

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения  
Специальность Промышленная теплоэнергетика  
Кафедра Теоретической и промышленной теплотехники

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

| Тема работы                                                                          |
|--------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА «ПРИБРЕЖНЫЙ»<br/>В Г. ТОМСКЕ</b> |

УДК 697.34.004.68(571.16)

Студент

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 3-6501 | Лаптева Светлана Сергеевна |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО                               | Ученая<br>степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------------|------------------------------|---------|------|
| Доцент    | Захаревич Аркадий<br>Владимирович | к.ф.-м.н.                    |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                            | Ученая<br>степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|------------------------------|---------|------|
| Доцент    | Фигурко Аркадий<br>Альбертович | к.э.н.                       |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                           | Ученая<br>степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|------------------------------|---------|------|
| Доцент    | Сечин Андрей<br>Александрович | к.т.н.                       |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой                                   | ФИО                            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| теоретической и<br>промышленной<br>теплотехники | Кузнецов Гений<br>Владимирович | профессор, д.ф.-м.н.      |         |      |

Томск – 2016

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения  
Направление подготовки Промышленная теплоэнергетика  
Кафедра Теоретической и промышленной теплотехники

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой ТПТ  
\_\_\_\_\_ Кузнецов Г.В.  
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

|        |                            |
|--------|----------------------------|
| Группа | ФИО                        |
| 3-6501 | Лаптева Светлана Сергеевна |

Тема работы:

|                                                                                      |   |
|--------------------------------------------------------------------------------------|---|
| <b>РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА «ПРИБРЕЖНЫЙ»<br/>В Г. ТОМСКЕ</b> |   |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                          | № |

|                                          |            |
|------------------------------------------|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 10.06.2014 |
|------------------------------------------|------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b>                                               | Температура наружного воздуха для отопления - 40 <sup>0</sup> С<br>Температура наружного воздуха для вентиляции -25 <sup>0</sup> С<br>Продолжительность отопительного периода 234 сут.<br>Среднесуточная температура наружного воздуха +8,8 <sup>0</sup> С                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | Введение<br>Характеристика объекта<br>Определение расходов тепла<br>Построение графиков часовых расходов теплоты и годового расхода теплоты по продолжительности<br>Разработка принципиальной схемы системы теплоснабжения. Выбор системы центрального регулирования отпуска теплоты<br>Определение расчетных расходов сетевой воды<br>Гидравлический расчёт трубопроводов тепловой сети<br>Построение пьезометрического графика<br>Описание водогрейного котла КВ-ГМ-4<br>Поверочный расчет котлоагрегата КВ-ГМ-4<br>Расчет тепловой схемы |

|                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                         | Расчет установки подготовки исходной воды<br>Расчет и выбор оборудования<br>Расчет и выбор оборудования котельной<br>Автоматизация<br>Социальная ответственность.<br>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и<br>ресурсосбережение<br>Заключение |
| <b>Перечень графического материала</b>                                                  | 6 листов. Формат А-1                                                                                                                                                                                                                                  |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>                       |                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>Раздел</b>                                                                           | <b>Консультант</b>                                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>                  | Фигурко А.А., к.э.н., доцент                                                                                                                                                                                                                          |
| <b>Социальная ответственность</b>                                                       | Сечин А.А., к.т.н., доцент                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> |                                                                                                                                                                                                                                                       |
| Заключение                                                                              |                                                                                                                                                                                                                                                       |

|                                                                                                 |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 18.03.2016 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО                            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата     |
|-----------|--------------------------------|------------------------|---------|----------|
| Доцент    | Захаревич Аркадий Владимирович | к.т.н.                 |         | 18.03.16 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата     |
|--------|----------------------------|---------|----------|
| 3-6501 | Лаптева Светлана Сергеевна |         | 18.03.16 |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 167 с., 15 рисунков, 50 источников, 20 таблицы, 6 л. графического материала.

Ключевые слова: реконструкция, теплоснабжение, котельный агрегат, центральный тепловой пункт, топочная камера, трубопровод.

Объектом расчета являются источник и сеть теплоснабжения микрорайона «Прибрежный» г. Томска.

Цель работы – разработать теплоснабжение жилого микрорайона «Прибрежный» города Томска, решить вопросы регулирования отпуска теплоты, подпитки, транспортировки теплоносителя.

В процессе исследования проводилось: определение расходов тепла, разработка принципиальной схемы системы теплоснабжения, выбор системы центрального регулирования отпуска теплоты, гидравлический расчёт трубопроводов тепловой сети, проведен поверочный расчет котлоагрегата.

В результате исследования решены вопросы распределения тепловой энергии по микрорайону «Прибрежный» города Томска. В микрорайоне выбрано центральное качественное регулирование. Тепловая сеть разбита на 13 участков. Подобраны диаметры на участках тепловой сети, установлены при подземной прокладке компенсаторы сальниковые и П - образные, задвижки, опоры, подобрано оборудование в котельной (насосы: сетевые, подпиточные, аварийные; подогреватели горячего водоснабжения). Рассчитана тепловая изоляция для тепловой сети.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Температурный график тепловой сети 150/70 со срезкой на 125°C.

Область применения данного расчета в тепловой сети и котлоагрегата. Выпускная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010, с использованием AutoCAD 2013.

## Оглавление

|                                                                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>РЕФЕРАТ</b> .....                                                                                                           | 4  |
| <b>Введение</b> .....                                                                                                          | 7  |
| <b>1. Характеристика объекта</b> .....                                                                                         | 9  |
| 1.1. Определение расходов тепла.....                                                                                           | 9  |
| 1.2 . Построение графиков часовых расходов теплоты и годового расхода<br>теплоты по продолжительности .....                    | 14 |
| 1.3. Разработка принципиальной схемы системы теплоснабжения. Выбор<br>системы центрального регулирования отпуска теплоты ..... | 16 |
| 1.4. Построение часовых графиков расхода сетевой воды.....                                                                     | 23 |
| 1.5 Определение расчетных расходов сетевой воды.....                                                                           | 27 |
| 1.6. Гидравлический расчёт трубопроводов тепловой сети .....                                                                   | 31 |
| 1.7 Расчет водо-водяных подогревателей.....                                                                                    | 38 |
| <b>2. Описание водогрейного котла КВ-ГМ-4</b> .....                                                                            | 47 |
| 2.1. Поверочный расчет котлоагрегата КВ-ГМ-4 .....                                                                             | 51 |
| 2.1.1. Выбор топочного устройства.....                                                                                         | 51 |
| 2.1.2. Обоснование выбора температуры уходящих газов .....                                                                     | 54 |
| 2.1.3. Горение топлива.....                                                                                                    | 54 |
| 2.1.4.Определение коэффициента воздуха .....                                                                                   | 55 |
| в газоходе для каждой поверхности нагрева.....                                                                                 | 55 |
| 2.1.5.Определение энтальпий воздуха .....                                                                                      | 56 |
| 2.1.6.Расчет теплового баланса.....                                                                                            | 59 |
| 2.1.7. Расчет топочной камеры .....                                                                                            | 61 |
| 2.1.8.Расчет конвективных поверхностей нагрева .....                                                                           | 66 |
| <b>3.Расчет тепловой схемы</b> .....                                                                                           | 78 |
| 3.1.Описание тепловой схемы .....                                                                                              | 78 |
| 3.2.Определение диаметров трубопровода в тепловой схеме.....                                                                   | 83 |
| 3.2.1.Определение диаметров подающего и обратного трубопроводов и<br>скорость теплоносителя.....                               | 83 |
| 3.2.2.Определение диаметра трубопровода и скорость сырой воды .....                                                            | 84 |
| <b>4. Расчет установки подготовки исходной воды</b> .....                                                                      | 85 |

|                                                                                                                 |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Фильтры для очистки воды засыпного типа. Устройство. ....                                                       | 90         |
| <b>5. Расчет и выбор оборудования.....</b>                                                                      | <b>99</b>  |
| 5.1. Расчет и выбор оборудования котельной .....                                                                | 99         |
| 5.1.1. Определение высоты дымовой трубы по условиям предельно<br>допустимых концентраций вредных выбросов ..... | 99         |
| 5.1.2. Расчет газоздушного тракта.....                                                                          | 107        |
| 5.1.2.1. Расчет воздушного тракта.....                                                                          | 108        |
| 5.1.2.2. Расчет газового тракта котла .....                                                                     | 112        |
| <b>6. Автоматизация .....</b>                                                                                   | <b>116</b> |
| <b>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b><br>.....                              | <b>128</b> |
| 8.1. Расчет технико-экономических показателей .....                                                             | 128        |
| 8.2. Затраты на оплату труда.....                                                                               | 131        |
| 8.3. Отчисления на социальные нужды .....                                                                       | 134        |
| 8.4. Амортизация основных фондов (средств).....                                                                 | 135        |
| 8.5. Прочие затраты.....                                                                                        | 136        |
| 8.6. Себестоимость единицы тепловой энергии, отпущенной потребителям                                            | 139        |

## **Введение**

В систему теплоснабжения входят теплоприготовительные установки, трубопроводы, насосы, теплопотребляющие приборы и оборудование, регулирующая, сигнализирующая и регистрирующая аппаратура, устройства автоматики. Работа всех этих элементов основана на ряде тесно сплетающихся явлений и законов физики, химии, механики, гидравлики, термодинамики и теплопередачи.

