фильтра – 0,291 т

9. Нагрузочный вес фильтра – 13,1 т

10. Удельное давление на фундамент – 5,1 кгс/см²

11. Оптовая цеха 1000 руб.

12. Изготовитель – Таганрогский завод “Красный котельщик”.

Рабочие скорости фильтрования при:

а) нормальном режиме

б) форсированный режим

Число регенераций каждого фильтра в сутки

в сутки

где:

Расход 100 % поваренной соли на одну регенерацию Na-катионитного фильтра

где: – удельный расход NaCl на I регенерацию.

Расход насыщенного раствора 26 % раствора NaCl на I регенерацию

Расход технической соли в сутки на I регенерацию фильтров второй ступени составит:

Расход воды на регенерацию Na-катионитного фильтра слагается из:

а) расхода воды на взрыхляющую промывку фильтра

i = 3 л сек м2; tвзр= 12 мин.

б) расхода воды на приготовление 8 % раствора

в) расхода воды на отмывку катионита от продуктов регенерации

где: qот = 4 м³/ м³ удельный расход воды на отмывку катионита

Общий расход воды на регенерацию натрий-катионитных фильтров II ступени составит:

а) без учета использования отмывочной воды на взрыхляющую промывку

б) с учетом использования отмывочной воды на взрыхляющую промывку

При наличии двух работающих фильтров (каждый из них в сутки регенерируется 0,127 раз).

Общий расход воды на регенерацию в сутки будет:

а) с использованием отмывочной воды =

б) без использования отмывочной воды

Расход воды по цехам х.в.о. для технологических нужд.

В сутки:

1. На механические фильтры – 348 м³/сутки

2. На Na-катионитные I ступени – 111 м³/сутки

3. На Na-катионитные II ступени – 5,35 м³/сутки

Итого – 465 м³/сутки

В пересчете на час –

Выбор бака мерника

В ступенях двухступенчатого Na-катионирования емкость баков мерников выбирают по фильтрам II ступени, т.к. расход соли на одну регенерацию этих фильтров больше чем на регенерацию фильтров I ступени.

а) расход соли на одну регенерацию фильтров первой ступени равен

б) то же, на фильтры второй ступени

Бак мерник установим с учетом проведения регенераций фильтров I и II ступени.

Общий расход соли на I регенерацию фильтров

Для получения 8 % раствора NaCl необходимое количество воды на 648 кг соли будет

8 кг – 92 л.

655 – х

Емкость бака мерника

К установке оставляем бак мерник с

а) рабочей емкостью

б) геометрической емкостью

Резервуары мокрого хранения соли.

Суточный технической соли на нужды технологии для Na-катионитных фильтров I и II ступени, согласно расчету составляет

Объем резервуара мокрого хранения соли рассчитывается по формуле

где: 1,5 – расчетный объем баков мокрого хранения на1 т реагента, м³

b = 10 – 30 – необходимый запас количество суток в зависимости от способа доставки

P = 5 – 10 – остаток соли на 5 – 10 суток предусматриваемый перед поступлением основного запаса .

К выполнению разработанные рабочие чертежи мокрого хранения соли с резервуарами объемом ~ 140 м³, т.к. по условиям стесненности территории разместить хранилище большой емкости не представляется возможным.

Подогреватель сырой воды.

Согласно схеме проекта вода при входе в здание х.в.о. подогревается до 30 °С. Подогрев сырой воды производится в пароводяном теплообменнике установленном в блоке с охладителем конденсата. Пар в подогреватель подается из РУ 13/6 ата. Расчет теплообменника произведен для зимнего режима работы паропроизводящих установок завода, т.е. при максимальной производительности химводоподготовки по осветленной воде равной 186 т/час. Для выбора оборудования подогрева сырой воды произведен расчет.

Исходные данные для расчета.

Общее количество тепла передаваемое паром в установке теплообменников составляет:

где: – расход сырой подогреваемой воды

– температура нагретой воды

– температура поступающей воды.

Параметры пара поступающего в пароводяной теплообменник

 - давление пара от РУ

- температура пара

- теплосодержание пара

Расход пара на подогрев воды

где: - теплосодержание конденсата на выходе из водо-водяного теплообменника

- то же, пара поступающего в пароводяной теплообменник

С каждого кг пара в установке используется тепла

Техническая характеристика пароводяного подогревателя выпуска таганрогского завода.

Производительность – 200 т

Поверхность нагрева – 31,2 м2

Расчетные параметры:

по греющему пару:

давление – 1,2 ата

температура – 104,2 °С

по воде:

давление – 8 ата (к расчету принимаем в ата)

температура на входе – 5 °С

на выходе - 40 °С

Рабочие параметры:

по греющему пару:

давление (до) – 8 ата

температура (не более) – 180 °С

по воде:

давление – 8 ата

температура на входе (не менее)– 5 °С

Пробное гидравлическое давление:

парового пространства – 10 кгс/см2

водяного пространства - 10 кгс/см2

Расчет на расчетном режиме:

воды – 200 т/час

пара – 13,40 т/час

Количество трубок – 312

Размер трубки:

диаметр - 16 мм

толщина стенки – 1 мм

длина – 2000 мм

Число ходов воды – 2

Вес подогревателя:

без воды – 0,900 т

полностью заполненный водой – 1,298 т

Распределение тепла в блоке теплообменников:

а) в паровом теплообменнике

б) в водоводяном

В процентном отношении к расходу общего тепла это составит:

 передается в водоводяном блоке теплообменника

 то же, в пароводяном теплообменнике

Температура нагрева воды в водоводяном теплообменнике будет

Т.о. на выходе из водоводяного теплообменника температураводы поступающая в пароводяной теплообменник будет

Принимаем к установке пароводяной подогреватель производительностью 200 т/ч.

Выбор схемы водоподготовительной установки.

Основные критерии выбора схемы обработки воды для паровых котлов:

Величина продувки котла П 10 %;

Содержание углекислоты в паре Ссо2 20 мг/кг;

Величина относительной щелочности котловой воды

%;

Величина продувки котла:

где Sкв, Sпв и Sп – солесодержание котловой воды, питательной воды и пара (величиной Sп можно пренебречь). Sов – сухой остаток обработанной воды, мг/кг; - доля обработанной воды в питательной.

6. Безопасность и экологичность проекта

Котельная расположена в средней части территории Ревдинского Метизно-Металлургического Завода (РММЗ, расположенного в черте города Ревда). Котельная сжигает природный газ. Котельная относится к предприятиям с непрерывным производственным процессом. Обслуживание осуществляется имеющимся персоналом (таблица 6.1).