Перспективы развития централизованного теплоснабжения определяют большие задачи совершенствования и повышения эффективности строительства и эксплуатации источников, систем транспорта и потребителей тепла.

Важным этапом современного развития техники централизованного теплоснабжения крупных городов, особенно в связи со строительством зданий повышенной этажности, является повышение надежности теплоснабжения путем внедрения независимых схем присоединения абонентских систем к магистральным тепловым сетям, сооружение резервных связей между тепломагистралями и контрольно-распределительными пунктами.

В данной работе требуется разработать систему теплоснабжения жилого микрорайона «Прибрежный» города Томска, а также решить вопросы регулирования отпуска теплоты, подпитки, транспортировки теплоносителя.

Централизованные системы теплоснабжения от тепловых электрических станций (ТЭС) наиболее эффективны. В последние годы всё большее внимание уделяется во влечение вторичных топливно-энергетических ресурсов в общий энергетический баланс страны. Созданы новые конструкции котлов утилизаторов и энерготехнологических котлов для различных отраслей промышленности.

Для небольших тепло потребителей источником теплоты служат производственные и отопительные котельные. Удельный вес в их балансе теплоснабжения составляет около 50%. Одновременно со строительством крупных тепловых электростанций с каждым годом увеличивается выпуск и улучшаются конструкции котлоагрегатов малой и средней мощности,

повышаются надёжность и экономичность оборудования, снижается металлоёмкость на единицу мощности, сокращаются сроки и затраты на производство строительно-монтажных работ.

В качестве топлива для котельных установок используются угли, торф, сланцы, древесные отходы, газ и мазут. Газ и мазут - наиболее эффективные источники тепловой энергии. При их применение упрощаются конструкция и компоновка котельных установок, повышается их экономичность, сокращаются затраты на эксплуатацию.



## 1. Характеристика объекта

Система теплоснабжения в микрорайоне города Томска как и каждая система централизованного теплоснабжения состоит из трех основных звеньев: источника теплоты, тепловых сетей и потребителя теплоты. Теплосети двухтрубные рассчитаны на работу по температурному графику 125 -70 °С. К тепловой сети присоединены системы теплоснабжения абонентов, представляющих собой жилые, общественно-бытовые и административные здания. Абоненты системы теплоснабжения используют теплоту для нужд отопления, горячего водоснабжения. Присоединение абонентов к тепловой сети осуществляется по зависимой схеме. Горячее водоснабжение - по закрытой схеме с температурой воды 60°С. Для отопления всех потребителей используется горячая вода. Температура наружного воздуха для системы отопления  $t_{н.о.} = -40$  °С. Продолжительность отопительного периода  $Z = 234$  сут. Давление в точке подключения составляют:  $P_1 = 8,0$  кгс/ см<sup>2</sup> ,  $P_2 = 6,5$  кгс/ см<sup>2</sup>. Теплоноситель – горячая вода. Температура воды 125-70°С.

Главенствующее направление ветра юго-западное; расчетная скорость ветра 5,6 м/с.

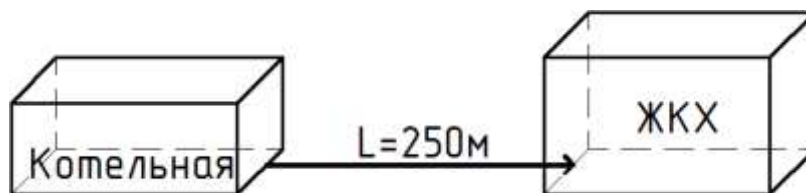


Рис. 1. Схема расположения объектов.

К проектированию принять котлы марки КВ-ГМ-4 работающие газообразном топливе и мазуте.

### 1.1. Определение расходов тепла

Основой проектирования тепловых сетей являются тепловые нагрузки, взаимное расположение источников тепла и потребителей, возможные направления прокладки тепловых сетей и другие факторы. От достоверности

определения расходов тепла на отопление, горячее водоснабжение, вентиляцию и технологию, зависит качество проекта. Тепловые сети проектируются на транспортирование максимальных (расчётных) расходов тепла. При необходимости расход тепла можно изменить за счёт средств регулирования. Данные для расчёта приведены в таблице 1.

Таблица 1- Характеристика потребителей

| № п.п | № здания | Наименование улицы | Объем, м <sup>3</sup> | Температура в помещении, °С |
|-------|----------|--------------------|-----------------------|-----------------------------|
| 1     | 2        | 3                  | 4                     | 5                           |
| 1     | 1        | пер. Чувашский     | 346,6667              | 20                          |
| 2     | 3        | пер. Чувашский     | 346,6667              | 20                          |
| 3     | 5        | пер. Чувашский     | 351,1111              | 20                          |
| 4     | 7        | пер. Чувашский     | 3066,667              | 20                          |
| 5     | школа    | ул. Б.Хмельницкого | 17506,67              | 18                          |
| 6     | 39/1     | ул. Б.Хмельницкого | 30844,44              | 20                          |
| 7     | 41       | ул. Б.Хмельницкого | 11711,11              | 20                          |
| 8     | 41/1     | ул. Б.Хмельницкого | 32657,78              | 20                          |
| 9     | 43       | ул. Б.Хмельницкого | 32213,33              | 20                          |
| 10    | 5        | пер. Ботанический  | 8888,889              | 20                          |
| 11    | 2        | пер. Ботанический  | 19960                 | 20                          |
| 12    | 7        | пер. Ботанический  | 10697,78              | 20                          |
| 13    | 7а       | пер. Ботанический  | 6648,889              | 20                          |
| 14    | 4        | пер. Ботанический  | 29004,44              | 20                          |
| 15    | 12       | пер. Ботанический  | 10617,78              | 20                          |
| 16    | 10       | пер. Ботанический  | 10631,11              | 20                          |
| 17    | 16/2     | пер. Ботанический  | 14977,78              | 20                          |
| 18    | 16/3     | пер. Ботанический  | 15000                 | 20                          |

|    |      |                   |          |    |
|----|------|-------------------|----------|----|
| 19 | 14   | пер. Ботанический | 10315,56 | 20 |
| 20 | 16   | пер. Ботанический | 11137,78 | 20 |
| 21 | 22   | пер. Ботанический | 9324,444 | 20 |
| 22 | 22а  | пер. Ботанический | 8697,778 | 20 |
| 23 | баня | пер. Ботанический | 1586,667 | 24 |
|    |      | Итого             | 296533,3 | 20 |

Определение расхода тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в микрорайоне с известной застройкой.

Если в микрорайоне или квартале известна застройка, то есть существует перечень зданий, то тепловые нагрузки определяют на основании типовых или индивидуальных проектов зданий, либо на основании паспорта типового проекта. В случае отсутствия паспорта и проекта, расходы тепла определяют укрупнено с помощью теплотехнических показателей зданий.

Одним из теплотехнических показателей здания является удельная отопительная характеристика.

Расход тепла на отопление здания, Вт:

$$Q_o = q_o \cdot V_n \cdot (t_v - t_{н.о}) \cdot \eta \quad (1)$$

где  $q_o$  - удельная отопительная характеристика, Вт/(м<sup>3</sup> °С) таблица.3;

$V_n$  - объём здания по наружному обмеру, м<sup>3</sup>;

$t_v$  - усреднённая расчётная температура внутреннего воздуха в здании,  $t_v = 20^\circ\text{C}$ ;

$t_{н.о}$  - расчётная для отопления температура наружного воздуха (согласно климатическим показателям населенных пунктов [18]);

$\eta$  - поправочный коэффициент на тепловую характеристику, зависящий от расчетной для отопления температуры наружного воздуха, таблица 2.

Расход тепла на вентиляцию здания, Вт:

$$Q_v = q_v \cdot V_n \cdot (t_v - t_{н.в}) \cdot \eta \quad (2)$$

где  $q_v$  - удельная вентиляционная характеристика, Вт/(м<sup>3</sup> С) табл. 3;

$V_n$  - объём здания по наружному обмеру, м<sup>3</sup>;

$t_{нв}$ - расчётная для вентиляции температура наружного воздуха (согласно климатическим показателям населенных пунктов [18]).