Таблица 6.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Должность |  1-я смена |  2-я смена | 3-я смена |  4-я смена |  Всего в сутки | Примечание |
|  1. | Начальник котельной |  1 |  - |  - |  - |  1 |  |
|  2. | Мастер смены |  1 |  1  |  1 |  1 |  1 |  |
|  3. | Оператор котельной |  2 |  2 |  2 |  2 |  2 |  |
|  4. | Дежурный оператор ХВО |  2 |  2 |  2 |  2 |  2 |  |
|  5. | Лаборант-химик |  1 |  1 |  1 |  1 |  1 |  |
|  6. | Дежурный слесарь |  2 |  2 |  2 |  2 |  2 |  |
|  7. | Дежурный электрик |  1 |  1 |  1 |  1 |  1 |  |
|  8. | Табельщица и нормировщик |  2 |  - |  - |  - |  - |  |
|  9. | Уборщица |  1 |  - |  - |  - |  - |  |
|  | Всего |  13 |  9 |  9 |  9 |  40 |  |

Обеспечение безопасности рабочих.

Котельная полностью автоматизирована, в ней имеются административно – бытовые помещения, операторская.

Управление котельной ведется из операторской комнаты. Оператор должен следить за работоспособностью оборудования. Согласно штатному расписанию в операторской комнате должны постоянно находиться 2 оператора, поочередно сменяя друг друга на пульте управления.

Операторская комната является защитой сразу от нескольких вредных производственных факторов. Она отделяет рабочее место оператора от опасных движущихся и вращающихся механизмов. Оборудование рабочего места выполнено в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91. На ограждениях установлены сигнальные таблички с надписью «ОПАСНО» сгласно ГОСТ 12.4.026-01 ССБТ.

Электроснабжение осуществляется от сети 380 В с изолированной нейтралью. По степени опасности поражения людей электрическим током площадка, на которой располагаются котлы (в том числе и операторская комната), относится к категории «Особо опасное помещение».

Операторы – осуществляют свою работу, руководствуясь «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей, 1992 г.», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, 1995 г.».

Размеры проходов для обслуживания основного и вспомогательного оборудования соответствуют требованиям правил Госгортехнадзора.

Для безопасной работы оператора в котельной предусмотрены следующие мероприятия:

рабочее и аварийное освещение для эксплуатации технологического оборудования котельной;

места постоянного пребывания оператора (щитовые, КиП) отгорожены в отдельно изолированные от шума помещения;

устройства зануления для защиты оператора от повреждения электрическим током;

Котлы и вспомогательное оборудование оснащены необходимыми средствами защиты, отключающими котел при возникновении аварийных режимов работы и осуществляющими звуковую и световую сигнализацию при отклонении технологических параметров от нормы.

Все технические устройства: технологические установки и оборудование систем теплоснабжения имеют технические паспорта и сертифицированы в соответствии требованиям промышленной безопасности в установленном Законодательством порядке. Все химические вещества. Применяемые в качестве водоумягчителей и стабилизирующих средств солевых отложений в системах водоснабжения имеют санитарно – гигиенические сертификаты Госсанэпиднадзора Минздрав России выпускаются, по техническим условиям, утвержденным Министерством промышленности России.

Для удобного и безопасного обслуживания и ремонта оборудования в котельной предусматривается:

постоянные площадки и лестницы;

соединительные площадки по нескольким основным отметкам между соседними колами;

применение ручных и электрических талей, местных кранов;

применение холодильников для отбора проб насыщенного и перегретого пара, а также котловой и питательной воды;

обеспечение свободного доступа к мазутным форсункам котлов для обслуживания и ремонта;

расположение вентилей, регулирующих подачу мазута к форсункам, в стороне от отверстий для установки форсунок, с целью предотвращения ожогов в случае обратного удара пламени;

применение зонально – защитных устройств для розжига горелок.

Для уменьшения вредного воздействия на человека вышеперечисленных факторов и предупреждения несчастных случаев предусматриваются следующие мероприятия:

все тепловыделяющие поверхности имеют тепловую изоляцию, температура на поверхности тепловой изоляции не превышает 48ºС при теплоносителе с температурой выше 500ºС и 45ºС при теплоносителе с меньшей температурой, температура неизолированных частей оборудования не превышает 45ºС;

вращающиеся части оборудования имеют ограждения и кожухи;

на щите управления установлены системы кондиционирования, для поддержания температуры воздуха согласно СНиП 2.04.05.86;

предусмотрено систематическое проведение контроля за содержанием в воздухе водорода и других газов, путем отбора проб;

лестницы, переходы и площадки оборудованы перилами высотой 1 м и бортовыми ограждениями высотой 100 мм, угол наклона лестниц не превышает 60º;

предусмотрена автоматизация основных производственных процессов, защиты и блокировки для безопасного вывода оборудования из работы в случае нарушения нормального режима работы и аварийных ситуациях, световая и звуковая сигнализации, контрольно- измерительные приборы.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 микроклимат на рабочем месте оператора соответствует нормам приведенным в таблицах 6.2 и 6.3, и достигается вентиляцией помещения. Рабочее место находится в отдельном изолированном помещении котельной. Приборы находятся в пределах видимости и досягаемости.

Таблица 6.2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметр микроклимата | Оптимальные в теплый период года | Оптимальные в холодный период года |
| Температура воздуха, ºС |  22-25 |  20-22 |
| Относительная влажность воздуха,% | 40-60 | 40-60 |
| Скорость движения воздуха не более, м/с | 0,1 | 0,1 |

Работа оператора котла относится к категории 1б. К этой категории работ по уровню энергозатрат 1б относятся работы с интенсивностью энергозатрат 140-174 Вт, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением.

Допустимые условия микроклимата (для категории 1б):

изменение температуры воздуха по горизонтали в течении смены не должно превышать 4ºС;

перепад температуры по высоте должен быть не более 3ºС.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочем месте:

Таблица 6.3

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметр микроклимата | Допустимые в теплый период года | Допустимые в холодный период года |
| Температура воздуха, ºС | Диапазон выше оптимальных величин | 24-28 | 23-24 |
| Диапазон ниже оптимальных величин | 20-22 | 19-20 |
| Относительная влажность воздуха, % |  15-75 |  15-75 |
| Скорость движения воздуха не более, м/с | Для диапазона выше оптимальных величин  | 0,1 | 0,1 |
| Для диапазона ниже оптимальных величин | 0,2 | 0,3 |

Основные мероприятия по оздоровлению воздушной среды:

-применение средств индивидуальной защиты;

-применение оборудования и процессов, исключающих образование вредных веществ и попадание их в рабочую зону;

механизация и автоматизация производственных процессов;

применение теплоизоляции котла и установки экранирующего кожуха для снижения температуры воздуха в помещении котельной и уменьшения теплового облучения рабочих.