Среднечасовой, за отопительный период, расход тепла на горячее водоснабжение, Вт:

$$Q_{св}^{cp} = \frac{m \cdot a_{сум} \cdot \rho \cdot c \cdot (t_z - t_x)}{3600 \cdot T} \quad (3)$$

Таблица 2 - Поправочный коэффициент на тепловую характеристику

| $t_{н.о}$ | -10  | -15  | -20  | -25  | -30 | -35  | -40 |
|-----------|------|------|------|------|-----|------|-----|
| $\eta$    | 1,45 | 1,29 | 1,17 | 1,08 | 1   | 0,95 | 0,9 |

Таблица 3 - Удельные тепловые характеристики жилых и общественных зданий

| Здания                          | Расчетная температура воздуха в помещении и $t_{п.}$ , °C | Объем здания по наружному обмеру $V_n$ , м <sup>3</sup> | Удельная тепловая характеристика, Вт/(м <sup>3</sup> ·°C) |       |
|---------------------------------|-----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|-------|
|                                 |                                                           |                                                         | $q_o$                                                     | $q_v$ |
| Жилые здания, включая общежития | 20                                                        | 5000-10000                                              | 0,52-0,48                                                 | -     |
|                                 |                                                           | >10000                                                  | 0,46                                                      |       |
| Детские сады и ясли             | 21                                                        | <5000                                                   | 0,44                                                      | 0,13  |
|                                 |                                                           | >5000                                                   | 0,4                                                       | 0,12  |
| Школы                           | 16                                                        | <5000                                                   | 0,45                                                      | 0,1   |
|                                 |                                                           | 5000-10000                                              | 0,41                                                      | 0,09  |
|                                 |                                                           | >10000                                                  | 0,38                                                      | 0,08  |
| Кинотеатры                      | 14                                                        | <5000                                                   | 0,42                                                      | 0,5   |
|                                 |                                                           | 5000-10000                                              | 0,37                                                      | 0,45  |
|                                 |                                                           | >10000                                                  | 0,35                                                      | 0,44  |

|                           |    |            |      |      |
|---------------------------|----|------------|------|------|
| Магазины, торговые центры | 16 | 5000-10000 | 0,41 | 0,5  |
|                           |    | >10000     | 0,38 | 0,45 |

где  $m$  - количество потребителей горячей воды;

$a_{\text{сут}}$  - среднесуточная за отопительный период норма расхода горячей воды на одного потребителя, л/сут;

$\rho$  - плотность воды ( $\rho = 1$  кг/л);

$c$  - удельная теплоемкость воды ( $c = 4,2 \cdot 10^3$  Дж/(кг·°C));

$t_r$  - средняя температура горячей воды, при которой установлены нормы расхода воды ( $t_r = 60$  °C);

$t_x$  - температура холодной воды ( $t_x = 5$  °C);

$T$  - период потребления горячей воды, ч. Для жилых домов, общежитий, гостиниц, пансионатов, школ-интернатов, санаториев, домов отдыха, больниц, детских яслей-садов  $T = 24$  ч. Для прочих общественных зданий период равен числу часов их работы в сутки, но не менее 10 ч.

Максимальный часовой расход тепла в отопительный период, Вт:

$$Q_{\text{зб}}^{\text{max}} = 2,4 \cdot Q_{\text{зб}}^{\text{cp}} \quad (4)$$

Средний и максимальный суммарный расход теплоты определяется по формуле с учетом тепловых потерь в сетях и оборудовании в размере 5%:

$$\sum Q^{\text{max}} = (Q_o + Q_e + Q_{\text{зб}}^{\text{max}}) \quad (5)$$

Полученный результат заносим в таблицу 4.

Таблица 4 - Тепловая нагрузка по укрупнённым показателям

| № | $Q_o, \text{Вт}$ | $Q_e, \text{Вт}$ | $Q_{\text{зб}}, \text{Вт}$ | $Q_{\text{зб}}^{\text{cp}}, \text{Вт}$ | $\sum Q, \text{Вт}$ |
|---|------------------|------------------|----------------------------|----------------------------------------|---------------------|
| 1 | 2                | 3                | 4                          | 5                                      | 6                   |
| 1 | 0,0078           | -                | -                          | 0                                      | 0,00819             |
| 2 | 0,0078           | -                | -                          | 0                                      | 0,00819             |
| 3 | 0,0079           | -                | -                          | 0                                      | 0,0083              |

|                |        |   |        |         |         |
|----------------|--------|---|--------|---------|---------|
| 4              | 0,069  | - | -      | 0       | 0,07245 |
| 5              | 0,3939 | - | 0,018  | 0,009   | 0,4325  |
| 6              | 0,694  | - | 0,0447 | 0,02235 | 0,77564 |
| 7              | 0,2635 | - | 0,0348 | 0,0174  | 0,31322 |
| 8              | 0,7348 | - | 0,0549 | 0,02745 | 0,82919 |
| 9              | 0,7248 | - | 0,0546 | 0,0273  | 0,81837 |
| 10             | 0,2    | - | 0,3    | 0,15    | 0,525   |
| И              | 0,4491 | - | 0,1359 | 0,06795 | 0,61425 |
| 12             | 0,2407 | - | 0,0198 | 0,0099  | 0,27353 |
| 13             | 0,1496 | - | 0,2705 | 0,13525 | 0,44111 |
| 14             | 0,6526 | - | 0,651  | 0,3255  | 1,36878 |
| 15             | 0,2389 | - | 0,0549 | 0,02745 | 0,30849 |
| 16             | 0,2392 | - | 0,0492 | 0,0246  | 0,30282 |
| 17             | 0,337  | - | 0,0925 | 0,04625 | 0,45098 |
| 18             | 0,3375 | - | 0,0925 | 0,04625 | 0,4515  |
| 19             | 0,2321 | - | 0,0345 | 0,01725 | 0,27993 |
| 20             | 0,2506 | - | 0,0516 | 0,0258  | 0,31731 |
| 21             | 0,2098 | - | 0,0285 | 0,01425 | 0,25022 |
| 22             | 0,1957 | - | 0,0291 | 0,01455 | 0,23604 |
| 23             | 0,0357 | - | 0,0121 | 0,00605 | 0,05019 |
| Итого          | 6,672  | - | 2,0291 | 1,01455 | 9,13616 |
| Итого<br>в МВт | 7,74   |   | 3,354  | 1,177   | 10,598  |

## 1.2 . Построение графиков часовых расходов теплоты и годового расхода теплоты по продолжительности

График расхода тепловой энергии показывает тепловую нагрузку на отопление, вентиляцию, на горячее водоснабжение в зависимости от температуры наружного воздуха.

Для построения часового графика расхода теплоты на отопление и вентиляцию используются формулы:

$$Q_o = Q'_o \frac{(t'_g - t_n)}{(t'_g - t_{n.o})}; \quad (6)$$

$$Q_g = Q'_g \frac{(t'_g - t_n)}{(t'_g - t_{n.B})}; \quad (7)$$

где  $Q'_{o} = \sum Q_o$  из таблицы 4;

$Q'_g = \sum Q_g$  из таблицы 4;

$t_b$  - средняя температура внутреннего воздуха в отапливаемых зданиях, принимается равной 20 °С;

$t_n$  - текущее значение температуры наружного воздуха, °С;

$t_{нв}$  - расчётная для вентиляции температура наружного воздуха (согласно климатическим показателям населенных пунктов);

$t_{н.о}$  - расчётная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С.

Часовые графики расхода теплоты по отдельным видам тепловой нагрузки и суммарный график (рисунок 1) строятся в координатах  $Q - t_n$ , при этом  $t_n$  изменяется в пределах от  $t_n = +8$  °С до  $t_n = t_{н.о}$ .

Таблица 5 - Часовой расход теплоты на отопление и горячее водоснабжение

| Температура<br>наружного<br>воздуха | $t_n = +8$ °С | $t_{нн} = 0$ °С | $t_{нв} = \sim 25$ °С | $t_{нв} = -40$ °С |
|-------------------------------------|---------------|-----------------|-----------------------|-------------------|
| $Q_o$ , МВт                         | 1,55          | 2,58            | 5,81                  | 7,74              |
| $Q_{гв}^{cp}$ , МВт                 | 1,177         |                 |                       |                   |
| $Q_{гв}^{cp}$ , МВт                 | 3,354         |                 |                       |                   |
| $\sum Q$ , МВт                      | 4,9           | 5,934           | 9,164                 | 11,09             |

Построение графика годового расхода тепла по продолжительности тепловой нагрузки производится по суммарной часовой нагрузке с использованием данных по продолжительности стояния наружных температур

Таблица 6 - Продолжительность стояния наружных температур

| Населенный пункт | Температура наружного воздуха |          | Интервалы температур наружного воздуха $t_n$ , °C |     |     |     |     |      |      |      |      |      | Отопительный период в сутках |
|------------------|-------------------------------|----------|---------------------------------------------------|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------------------------------|
|                  | $t_{но}$                      | $t_{нв}$ | -40                                               | -30 | -25 | -20 | -15 | -10  | -5   | 0    | +5   | +10  |                              |
| Томск            | -40                           | -25      | 20                                                | 82  | 288 | 500 | 932 | 1600 | 2500 | 3360 | 4400 | 5600 | 234                          |

График суммарной тепловой нагрузки строится путем сложения  $Q_o + Q_g + Q_{св}^{max}$  рисунок 1.

### 1.3. Разработка принципиальной схемы системы теплоснабжения. Выбор системы центрального регулирования отпуска теплоты

Система теплоснабжения включает в себя теплоподготовительную установку источника теплоснабжения, тепловую сеть и потребителей.

Выбор схемы присоединения к тепловой сети систем отопления и горячего водоснабжения зависит от принятого способа центрального регулирования отпуска теплоты.

В закрытых системах теплоснабжения целесообразно сооружение ЦТП с подогревателями ГВС, обслуживающими группу зданий (микрорайон) с присоединением отопительных установок через элеватор.

Схема присоединения подогревателей горячего водоснабжения зависит от способа регулирования. Вентиляционные установки присоединяются к тепловым сетям одинаково.



Для обеспечения высокого качества теплоснабжения, а так же для обеспечения выработки тепловой энергии, устанавливают определённую систему регулирования.

Различают два вида регулирования:

*Местное* - осуществляется в местном тепловом пункте, либо в помещении из отопительных приборов.

*Центральное* - регулирование параметров теплоносителя, расхода, температуры производится на источнике тепловой энергии.

В данном проекте рассматривается центральное регулирование.

*Качественное регулирование* осуществляется изменением температуры при постоянном расходе теплоносителя.

*Количественное регулирование* отпуска тепла производится изменением расхода теплоносителя при постоянной его температуре в подающем трубопроводе.

Качественное регулирование бывает по *отопительной нагрузке* и по *совмещённой нагрузке* на отопление и ГВС.

Выбор системы регулирования отпуска теплоты зависит от вида системы центрального регулирования и от соотношения максимальной нагрузки на ГВС и расчетной нагрузки отопления ( $Q_{гв}^{cp} / Q_o ; Q_{гв}^{max} / Q_o$ ).

1. При  $Q_{гв}^{cp} / Q_o > 0,15$  - центральное качественное регулирование (ЦКР) по совмещённой нагрузке.

$Q_{гв}^{max} / Q_o = 1,177 / 7,74 = 0,152 > 0,15$  - принимается центральное качественное регулирование (ЦКР) по совмещённой нагрузке.

2. При  $0,2 < Q_{гв}^{max} / Q_o < 1$  — принимается 2-ступенчатая последовательная схема присоединения подогревателей;

$Q_{гв}^{max} / Q_o = 3,354 / 7,74 = 0,433$  - в нашем случае принимается 2- ступенчатая последовательная схема присоединения подогревателей.

Рассчитываем центральное качественное регулирование тепловых сетей по отопительной и по совмещённой нагрузке.

При центральном качественном регулировании по отопительной нагрузке построение графиков изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе  $\tau_1$ , обратном за системой отопления  $\tau_{20}$  и после смесителя  $\tau_3$  производится по формулам:

$$\tau_{1,0} = t'_e + \Delta t'_0 \cdot Q_0^{0.8} + (\delta \tau'_0 - 0,5 \cdot \Theta') \cdot Q_0, \quad (8)$$

$$\tau_{2,0} = t'_e + \Delta t'_0 \cdot Q_0^{0.8} - 0,5 \cdot \Theta' \cdot Q_0, \quad (9)$$

$$\tau_3 = t'_e + \Delta t'_0 \cdot Q_0^{0.8} + 0,5 \cdot \Theta' \cdot Q_0, \quad (10)$$

где  $t_0$  - расчётная температура внутреннего воздуха, °C;

$\tau_3$  - расчётная температура воды в подающем трубопроводе после смесительного устройства (элеватора), °C;

$\Delta t'_0$  - расчётная разность температур в отопительных приборах, °C, определяемая по формуле:

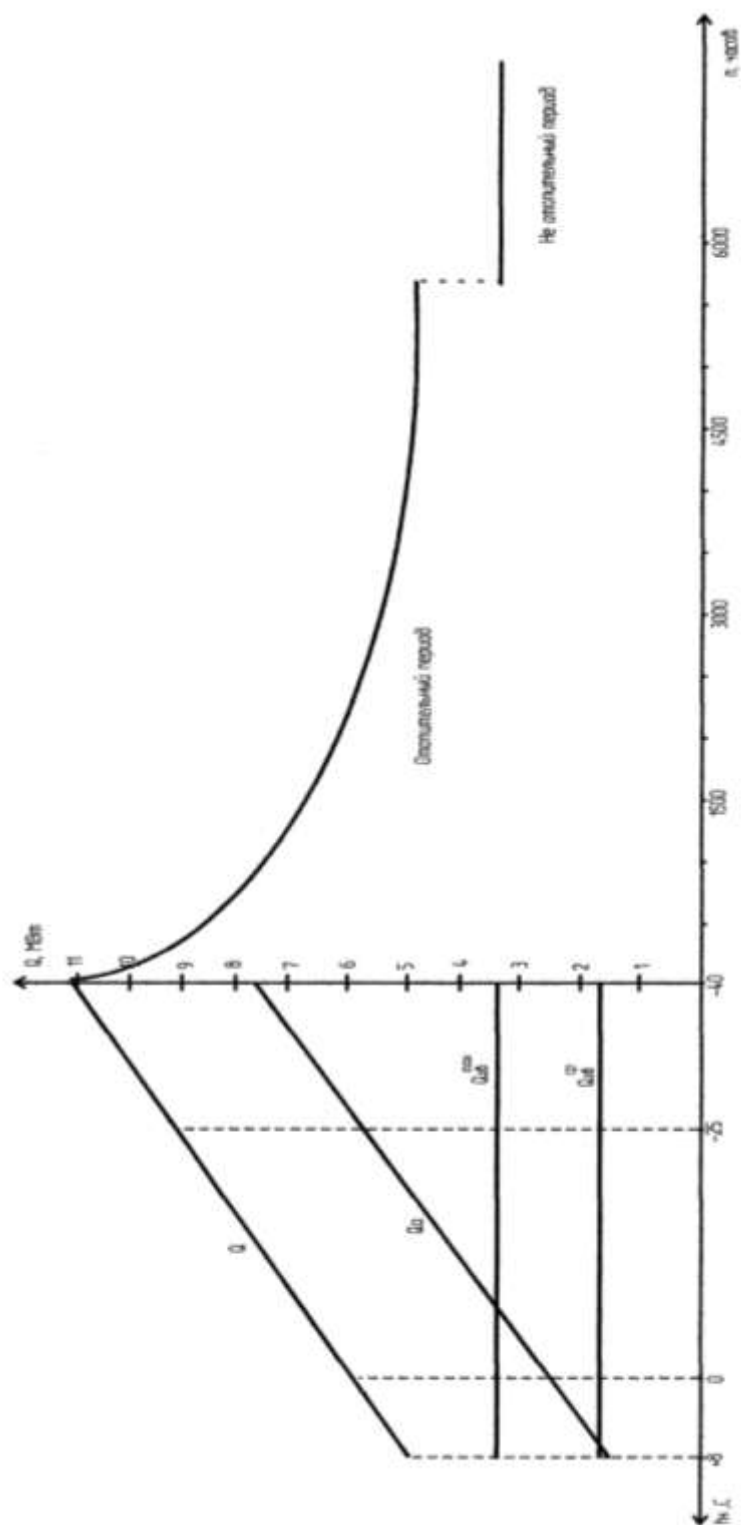


Рисунок 1. – Часовые графики расхода теплоты. Годовой график расхода теплоты по продолжительности.