Производственное освещение

В котельной предусматривается два вида освещения: естественное и искусственное. Освещение котельной осуществляется естественным образом, в дневное время через оконные проемы в наружных стенах. Естественное освещение, отвечает требованиям СНиП 23-05-95. Согласно СНиП 23-05-95 освещение должно быть таким, чтобы рабочие без особого напряжения зрения могли наблюдать за показаниями различных приборов, водоуказательных стекол, манометров и т. п. Работе оператора соответствует IV группа зрительной нагрузки, а, следовательно, нормальное значение коэффициента естественной освещенности КЕО составит 4%. Для искусственного освещения используются лампы - светильники дневного света типа ЛББ 23-20-009УХЛЧ, мощностью от 20 Вт. В качестве искусственного освещения применяют лампы накаливания и лампы дневного света. Обязательна установка осветительных приборов на лестницах, причем располагаются так, чтобы светящиеся части ламп не были видны под углом до 10о вверх и вниз по горизонтали.

По условиям гигиены труда для освещения производственных и других помещений должно быть максимально использовано естественное освещение.

В котельной имеется аварийное освещение, которое питается от другого источника.

Борьба с шумом и вибрацией.

На рабочем месте действует постоянный уровень шума. Характеристикой постоянного уровня шума является уровень звукового давления в дБ октавных полосах частот. Допустимые нормы для данного рабочего места указаны в табл. соответствующие ГОСТ 12.1.003-83 CCБТ . С учётом степени напряженности в процессе работы уровень звука и эквивалентные уровни шума составляют 75 дБА. Стены заполнены звукопоглощающими материалами и имеют двойную стенку в местах установки дверей, обеспечивающие тем самым допустимые параметры по уровню шума (таблица 6.4).

Шум

Таблица 6.4

|  |  |
| --- | --- |
| Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА | Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц |
| 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| 75 | 103 | 91 | 83 | 77 | 73 | 70 | 68 | 66 | 64 |

На оператора действует только общая (технологическая) вибрация. Данные условия работы по вибрационному состоянию относится к категории III, тип а. Вибрационная нагрузка нормируется для каждого направления действия вибрации. В таблице 6.5 представлены санитарные нормы спектральных показателей общей вибрационной нагрузки на оператора в течение смены по ГОСТ 12.1.012-90. Для предотвращения повышения уровня вибрации выполняются следующие мероприятия:

- фундаменты под основное и вспомогательное оборудование имеет соответствующую массу, достаточную для ограничения колебаний подошвы фундамента;

- в местах прохода трубопровода через стенки и перекрытия соприкосновения между трубопроводами и строительными конструкциями отсутствуют, а зазоры уплотняются;

- фундаменты основного и вспомогательного оборудования не имеют соприкосновения со строительными конструкциями и другими фундаментами.

Таблица 6.5

|  |  |
| --- | --- |
| Среднегеометрическая частота, Гц | Нормативные значения в направлениях Х0,Y0 |
| Виброускорение | Виброскорость |
| м·с-2 | дБ | м·с-1·10-2 | ДБ |
| в 1/3 окт. | в 1/1 окт. | в 1/3 окт. | в 1/1 окт. | в 1/3 окт. | в 1/1 окт. | в 1/3 окт. | в 1/1 окт. |
| 50 | 0,355 | 0,8 | 111 | 118 | 0,12 | 0,2 | 87 | 92 |

Данное рабочее место по находится в помещении повышенной опасности. Помещение характеризуется наличием токопроводящих оснований (железобетонный пол), возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей – металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой стороны. В связи с этим приняты следующие меры по защите:

- заземление, сопротивление заземляющего устройства не выше 4 Ом при межфазном напряжении 380 В трехфазного источника питания.

Предусмотрена также защита котельной от воздействия молний и в газоопасный период, согласноСО 153-34.21.122 – 2003 [14].

В связи со значительным тепловыделением оборудования в котельной необходимо организовать эффективную вентиляцию. В котельной предусмотрена только естественная вентиляция через оконные проемы здания, снабженные оконными фрамугами. На щите управления установлена вентиляционная установка для регулирования температуры и влажности воздуха в соответствии со СНиП 2.04.05.-86.

Ввиду того, что данное предприятие - источник загрязнения окружающей среды, котельная и жилой район должны быть разделены санитарной защитной зоной.

Для котельных, работающих на газе, устанавливается единая санитарно – защитная зона.

В санитарно – защитной зоне допускается расположение гаражей, складских помещений, рекомендуется озеленение.

Категория сочетанием «источник – вредное вещество» для диоксида азота 1 категория вредности. Периодичность контроля за соблюдением нормативов ПДВ для диоксида азота 1 раз в квартал. Для остальных веществ 1раз в год.

Одним из мероприятий по предотвращению вредного влияния выбросов из котельной является обеспечение оптимальной высоты дымовой трубы. Необходимо сделать расчет дымовой трубы, чтобы узнать удовлетворяет ли существующая дымовая труба условиям экологической безопасности. Существующая дымовая труба имеет высоту 60 м., диаметр устья 2,2 м.

Расход газа после него составляет V=45 м3/с.

Скорость уходящих газов Wух=13 м/с.

Температура уходящих газов tух=142°С.

Высота дымовой трубы вычисляется по формуле:

Н=

Где А – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы. Для района Урала А=160.

∆Т – разность температур между температурой выбрасываемой газовоздушной смеси tух и температурой окружающего воздуха tв.

∆Т=tух-tвозд=142-25=117°С.

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для окислов серы и азота F=1.

D – диаметр устья источника выброса.

D=

V – расход газовоздушной смеси.

Wух – средняя скорость выхода газовоздушной смеси из устья источника выброса.

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

m=

где f==

Vm=

Vm>2, значит n=1

М – количество оксидов серы, выбрасываемых в атмосферу.

Т.к. резервным топливом является мазут.