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau'_3 + \tau'_{2,0}}{2} - t'_0 \quad (11)$$

$$\Delta t'_0 = \frac{95 + 70}{2} - 20 = 62,5^\circ C$$

$\delta \tau_0$  - расчетная разность температур сетевой воды на вводе,  $^\circ C$ , рассчитываемая по формуле:

$$\delta \tau'_0 = \tau'_{1,0} - \tau'_{2,0} \quad (12)$$

$$\delta \tau'_0 = 150 - 70 = 80^\circ C$$

$\Theta'$  - разность температур сетевой воды в отопительной системе, определяемая по формуле:

$$\Theta' = \tau'_3 - \tau'_{2,0} \quad (13)$$

$$\Theta' = 95 - 70 = 25^\circ C$$

$\overline{Q}_0$  - относительная величина нагрузки отопления.

$$\overline{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q'_0} = \frac{Q_0 \frac{t'_g - t_{н.г}}{t'_g - t_{н.о}}}{Q'_0} = \frac{t'_g - t_{н.г}}{t'_g - t_{н.о}} \quad (14)$$

Графики изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе  $\tau_{1,0}$ , в обратном, после отопления  $\tau_{2,0}$  и поле смесителя  $\tau_3$  в зависимости от изменения температуры наружного воздуха имеют вид ломанной линии с точкой излома при  $\tau'''_{н}$ , соответствующей минимально допустимому значению температуры сетевой воды в подающем трубопроводе  $70^\circ C$  для закрытых систем. В связи с этим, в 1-м диапазоне температур осуществляется местное качественное регулирование (МКР), а на 2-м и 3-м - центральное качественное регулирование (ЦКР).

Построение графика температуры сетевой воды после вентустановок производится по соотношению:

$$\left( \frac{Q_g}{Q'_g} \right)^{0,85} = \left( \frac{\tau''_1 - \tau''_{2g}}{\tau''_{1H.H.} - \tau_{2g}} \right)^{0,15} \cdot \frac{(\tau''_{1H.H.} - \tau_{2g})(t'_g + t_n)}{(\tau''_1 - \tau_{2g})(t'_g + t_{н.г})}. \quad (15)$$

При регулировании по совмещенной нагрузке в системе поддерживается постоянный расход сетевой воды, равный рассчитанному расходу воды на отопление. Для удовлетворения нагрузки ГВС температура воды в подающем трубопроводе должна быть выше, чем требуется по отопительному графику.

При последовательном включении подогревателей ГВС и постоянному расходу сетевой воды в часы максимального разбора происходит смешение температуры воды, поступающей в систему ГВС, что приводит к снижению отдачи теплоты. Этот небаланс компенсируется, когда в систему отопления при минимальном водоразборе на ГВС поступает вода с более высокой температурой, чем требуется по отопительному графику.

Суточный баланс теплоты на отопление обеспечивается при расчете температурного графика по балансовой нагрузке ГВС -  $Q_{ГВ}^{\delta}$ , несколько превышающей средний часовой расход теплоты на ГВС -  $Q_{ГВ}^{cp}$ :

$$Q_{ГВ}^{\delta} = X^{\delta} \cdot Q_{ГВ}^{cp}, \quad (16)$$

где  $X^{\delta}$  - балансовый коэффициент, учитывающий неравномерность суточного графика водопотребления ( $X^{\delta} = 1,2$ ).

Для того, чтобы построить повышенный график, сначала надо построить отопительно-бытовой график  $\tau_{1,0}$  и  $\tau_{2,0}$ . Повышенный график  $\tau_{1,0}$  и  $\tau_{2,0}$  начинаем строить с определения суммарного перепада температур, °С, сетевой воды в 1-й и 2-й ступенях подогревателя, который является величиной постоянной:

$$\delta = \delta_1 + \delta_2 = \frac{Q_{ГВ}^{\delta}}{Q_o'} \cdot \delta\tau_o' = \frac{X^{\delta} \cdot Q_{ГВ}^{cp}}{Q_o''} = \alpha \cdot X^{\delta} \cdot \delta\tau_o' \quad (17)$$

$\delta\tau_o' = \tau_{1,0}' - \tau_{2,0}' = 150 - 70 = 80^{\circ}\text{C}$  - расчетная разность температур сетевой воды по отопительному графику.

$$\delta = 1,2 \cdot 0,24 \cdot 80 = 23,04.$$

Найдем перепад температур  $\delta_1$ , и  $\delta_2$  при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома температурного графика  $t_H'''$ :

1) перепад температур сетевой воды, °С, в нижней ступени

$$\delta_2''' = \frac{Q_{TB}^6}{Q_O} \cdot \frac{t_{II}''' - t_X}{t_{\Gamma} - t_X} \cdot \delta \tau_O' \quad (18)$$

где  $t_{II}''' = \tau_{2,O}''' - \Delta t_{II}'''$  - температура водопроводной воды на выходе из подогревателя нижней ступени, °C;

$\Delta t_{II}'''$  - величина подогрева воды (принимается  $5 \div 10$  °C).

$$\delta_2''' = 1,2 \cdot 0,24 \cdot \frac{38 - 5}{60 - 5} \cdot 80 = 13,824$$

При известном суммарном перепаде температур значение перепада температур сетевой воды в верхней ступени определяется, °C:

$$\delta_1''' = \delta - \delta_2''', \quad (19)$$

$$\delta_1''' = 23,04 - 13,824 = 9,216$$

Найдем перепады температур  $\delta_1$  и  $\delta_2$ , °C, при расчетной температуре наружного воздуха для отопления  $t'_{H.O}$ :

$$\delta_2' = \delta_2''' \cdot \frac{\tau_{2,O}' - t_X}{\tau_2''' - t_X}; \quad (20)$$

$$\delta_2' = 13,216 \cdot \frac{70 - 5}{44 - 5};$$

$$\delta_1' = \delta - \delta_2';$$

$$\delta_1' = 23,04 - 22,027 = 1,013.$$

По найденным значениям  $\delta_1$ ,  $\delta_2$  и известным температурам воды по отопительно-бытовому графику  $\tau_{1,O}$  и  $\tau_{2,O}$  находим температуру воды в подающем и обратном трубопроводах.

Полученные данные сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Температура сетевой воды

| Температура<br>сетевой воды | Температура наружного воздуха, °C |               |                  |              |                  |
|-----------------------------|-----------------------------------|---------------|------------------|--------------|------------------|
|                             | $t_H = +8$                        | $t_{H.H} = 0$ | $t_{H.B} = - 25$ | $t_H = - 28$ | $t_{H.O} = - 40$ |
| $\tau_{1,0}, ^\circ C$      | 70                                | 70            | 120              | 125          | 125              |
| $\tau_{2,0}, ^\circ C$      | 44                                | 44            | 60               | 62           | 70               |
| $\tau_3, ^\circ C$          | 53                                | 53            | 79               | 82           | 95               |
| $\tau_1, ^\circ C$          | 79                                | 79            | 121              | 126          | 126              |
| $\tau_2, ^\circ C$          | 30,2                              | 30,2          | 42,5             | 43           | 48               |

По исходным данным строим график температуры сетевой воды (рисунок 2 и 3).

#### 1.4. Построение часовых графиков расхода сетевой воды

Расход теплоносителя на отопление. При регулировании по отопительной нагрузке в подающем трубопроводе закрытой тепловой сети температура теплоносителя не должна быть ниже плюс 70 градусов. График температур теплоносителя представлен на рисунке 3.

В диапазоне температур от плюс 8 градусов до  $t'_H$  при понижении температуры наружного воздуха необходимо увеличивать подачу тепла\* Температура теплоносителя в этом диапазоне постоянна. Подачу тепла можно увеличивать только за счет повышения расхода теплоносителя.

Расход сетевой воды на отопление определяется по формуле, т/ч:

$$G_o = \frac{3.6 \cdot Q_o}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (21)$$