Н=

Таким образом, расчет показывает, что существующая дымовая труба удовлетворяет условиям экологической безопасности и в реконструкции не нуждается. Замены ныне существующей или установки ещё одной дымовой трубы не требуется.

Водопотребление и водоотведение котельной незначительно и вписывается в лимиты, отпущенные предприятию.

По пожарной опасности помещения относятся к категории "Г" (НПБ 105-03), и ко 2-ой степени огнестойкости.

Противопожарные мероприятия по тепломеханическому оборудованию выполняются в соответствии со следующими документами:

нормы технического проектирования ВНТП-81;

Предусматриваются следующие мероприятия:

прокладка мазутопроводов к котлам осуществляется внутри котельной. Мазутопроводы предусматриваются из усиленных бесшовных стальных труб с минимальным количеством фланцев;

на маслосистемах принимается только стальная арматура;

на газопроводах в здании котельной устанавливается только стальная арматура. На подводе к котлам на них устанавливаются задвижки с дистанционным электроприводом.

Меры по взрывопожаробезопасности при эксплуатации котлов обеспечиваются измерением параметров газа, мазута, воздуха (давление и температура), устройствами сигнализации и технологических блокировок в соответствии с ПР 34 - 00 – 006 – 84.

Все электродвигатели защищены от коротких замыканий и перегрузок, которые могут привести к пожару.

На рабочем месте имеются первичные средства пожаротушения ‑ огнетушители углекислотные в количестве 4 шт, ёмкостью 2 литра; ящик с песком; асбестовое полотно.

Помещение также оборудовано пожарной сигнализацией (СНиП 2.04.09‑8 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»).

Защита от тепловых излучений.

Для устранения тепловыделения в котельной и уменьшения загазованности устраивается теплоизоляция, вентиляция и отопление согласно СНиП 2.04.05-86 .

Самое экономичное и эффективное мероприятие по уменьшению тепловыделений – это тепловая изоляция, она также предотвращает ожоги, возможные при прикосновении человека к греющим поверхностям. Также от ожогов предохраняет одежда, обувь, рукавицы и другие средства индивидуальной защиты.

Чрезвычайные ситуации.

В котельной могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера: взрывы, пожары, наводнения, разрушение оборудования, снежные заносы (таблица 6.6).

Анализ возможных аварий на объекте

Таблица 6.6

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| N п/п | Наименование аварии | При каких условиях возможна аварийная ситуация | Возможное развитие аварий, последствий, в т.ч. за пределами цеха, организации | Способы и средства предотвращения аварий | Меры по локализации аварий |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|  1 | Взрыв | Утечка газа, повреждение разрушение оборудования | Уничтоже-ние материаль-ных ценностей котельной, разрушение соседних зданий и сооружений, создание опасности жизни людей. | Контроль загазованности помещения, поддержание оборудования в исправном состоянии. | Отсечка газа, вызов пожарной и газовой службы. |
|  2 | Пожар  | Поврежде-ние, разрушение оборудова-ния, воздействие внешнего источника тепла. | Возгорание соседних зданий и сооружений, уничтожение материаль-ных ценностей котельной, создание опасности жизни людей | Соблюдение пожарной безопасности персоналом, применение огнеупорных материалов. | Применение первичных средств пожаротуше-ния, отключение оборудования, вызов пожарной охраны. |
|  3 | Разруше-ние обору-дования | Нарушение правил эксплуата-ции, старение материалов, отклонение параметров от нормы, коррозия материалов, вибрация, дефекты конструкций. | Уничтоже-ние материаль-ных ценностей котельной, разрушение соседних зданий и сооружений, создание опасности жизни людей. | Поддержание оборудования в исправном состоянии, соблюдение графика ППР, контроль за работой оборудования в течение эксплуатации. | Отключение оборудования, вызов ремонтного персонала. |

Для ликвидации снежных заносов на предприятии осуществляется уборка снега специализированной техникой.

Все перечисленные организационные и технические мероприятия направлены на улучшение условий труда оперативного персонала и снижают до минимума риск получения травмы, болезни, а также возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

7. Экономический расчет

При установке дополнительного котла ДЕ 25-14 ГМ количество обслуживающего персонала не изменится, а тепловая производительность увеличится, следовательно, уменьшится себестоимость единицы тепловой энергии. При этом есть возможность отказаться от использования миникотельных и перейти к централизованному отоплению цехов и административных зданий завода.

В данном разделе дипломного проекта произведен расчет:

- величины капитальных вложений;

- себестоимости тепловой энергии;

- прибыли;

- периода окупаемости;

- сделан вывод.

Капитальные вложения.

Установка котла центральной котельной согласно сметам 4-66495ТХ-СМ Уралгипромез составит К = 10396 тыс. руб.:

- стоимость проектно наладочных работ – 350тыс. руб.;

- стоимость котла ДЕ 25-14 ГМ заводской комплектации – 3580 тыс. руб.;

- монтаж котла ДЕ 25-14 ГМ – 6466тыс. руб.

Расчет себестоимости тепловой энергии.

Расчет себестоимости тепловой энергии, вырабатываемой паровой котельной производится исходя из существующих технико-экономических показателей работы котельной. Для расчета необходимо знать величину капитальных вложений, затраты на топливо, на воду, на электроэнергию, на заработную плату, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, амортизационные отчисления, затраты на ремонт и прочие затраты.

Расчет производится для принятого к установке основного оборудования. Необходимые исходные данные приводятся по ходу расчетов.

Затраты на топливо.

Определяю исходя из объема поставок топлива в котельную и его стоимости:

Sтопл = Цг×Gг руб/год;

Годовой расход топлива Gг = 19123 тыс.н.м³;

Цена на газ Цг = 1000 + 19% руб/тыс.м³;

19 % - надбавка за распределение

Таким образом Цг = 1000 + 190 = 1190 руб/тыс.м³;

Sтопл = 1190×19123 = 22756×10³ руб/год.

Издержки на воду.

Определяют исходя из расхода воды в котельной и ее стоимости:

Sводы = Цв×Qв руб/год;

Цена на воду Цв = 10 руб/т;

Годовой расход воды Qв = 229.9 м³;

Sводы = 10×229.9 = 2299 руб/год.

Издержки на электроэнергию.

Определяются исходя из годового расхода электроэнергии и существующего тарифа на электроэнергию:

Sэ/э = Эгод×Тэ/э руб/кВт×час;

Годовой расход электроэнергии Эгод = 138408 кВт×час/год;

Тариф на электроэнергию Тэ/э = 1,2 руб/кВт×час;

Sэ/э = 138408×1,2 = 166089,6 руб/год.

Издержки на содержание и эксплуатацию

оборудования.

Включают затраты на амортизацию оборудования, текущий ремонт:

Sам = а×К руб/год;

Sрсэо = Sам + Sрем руб/год;

Sрем = α×К руб/год;

Годовая норма амортизации а = 3,7%;

Величина капиталовложений К =10396 тыс. руб.;

Годовая норма на ремонт α = 6%;

Sам = 0,037×10396000 = 384652 руб/год;

Sрем = 0,06×10396000 = 623760 руб/год;

Sрсэо = 384652+623760 = 1008412 руб/год.

Издержки на заработную плату, основную и дополнительную.

Sз.п =ФЗП × nс с× 1,15;

nсс =40 – количество человек, работающих в котельной;

ФЗП=60 тыс. руб/чел – среднегодовой фонд заработной платы одного работника.

Sз.п.= 60 × 40 ×1,15 = 2760 тыс. руб/год.

Прочие издержки.

Sпроч = 0,25×(К + Sтопл + Sводы + Sэ/э + Sрсэо + Sз.п.), руб/год;

Sпроч = 0,25×(10396000 + 16744000 + 2299 + 166089,6 + 2018473 + 2760000);

Sпроч = 8×106 руб/год.

Себестоимость годового объема тепловой электроэнергии.

Sпол = К + Sтопл + Sводы + Sэ/э + Sрсэо + Sз.п + Sпроч , руб/год;

Sпол = 10396000 + 22756000 + 2299 + 166089,6 +388000 + 1587000 + 8000000;

Sпол =37,3×106 руб/год.

Себестоимость 1 Гкал рассчитываем исходя из годового себестоимости годового объема производства теплопой энергии:

Sед = Sпол/Qвыр руб/Гкал;

Годовой отпуск тепла Qвыр = 140160 Гкал/год.

S = 37,3×106/140160 =266,1руб/Гкал.

Расчет прибыли.

Прибыль определяется исходя из разницы тарифов на тепловую энергию и себестоимости единицы тепловой энергии.

П = (Тэ/э – Sед)×Qвыр руб/год;

По данным РЭК Свердловской области для промышленных предприятий средний тариф на тепловую энергию Тэ/э = 656,8 руб/Гкал.

П = (656,8 –266,1)×140160 = 54760,5 тыс.руб/год.

Расчет периода окупаемости.

Ток= k×Sпол/П;

где k = 1,3;

Ток= 1,3×37,3×106/54760500 =0,9;

Выработка тепловой энергии в центральной котельной РММЗ значительно снижает затраты, т.к. покупать тепловую энергию на стороне по существующим на сегодняшний день тарифам значительно дороже, чем обслуживать котельную. Расширение дает возможность перейти к централизованному отоплению цехов и административных зданий завода, а как известно централизованное отопление дешевле обходится чем автономное. Исходя из этого, можно сказать, что проект реконструкции котельной является экономически целесообразным.

8. Электроснабжение

В электрической части проекта решены вопросы электроснабжения, подключения силового оборудования и заземления.

Оборудование электроснабжение котельной предусмотрено от существующего ВРУ – 0,4 кВ. Подключение силовых электроприемников предусмотрено от щита 0,4 кВ. Напряжение силовых электроприемников 380 В, цепей управления 220 В.

Управление сетевыми и подпиточными насосами и дымососами осуществляется по месту.

Схемы управления сетевыми и подпиточными насосами предусматривают автоматический ввод резервного насоса при останове рабочего и при падении давления в напорном патрубке. Выбор режима работы производится с помощью ключей – избирателей режима, установленных на щите управления.

Силовая распределительная сеть выполнена кабелем ВВТ, прокладываемым в лотках по кабельным конструкциям, а также по стенам открыто и в стальных водогазопроводных трубах в подливе пола.

Заземление электрооборудования выполнено согласно ПУЭ путем присоединения к существующему контуру заземления котельной. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Схемой предусмотрено ручное (местное) и автоматическое управление электродвигателями насосов.

В качестве рабочего может быть выбран любой из насосов. Выбор режима работы осуществляется с помощью избирателя резерва S1.

Насос выбранный резервным, включается автоматически при аварийном останове работающего насоса или при падении давления в напорном патрубке. При срабатывании АВР включается звуковой сигнал в помещении операторской.

Проверка насосов на установленную мощность.

Сетевой насос (1Д315-71)

Мощность двигателя

Кз – коэффициент запаса (1,1-1,4);

γ – плотность жидкости, Н/м3;

Qн – производительность насоса, м3/с (задана);

Нн – напор насоса, м (задана);

ηн =0,6÷0,75 – КПД насоса;

ηп =1 – КПД передачи.

γ=9810 Н/м3 – задана;

Кз=1,1 – принято;

Принимаем двигатель типа 4А250М2УЗ, частота вращения n=3000 об/мин, мощностью 90,0 кВт.

По данной методике выбираем остальные насосы.

Подпиточный насос (К2С/30):

Принимаем двигатель типа 4А100S2УЗ, частота вращения n=1500 об/мин, мощность 3,0 кВт.

Насос исходной воды (К-100-65=200):

Принимаем двигатель типа 4А160М2УЗ, частота вращения n=1500 об/мин, мощность 18,5 кВт.

Питательный насос (ПЭ-150-53):

Принимаем двигатель типа 4А200L2УЗ, частота вращения n=3000 об/мин, мощность 45 кВт.

Насос бака аккумулятора (К20/30):

Принимаем двигатель типа 4А100S2УЗ, частота вращения n=1500 об/мин, мощность 3,0 кВт.

Вывод: установленные двигатели насосов соответствуют необходимой расчетной мощности. Выбор двигателей произведен верно.

Расчет электрических нагрузок.

Максимальная нагрузка группы ЭП:

где

 – коэффициент использования одного или группы ЭП;

 – коэффициент максимума;

 – групповая номинальная мощность, кВт;

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее нагруженную смену:

Номинальная мощность n однотипных ЭП:

Расчетную активную нагрузку группы ЭП определяем с учетом коэффициента максимума и средней нагрузки:

где определяем в зависимости от эффективного числа ЭП и от группового

коэффициента использования за наиболее загруженную смену.