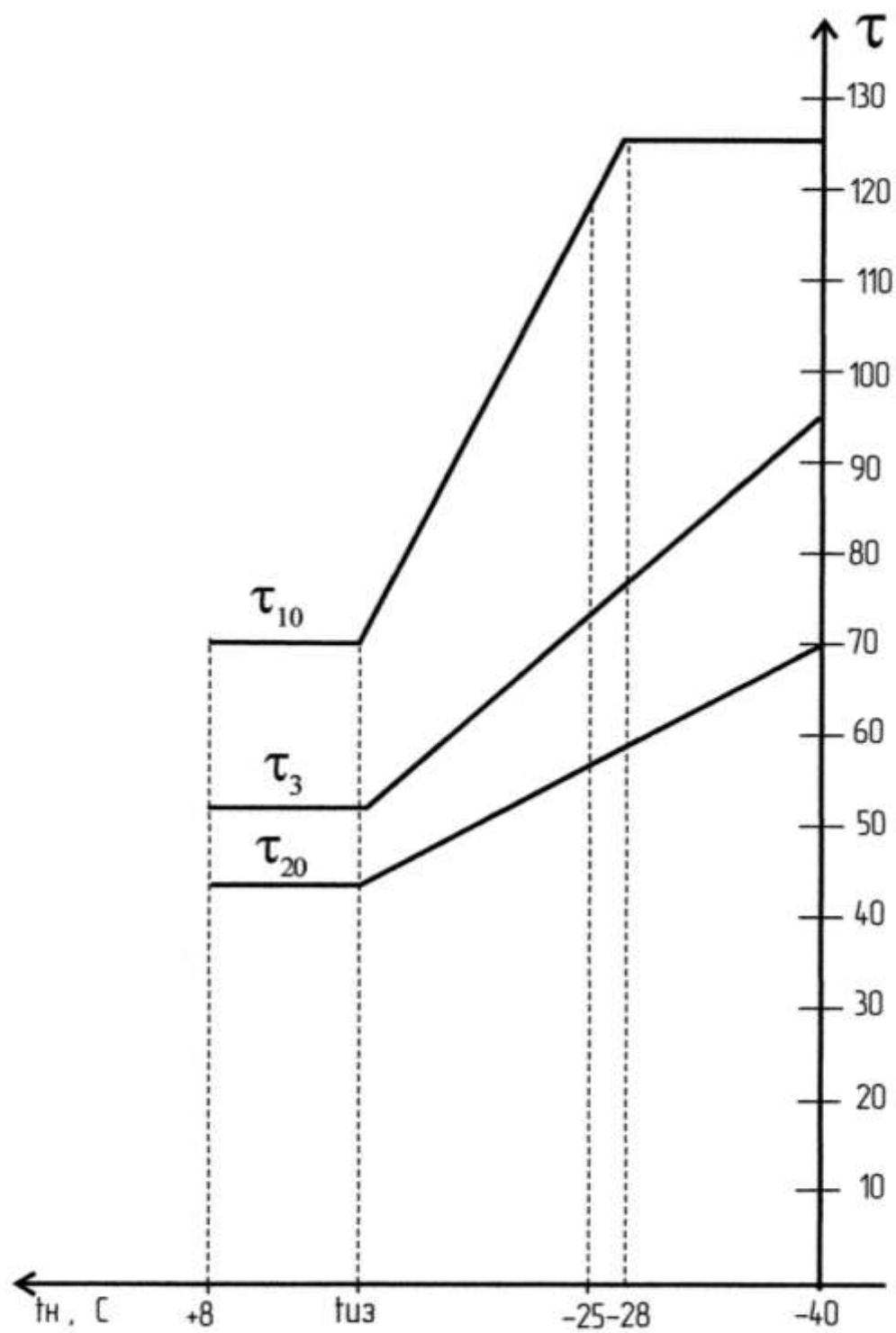


Рисунок 2. – Отопительный Температурный график тепловой сети.



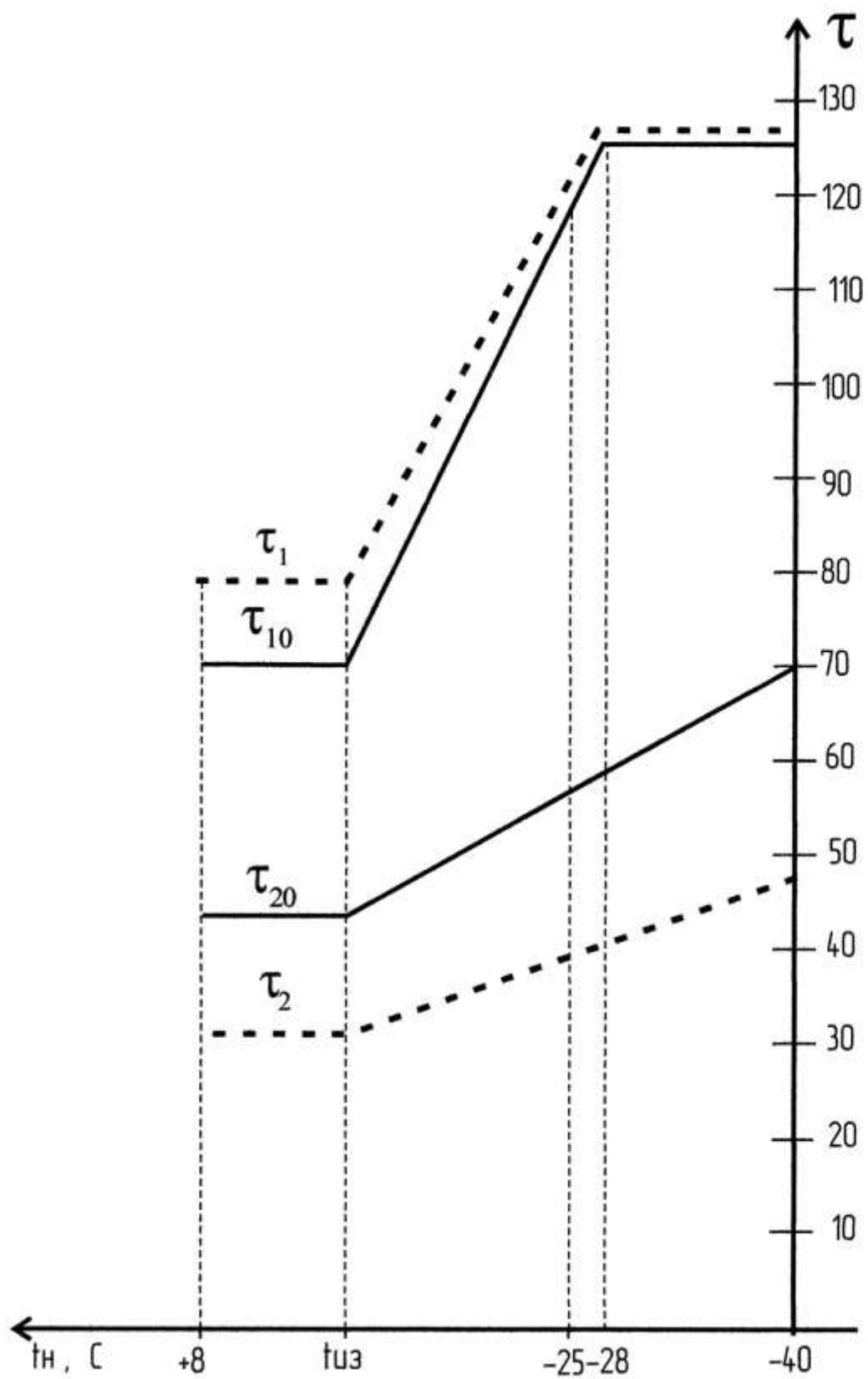


Рисунок 3. – Повышенный температурный график тепловой сети.

где  $Q_0$  - расход теплоты на отопление при заданной температуре наружного воздуха, кВт;

$c$  - удельная теплоемкость воды, равная  $4,187 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ ;

$\tau_1, \tau_2$  - температуры теплоносителя при заданной температуре наружного воздуха в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети,  $^\circ\text{C}$ .

1) При  $t_H = +8^\circ\text{C}$ :

$$G_O = \frac{3.6 \cdot 1550}{4,187 \cdot (79 - 30,2)} = 11,66 \text{ м / ч},$$

где  $Q_0 = 1550 \text{ кВт}$  - принимается по графику часовых расходов теплоты на отопление при  $t_H = +8^\circ\text{C}$ ;

$\tau_1 = 79^\circ\text{C}$ ;  $\tau_2 = 30,2^\circ\text{C}$ ; - принимается по графику температур сетевой воды при  $t_H = +8^\circ\text{C}$ .

2) При  $t_{HH} = 0^\circ\text{C}$ ;

$$G_O = 45.46 \text{ м / ч}.$$

3) При  $t_{HB} = -25^\circ\text{C}$  и при  $t_{HO} = -40^\circ\text{C}$ ;

$$G_O = \text{const} = 45.46 \text{ м / ч}.$$

Расход сетевой воды на вентиляцию определяется, т/ч:

$$G_v = \frac{3.6 \cdot Q_v}{c \cdot (\tau_1 - \tau_{2v})}, \quad (21)$$

где  $Q_v$  - расход теплоты на вентиляцию при заданной температуре наружного воздуха, кВт;

$\tau_1, \tau_{2v}$  - температуры теплоносителя при заданной температуре наружного воздуха в подающем трубопроводе и после вентустановки.

Суммарный расход сетевой воды. При регулировании по отопительной нагрузке суммарный расход сетевой воды определяется, т/ч:

$$G_\Sigma = \frac{3.6 \cdot \Sigma Q_{MAX}}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (22)$$

где  $\tau_1, \tau_{2v}$  - температуры теплоносителя при заданной температуре наружного воздуха в подающем и обратном трубопроводах от ТП,  $^\circ\text{C}$ ;

$\Sigma Q_{MAX}$  - максимальный суммарный расход теплоты при заданной температуре наружного воздуха, кВт (принимается по графику максимального суммарного расхода теплоты).