Эффективное число ЭП находим по формуле:

Расчетную реактивную нагрузку группы ЭП определяем с учетом приведенного числа ЭП:

при

Сетевые насосы

Максимальная нагрузка:

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее нагруженную смену:

Номинальная мощность:

Расчетная активная нагрузка:

Эффективное число:

Расчетная реактивная нагрузка:

Подпиточные насосы:

Максимальная нагрузка:

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее нагруженную смену:

Номинальная мощность:

Расчетная активная нагрузка:

Эффективное число:

Расчетная реактивная нагрузка:

Насосы исходной воды:

Максимальная нагрузка:

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее нагруженную смену:

Номинальная мощность:

Расчетная активная нагрузка:

Эффективное число:

Расчетная реактивная нагрузка:

Питательные насосы:

Максимальная нагрузка:

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее нагруженную смену:

Номинальная мощность:

Расчетная активная нагрузка:

Эффективное число:

Расчетная реактивная нагрузка:

Насос бака аккумулятора:

Максимальная нагрузка:

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее нагруженную смену:

Номинальная мощность:

Расчетная активная нагрузка:

Эффективное число:

Расчетная реактивная нагрузка:

Вентиляторы горелок котлов:

Максимальная нагрузка:

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее нагруженную смену:

Номинальная мощность:

Расчетная активная нагрузка:

Эффективное число:

Расчетная реактивная нагрузка:

Однофазные нагрузки:

Расчетная активная нагрузка:

Распределение электрической нагрузки.

Осветительная нагрузка:

где– удельная расчетная мощность на 1 м2 производственной площади (F), Вт/м2;

– коэффициент спроса освещения;

Полную расчетную нагрузку определяем суммированием расчетных нагрузок силовых и осветительных групп электроприемников:

Таблица 8.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование характерной группы ЭП | Кол-во ЭП | Установленная мощность ЭП | Коэф. исп-ия, Ки |  | Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену | nэ | Км | Максимальная расчетная мощность |
| Рн одного, кВт | Рн общая, кВт | Рсм, кВт | Qсм, кВт | Рм, кВт | Qм, кВт |
| Сетевой насос | 4 | 90 | 180 | 0,8 |  | 72 | 44,64 | 3 | 1,2 | 84,4 | 53,568 |
| Подпиточный насос  | 3 | 3 | 3 | 0,8 |  | 2,4 | 1,488 | 4 | 1,2 | 2,832 | 1,756 |
| Насос исходной воды | 3 | 18,5 | 37 | 0,8 |  | 14,8 | 9,176 | 4 | 1,2 | 17,464 | 10,828 |
| Питаль-ный насос  | 3 | 45 | 45 | 0,8 |  | 36 | 22,32 | 4 | 1,2 | 42,48 | 26,34 |
| Насос бака аккумулятора  | 3 | 3 | 3 | 0,8 |  | 2,4 | 1,488 | 4 | 1,2 | 2,432 | 1,756 |
| Вентиляторы горелок | 4 | 1,193 | 2,386 | 0,75 |  | 1,79 | 1,343 | 2 | 1,27 | 1,79 | 1,343 |

По степени надежности электроснабжение котельная относится ко II категории. Питающие кабели 380 В подводятся от существующей системы электроснабжения асбокартонной фабрики. Основными потребителями электроэнергии на напряжении до 1000 В являются: вентиляторы горелок котлов, насосы различного назначения, отопительный агрегат и электрическое освещение. Распределение электроэнергии в котельной осуществляется от защищенного щита станций управления. Для электроснабжения котельной предусмотрено устройство АВР. Для насосов котельной предусмотрено местное управление. Местное управление осуществляется со щита кнопками управления.

Силовая распределительная сеть выполнена кабелями, проложенными в трубах ПВХ.

Выбор трансформаторов подстанции.

Подстанции предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии.Экономическая плотность нагрузки:

где– площадь помещения, м2;

Необходимое число трансформаторов:

где– коэффициент загрузки в нормальном режиме;

экономически оптимальное число трансформаторов 1.

Выбор проводов и жил кабелей. Сечения проводов, жил кабелей и шин выбирают по следующим показателям:- по нагреву длительно допустимым током;- по нагреву кратковременным током КЗ;- по падению напряжения от источника до приемника;- по механической прочности;- по экономической плотности тока. По условию нагрева сечение проводов и кабелей напряжением до 1 кВ выбирается в зависимости от длительно допустимой токовой нагрузки:

где– расчетный ток нагрузки;– длительно допустимый ток на провода, кабели и шинопроводы; – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей; – поправочный коэффициент на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле в трубах или без труб.

Расчетный ток нагрузки для одного двигателя:

Сетевые насосы.

Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Подпиточный насос. Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Насос исходной воды.

Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Питательные насосы.

Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Насос бака аккумулятора.

Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка

Вентиляторы горелок котлов.

Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Рабочее освещение.

Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Котлы. Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Розетки. Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Аварийное освещение.

Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Пожарная сигнализация.

Расчетный ток нагрузки

Допустимая токовая нагрузка:

Контроллер ECL.

Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Вторичные цепи. Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

СТГ. Расчетный ток нагрузки:

Допустимая токовая нагрузка:

Для трехфазных нагрузок выбираем кабель с медными жилами сечения 5x1,5 мм2, марки NYM 5x1,5. Для однофазных нагрузок выбираем кабель с медными жилами сечения 3x1,5 мм2, марки NYM 3x1,5.

Выбор аппаратов управления и защиты.

При работе аппаратов управления учитывается режим работы, для которого они предназначены. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации необходимо учитывать требования в отношении климатического исполнения аппаратов и категории их размещения. В качестве аппаратов защиты применяются плавкие предохранители или автоматические воздушные выключатели с встроенными тепловыми (для защиты от перегрузок) и электромагнитными (для защиты от токов короткого замыкания) реле.

Выбор автоматов производится: по напряжению установки по роду тока и его значению по коммуникационной способности Здесь – напряжение на установке; – номинальное напряжение автомата; – рабочий ток установки; – номинальный ток автомата; – ток короткого замыкания.

Номинальный ток теплового электромагнитного или комбинированного расцепителя автоматического выключателя выбирается только по расчетному току линии и . Для сетевых насосов на систему отопления, расчетный ток нагрузки которых равен 331 А, выбираем автомат защиты двигателя с регулируемым тепловым расцепителем 4 – 340 А – GV2ME10. Для подпиточного насоса, насоса исходной воды, расчетные токи нагрузок которых соответственно равны 5,36; 6,6; А, выбираем автоматы защиты двигателей с регулируемым тепловым расцепителем 0,4 – 7,3 А – VAMU0,63. Для вентиляторов горелок котлов, расчетный ток нагрузки которых равен 2,27 А, выбираем автомат защиты двигателей с регулируемым тепловым расцепителем 1,6 – 2,5 А – VAMU2,5.

Для рабочего освещения, питания котлов, аварийного освещения и пожарной сигнализации, расчетные токи нагрузок которых соответственно равны 3,5; 2,19; 0,5; 0,5 А, выбираем автоматический выключатель 10 А 1п. – С60А. Для розеток, расчетный ток нагрузки которых равен 0,05 А, выбираем автоматический выключатель 25 А 1п. – С60А. Для контроллера ECL, вторичных цепей и сигнализаторов, расчетные токи нагрузок которых соответственно равны 0,022; 0,026; 0,5; А, выбираем автоматический выключатель 6 А 1п. – С60А.

9. КИП и А

Комплект автоматики котлоагрегата серии ДЕ предназначается для пуска котлоагрегата, защиты котла от возникновения аварийных режимов работы, технологической сигнализации и контроля за технологическими параметрами, автоматического регулирования процесса горения и уровня в барабане котла, дистанционного управления исполнительными механизмами и электродвигателями дымососа и вентилятора.

Условия эксплуатации: температура окружающей среды +5 − +50°С, относительная влажность – 30-80%.

Состав комплекта.

Комплект включает в себя:

щит управления котла Щ-К2 (Щ-ДЕ). Щит комплектуется регуляторами, приборами и электроаппаратурой в соответствии с заводской документацией;

щит контроля (щит КИП), который комплектуется регистрирующими приборами, электроаппаратурой;

стойки приборные с установленными датчиками, приборами, приборной обвязкой с запорной арматурой;

исполнительные механизмы с подставкой;

комплект отборных устройств для отбора импульса по давлению пара, уровня воды в барабане котла, разрежения в топке, давления воздуха в воздушном коробе;

сужающее устройство с уравнительными конденсационными сосудами для измерения расхода пара;

уравнительную колонку для отбора сигнала по измерению уровня воды в барабане котла;

разделительные сосуды для отбора импульсов по давлению жидкого топлива на трубопроводах к котлоагрегату;

пакет импульсных труб Д14-22 мм для прокладки импульсных линий;

запорную арматуру для установки на отборных устройствах и импульсных линиях;

комплект показывающих приборов для измерения давления, разряжения, напора, температуры.

Регулирующая, запорная и отсечная арматура, устанавливается на газомазутных трубопроводах топливоподачи, к котлу заказывается и поставляется заказчику заводами-изготовителями арматуры.

Технологический контроль.

Приборы теплотехнического контроля выбраны в соответствии со следующими принципами:

параметры, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения технологического процесса и осуществления предпусковых операций, измеряются показывающими приборами;

параметры, учет которых необходим для хозяйственных расчетов или анализа работы оборудования, контролируются самопишущими или суммирующими приборами;

параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, контролируются сигнализирующими приборами.

В показывающих приборов в комплекте применены:

для измерения давления – манометры общепромышленного применения типа МТ-1 (МТ-4),

напоромеры типа НМП-52-М1 (НМП-100),

тягонапоромеры типа ТМП-52 (ТМП-100);

для измерения температуры – термометры ртутные стеклянные типа ТТ-1;

термометры показывающие типа ТГП-100ЭК;

милливольтметры типа Ш-4541/1 в комплекте с термометром сопротивления.

В качестве регистрирующих приборов в комплекте применяются:

для измерения и регистрации давления пара в барабане котла (для котлов с производительностью 25 т/ч) вторичный прибор РП-160 (КСУ-2) с входным сигналом 0 – 5 мА и с пределом измерения шкалы 0 – 100%;

для измерения и регистрации уровня в барабане котла (для котлов с паропроизводительностью 25 т/ч) вторичный прибор КСД2-003 (КСД1) с входным сигналом 0 – 10 мГн и пределом измерения +315 мм;

для измерения и регистрации расхода пара – вторичный прибор КСД-004 (КСД1) с входным сигналом 0 – 10 мГн и шкалой 0 – 100%;

для измерения и регистрации расхода пара вторичный прибор КСД-003 с входным сигналом 0 – 10 мГн и шкалой 0 – 100%.

Регистрирующие вторичные приборы конструктивно встроены в щит контроля (щит КИП), который, в зависимости от паропроизводительности котлоагрегата делится на две модификации: щит КИП-1 для котла паропроизводительностью 4 – 6,5 т/ч и щит КИП-2 для котлоагрегатов 25 т/ч.

Автоматическое регулирование.

Для регулирования и срабатывания защит используется микропроцессорная система “Ремиконт Р-130”.

Для котлоагрегата предусмотрено автоматическое регулирование уровня воды в барабане котла и регулирование процесса горения, осуществляемое тремя регуляторами топлива, воздуха и разряжения.

Регулятор уровня воды в барабане котла осуществляет ПИ-закон регулирования. Схема регулятора представляет собой одноимпульсный регулятор, получающий сигнал от датчика уровня и осуществляющий регулирующее воздействие на регулирующий орган подачи питательной воды в котел через исполнительный механизм. Такие схемы регулирования применимы для котлоагрегатов, работающих без резких колебаний нагрузки. В случае, когда нагрузка на котлоагрегате переменная, необходимо применять трехимпульсную систему регулирования с введением в регулятор дополнительных корректирующих импульсов по расходу пара и расходу питательной воды.

Схема регулятора разряжения аналогична одноимпульсному регулятору уровня с передачей регулирующего воздействия через исполнительный механизм на направляющий аппарат дымососа.

Регулятор топлива предназначен для стабилизации заданного давления пара в барабане котла по ПИ-закону регулирования. Схема регулятора представляет собой одноименный регулятор давления, получающий входной сигнал от датчика давления и осуществляющий регулирующее воздействие на регулирующий орган подачи топлива (газа или мазута).

При применении в комплекте автоматики щита управления Щ-ДЕ возможен переход регулирования с одного вида топлива на другой посредством переключения органов ручного управления, расположенного на щите. При изменении в комплекте щита управления Щ-К2 при переходе с одного вида топлива на другой необходимо провести соответствующую перекоммуникацию исполнительных механизмов на регулятор топлива.