1) При  $t_n = +8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

$$G_{\Sigma} = \frac{3.6 \cdot 4900}{4,187 \cdot (79 - 30,2)} = 86,33 \text{ м / ч.}$$

2) При  $t_{н.и} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

$$G_{\Sigma} = 104,55 \text{ м / ч.}$$

3) При  $t_{H0} = -40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

$$G_{\Sigma} = 121,69 \text{ м / ч.}$$

Результаты расчета сводим в таблицу 8.

Таблица 8. – Часовой расход сетевой воды

| Температура наружного воздуха | $t_n = +8^{\circ}\text{C}$ | $t_{н.и} = 0^{\circ}\text{C}$ | $t_{н.о} = -40^{\circ}\text{C}$ |
|-------------------------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| $G_o, \text{ MBm}$            | 11,66                      | 45,46                         | 45,46                           |
| $\Sigma G, \text{ MBm}$       | 86,33                      | 104,55                        | 121,69                          |

По результатам расчета строим график расхода сетевой воды системы теплоснабжения, рисунок 4.

### 1.5 Определение расчетных расходов сетевой воды

Расчетный расход сетевой воды для определения диаметров труб в водяных тепловых сетях при качественном регулировании отпуска теплоты следует определять отдельно для отопления, вентиляции и ГВС.

Расчетный расход сетевой воды на отопление, т/ч:

$$G'_o = \frac{3.6 \cdot Q'_o}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)}, \quad (23)$$

где  $Q'_o$  - расход теплоты на отопление при заданной температуре наружного воздуха, кВт (принимается по таблице 4);

$\tau_1, \tau_{2\epsilon}$  - температуры теплоносителя при заданной температуре наружного воздуха в подающем и обратном трубопроводах от ТП, °С (принимается по графику температуры сетевой воды, рисунок 3);

$c$  - удельная теплоемкость воды, равная 4,187 кДж/(кг°С).

Расчетный расход сетевой воды на вентиляцию, т/ч:

$$G'_O = \frac{3.6 \cdot Q'_\epsilon}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)}, \quad (24)$$

где  $\tau_1, \tau_{2\epsilon}$  - температуры теплоносителя при температуре наружного воздуха для вентиляции  $t_{н.в}$ , °С;

$Q'_\epsilon$  - расчетная тепловая нагрузка на вентиляцию рассматриваемого квартала, кВт.

Расчетный расход воды на ГВС в закрытых системах, т/ч:

1) средний расход при 2-х ступенчатой последовательной схеме присоединения подогревателей:

$$G_{ГВ}^{cp} = \frac{3.6 \cdot Q_{ГВ}^{cp}}{c \cdot (\tau_1''' - \tau_2''')} \cdot \left( \frac{55 - t_\epsilon}{55 - t_{x.3}} + 0,2 \right);$$

максимальный расход при 2-х ступенчатой последовательной схеме присоединения подогревателей:

$$G_{ГВ}^{MAX} = \frac{3.6 \cdot 0,55 \cdot Q_{ГВ}^{MAX}}{c \cdot (\tau_1''' - \tau_2''')}, \quad (25)$$

$\tau_1''', \tau_2'''$  - температуры теплоносителя при температуре наружного воздуха в точке излома температурного графика  $t_{н.и}$ , °С.

Суммарный расчётный расход сетевой воды при качественном регулировании, т/ч:

$$\Sigma G = G'_O + G'_\epsilon + k_3 \cdot G_{ГВ}^{cp} \quad (26)$$

где  $k_3$  - коэффициент, учитывающий долю среднего расхода воды на ГВС.

В закрытых системах при  $Q_0 < 1000$  МВт при регулировании по совмещенной нагрузке  $k_3 = 0$ .

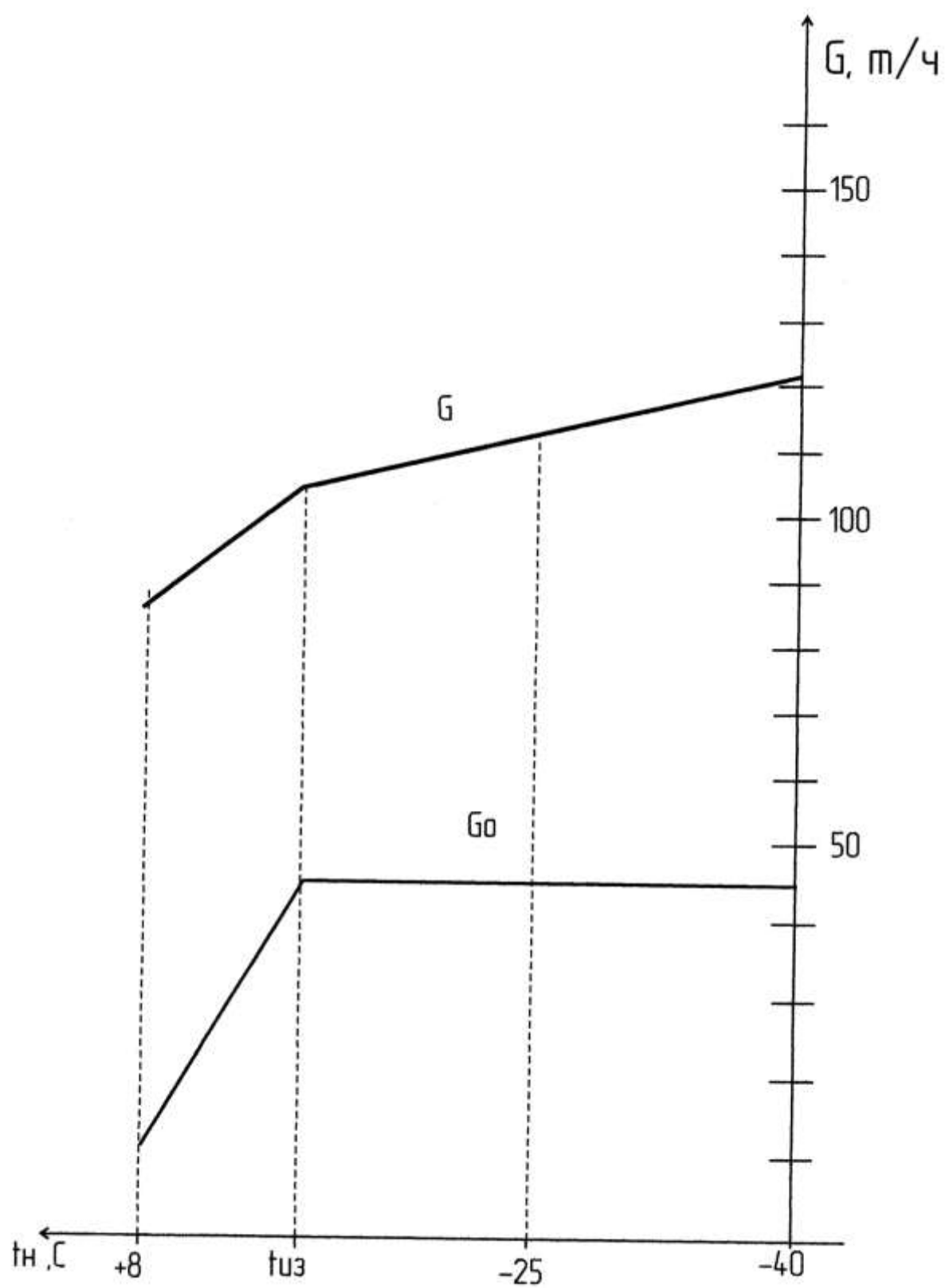


Рисунок 4. – Расход сетевой воды.

Расчетный расход воды в неотапительный период на горячее водоснабжение, т/ч:

$$G_{ГВ}^л = \beta \cdot G_{ГВ}^{cp}, \quad (27)$$

где  $\beta$  - коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по сравнению с отопительным, принимается равным 0,8.

Для последующего выполнения гидравлического расчёта трубопроводов тепловой сети определяют расчётные расходы теплоносителя для каждого абонента: максимальные на отопление и вентиляцию, среднечасовые и максимальные на ГВС, суммарные по видам теплopotребления.