Регулятор воздуха выполнен по принципу соотношения “топливо – воздух”. Регулятор в комплекте с исполнительным механизмом постоянной скорости осуществляет регулирование объекта по ПИ-закону. Входными сигналами для регулятора являются: сигнал с датчика давления топлива (газ или мазут) и сигнал с датчика давления (напора воздуха). Регулирующее воздействие регулятор осуществляет на НАВ через исполнительный механизм.

В качестве датчиков в контурах регулирования применены следующие приборы:

регулятор уровня – дифманометр мембранный типа ДМ-3583М с перепадом давления Р=3,5 кПа;

регулятор топлива – манометр пружинный электрический типа МПЭ-МИ с давлением Р=1,6 МПа и выходным сигналом 0 – 5 мА. Для использования такого датчика в комплекте с регулятором Р 25.1.1 необходимо подключить выходящие клеммы датчика к 11 и 12 клеммам регулятора через шунтирующий резистор 78,7 Ом;

регулятор разряжения – дифманометр колокольный типа Д КО-3702 с перепадом давления Р=160 Па;

регулятор воздуха – датчик давления воздуха ДМ-3583М Р=6,3 кПа, при работе в комплекте регулятором Р 25.1.1 выходные клеммы подключить к клеммам 13 и 14 регулятора. Датчик давления топливо-газ-дифманометр ДМ-3583М Р=6,3 кПа; датчик давления топливо-мазут-манометр пружинный типа МПЭ-МИ, входной сигнал – давление Р=2,5 МПа, выходной сигнал 0 – 5 мА. При работе этого датчика в комплекте с регулятором Р 25.1.1 входные клеммы датчика присоединить к клеммам 11 и 12 регулятора через шунтирующий резистор 78,7 Ом.

В качестве регулирующих приборов в щитах управления применимы приборы системы “контур-1”типа Р 25.1.1 (Щ-К2) или системы “контур-2” РС 23.1.12 (Щ-ДЕ).

В качестве исполнительных механизмов применены:

направляющий аппарат дымососа и вентилятора МЭО-250/25-0,25-У-87;

регулирующий орган на газопроводе к котлу МЭО-40/25-0,25-У-82.

Для пуска и реверсирования электродвигателей исполнительных механизмов применены магнитные пускатели типа МПЛ-11004В (бесконтактные пускатели типа ПБР-2М или ПБР-3А).

Технологическая защита и блокировка.

Схема защиты котлоагрегата обеспечивает отключение подачи топлива к горелке при:

понижении давления газа на газопроводе перед горелкой;

понижении давления жидкого топлива на мазутопроводе перед горелкой;

погасании факела запальника;

погасании факела основной горелки;

понижении давления воздуха перед горелкой;

уменьшении разряжения в топке;

отклонении уровня в барабане котла;

исчезновении напряжения в цепях защиты.

Схема защиты конструктивно собрана в щите управления Щ-К2 (Щ-ДЕ) на релейных элементах.

В качестве датчиков защиты применены:

давления воздуха – датчик-реле напора ДН-40 (0,04 – 40 кПа);

давления газа – датчик-реле напора ДН-40;

давление жидкого топлива – электроконтактный манометр ДМ-2010-СГ;

погасание факела запальника и основной горелки – защитно-запальное устройство ЗЗУ-4;

разряжение в топке – датчик-реле ДНТ-100 (ДТ-2,5 или ДН-2,5);

отклонение уровня в барабане котла – электронный регулятор-сигнализатор ЕСП-50.

Защита воздействует на отключение электромагнита клапана-отсекателя типа ПКН при работе на газе или клапан ЗСК при работе на мазуте.

Схема предусматривает следующие технологические блокировки:

невозможность включения розжига котла при первоначальном пуске котла или после срабатывания защиты без проведения предварительной вентиляции топки в течении 10 мин;

невозможность работы вентилятора при отключенном дымососе.

При применении в комплекте автоматики щита управления Щ-К2, где отсутствует блокировка предварительной вентиляции топки. Электрическая схема блокировки монтируется в щите контроля (щит КИП).

Сигнализация и управление.

Комплект автоматики обеспечивает технологическую сигнализацию аварийных параметров котлоагрегата и служит для предупреждения обслуживающего персонала путем выдачи светового и звукового сигнала.

Световая сигнализация размещена на щите управления и горит до ликвидации нарушения параметра до нормы.

Звуковая сигнализация (общекотельная) снимается дежурным персоналом.

Управление электроприводами дымососа, вентилятора (для котлов с пароперегревателем – управление главной паровой задвижкой), исполнительными механизмами НАВ, НАД, регулирующего клапана подачи воды в котел, регулирующего клапана подачи жидкого топлива в форсунку, регулирующей заслонки подачи газа к горелке осуществляется со щита управления.

Библиографический список

1. Бузников Е.Ф. Роддатис К.Ф. Производственные и отопительные котельные. М.:Энергоатомиздат, 1984.248с.
2. Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергоатомиздат, 1989.448с.
3. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. М.: Машиностроение, 1992.672с.
4. Справочник эксплуатации газифицированных котельных. 1988.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций м.: Энергоатомиздат.1989.608с.
6. СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
7. СНиП 2.04.08-87\*. Газоснабжение.
8. СНиП 2.04.08-87. Отопление вентиляция и кондиционирования.
9. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ Шум. Общие требования безопасности.
10. СНиП 23-05-96. Естественное и искусственное освещение.
11. СНиП 3.05-06-85. Электрические устройства .
12. ГОСТ 12.005-88.
13. ПУЭ – Правила устройства электроустановок.
14. НПБ 105-03. Категории помещений по взрывопожарной безопасности.
15. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономитрические требования.
16. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений.
17. СНиП 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату помещений.
18. СНиП 2.2.2/2.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
19. Справочник редактор д.т.н С.Д. Коврыгин. Авторы: Е.Я. Юдин., В.Н. Никольский. М.Страхиздат 1974.134с.
20. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных справочных данных. ГСССД Р-776-98 М.: Издательство МЭИ. 1999. – 168с.; ил
21. Справочник по проектированию электроснабжения. Под. ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоиздат 1990 - 576с
22. Справочник по котельным установкам малой производительности. Под. ред. К.Ф. Роддатиса. М.: Энергоиздат. 1989 - 488с
23. Справочник по автоматизации котельных. Л.М. Файерштейн, Л.С. Этингетц, Г.Г. Гохбойм. М.: Энергоатомиздат., 1985. 269с.