Результаты расчета заносятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчетный расход теплоносителя

| № здания | $G'_o, \text{ м/ч}$ | $G'_g, \text{ м/ч}$ | $G_{ГВ}^{cp}, \text{ м/ч}$ | $G_{ГВ}^{MAX}, \text{ м/ч}$ | $G_{ГВ}^л, \text{ м/ч}$ | $\Sigma G, \text{ м/ч}$ |
|----------|---------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 1        | 2                   | 3                   | 4                          | 5                           | 6                       | 7                       |
| 1        | 0,09966587          | -                   | -                          | -                           | -                       | 0,0997                  |
| 2        | 0,09966587          | -                   | -                          | -                           | -                       | 0,0997                  |
| 3        | 0,10094364          | -                   | -                          | -                           | -                       | 0,1009                  |
| 4        | 0,88165963          | -                   | -                          | -                           | -                       | 0,8817                  |
| 5        | 5,03312649          | -                   | 0,230821                   | 0,282114                    | 0,22569                 | 5,2639                  |
| 6        | 8,86770699          | -                   | 0,573204                   | 0,700583                    | 0,56047                 | 9,4409                  |
| 7        | 3,36691757          | -                   | 0,446253                   | 0,54542                     | 0,43634                 | 3,8132                  |
| 8        | 9,38903617          | -                   | 0,704003                   | 0,860448                    | 0,68836                 | 10,093                  |
| 9        | 9,26125941          | -                   | 0,700156                   | 0,855746                    | 0,6846                  | 9,9614                  |
| 10       | 2,55553516          | -                   | 3,847009                   | 4,7019                      | 3,76152                 | 6,4025                  |
| 11       | 5,73845419          | -                   | 1,742695                   | 2,129961                    | 1,70397                 | 7,4811                  |
| 12       | 3,07558656          | -                   | 0,253903                   | 0,310325                    | 0,24826                 | 3,3295                  |
| 13       | 1,9115403           | -                   | 3,46872                    | 4,239547                    | 3,39164                 | 5,4803                  |

|       |            |   |          |          |         |        |
|-------|------------|---|----------|----------|---------|--------|
| 14    | 8,33871122 | - | 8,348011 | 10,20312 | 8,1625  | 16,687 |
| 15    | 3,05258674 | - | 0,704003 | 0,860448 | 0,68836 | 3,7566 |
| 16    | 3,05642005 | - | 0,63091  | 0,771112 | 0,61689 | 3,7873 |
| 17    | 4,30607674 | - | 1,186161 | 1,449753 | 1,1598  | 5,4922 |
| 18    | 4,31246558 | - | 1,186161 | 1,449753 | 1,1598  | 5,4986 |
| 19    | 2,96569855 | - | 0,442406 | 0,540719 | 0,43258 | 3,5081 |
| 20    | 3,20208555 | - | 0,661686 | 0,808727 | 0,64698 | 3,8638 |
| 21    | 2,68075638 | - | 0,365466 | 0,446681 | 0,35734 | 3,2462 |
| 22    | 2,50059115 | - | 0,37316  | 0,456084 | 0,36487 | 2,9738 |
| 23    | 0,45616303 | - | 0,155163 | 0,189643 | 0,15172 | 0,6113 |
| Итого | 87,2526528 |   | 29,01989 | 35,80209 | 25,4417 | 120,27 |

#### 1.6. Гидравлический расчёт трубопроводов тепловой сети

В задачу гидравлического расчёта входит определение диаметров участков тепловой сети и потерь напора на них и в целом по магистрали. Гидравлический расчёт проводится по известным значениям расчётных расходов теплоносителя на участках и нормированной величине удельного линейного падения давления  $R_{\text{л}}$ , которая принимается для главной магистрали равной 80 Па/м.

Расчёт выполняется в 2 этапа:

I - Предварительный расчёт:

1) Вычерчивается расчётная схема магистральной тепловой сети без масштаба. Указываются номера расчётных участков, их длины, расчётные расходы теплоносителя.

2) Выбирается главная магистраль как наиболее протяженная. Расчёт проводится последовательно, начиная с головного участка (это 1-ый участок) главной магистрали, после чего переходят к расчёту ответвлений.

- 3) По номограмме [4] для  $R_{\text{л}} = 80$  Па/м и расчётному расходу теплоносителя на каждом участке определяется предварительное значение диаметров тепловой сети ( $d_{\text{н}} \times S$ ).
- 4) По предварительному расчётному значению диаметра трубопровода на участке уточняется стандартное значение диаметра ( $d_y$ ) и удельное линейное падение давления (уточнённое),  $R_{\text{л}}^y$  используя ту же номограмму. При этом заполняем таблицу (предварительный расчёт).
- 5) Далее на расчётной схеме расставляется запорная арматура, неподвижные опоры, компенсаторы. Расстояние на участках между неподвижными опорами определяется в зависимости от типа компенсаторов, способа прокладки и диаметра трубопроводов [4]. По этому расстоянию определяется количество тепловых камер ТК и компенсаторов К. Тип компенсаторов выбирается в зависимости от диаметра трубопровода и способа прокладки. П-образные компенсаторы целесообразно устанавливать на участках открытой прокладки трубопровода; сальниковые компенсаторы требуются для ремонта и обслуживания смотровых камер, поэтому их размещают попарно. В данном проекте используются П-образные компенсаторы и сальниковые компенсаторы. Тепловые камеры (УТ) размещаются на поворотах к ответвлениям, размеры зависят от установленного оборудования и диаметра трубопровода.

Расстояние между секционирующими задвижками на главной магистрали не более 1000 м при  $d = 100-350$  мм, и не более 1500 м при  $d \geq 400$  мм [4]. Их размещают в камерах с ответвлениями. Задвижки устанавливают на каждом участке.

## II - Окончательный расчёт:

- 1) По типу и количеству местных сопротивлений на каждом участке определяется их суммарная эквивалентная длина, м:

$$\sum l_{\text{ЭКВ}} \cdot n, \quad (28)$$

где  $n$  - число местных сопротивлений на расчётном участке.

- 2) Определяется падение давления на каждом участке, Па:

$$\Delta P = R_{\text{л}}^y \cdot (1 + \sum l_{\text{ЭКВ}} \cdot n), \quad (29)$$



где  $\Sigma l_{ЭКВ} \cdot n$  - суммарная эквивалентная длина;

$R_{Л}^y$  - удельное линейное падение давления (уточнённое), Па.

3) Вычисляется величина падения напора на участке, м.:

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{воды}} \cdot g}, \quad (30)$$

где  $\rho_{\text{воды}}$  - плотность воды, принимаемая 958,4 кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, принимаемое 9,81 м/с<sup>2</sup>.

4) Определяется величина суммарных потерь напора на каждом расчётном участке  $\Sigma \Delta H$ .

5) После расчёта главной магистрали переходят к расчёту ответвлений (и предварительного, и окончательного). Расчёт проводят в следующей последовательности:

а) предварительно по результатам расчёта главной магистрали определяются потери давления на ответвлениях  $\Delta H_{\text{ОТВ}}^P$  (располагаемый напор) как разность потерь напора в главной магистрали и потерь напора на участках до ответвления, м.:

$$\Delta H_{\text{ОТВ}}^P = \Delta H_{\text{ГЛ. МАГИСТР.}} - \Delta H_{\text{УЧ. - ОВ ДО ОТВ}}, \quad (31)$$

б) находят долю местных потерь давления в магистральной сети, т/ч.:

$$\alpha_{cp} = 0,01 \cdot \sqrt{G_p}, \quad (32)$$

где  $G_p$  - расход теплоносителя на головном участке (1-ый участок главной магистрали), т/ч;

в) определяется удельное линейное падение давления на ответвлениях, Па/м:

$$R_{Л} = \frac{\Delta H_{\text{ОТВ}}^P}{l \cdot (1 + \alpha_{cp})} \quad (33)$$

где  $\Delta H_{\text{ОТВ}}^P$  в Па (0,001 м = 10 Па);

$l$  - длина ответвления, м.;

г) зная  $R_{Л}$ , определяется по номограмме стандартное значение диаметров трубопровода;

д) уточняется  $R_{\text{л}}^y$ .

Далее окончательный расчёт производится аналогично, как и для главной магистрали. Результаты заносятся в таблицу гидравлического расчёта.

После расчёта ответвлений переходим к гидравлическому расчёту главной магистрали для неотапительного (летнего) периода, задача которого состоит в определении потерь напора, при расходах теплоносителя соответствующих неотапительному периоду и известных диаметрах трубопровода.

Предварительно определяются расходы воды по отдельным участкам главной магистрали для летнего периода.

Перерасчет режимов работы производится по формуле:

$$\Delta H = \left( \frac{G_3}{G_{\text{л}}} \right) \cdot \Delta H_3, \quad (34)$$

где  $G_3 = \sum G$  берем из таблицы 9;

$G_{\text{л}} = G_{\text{ГВ}}^{\text{л}}$  берем из таблицы 9;

Результаты гидравлического расчета заносим в таблицу 10.

Для перекачки теплоносителя от ТП до потребителя, предусматривается установка сетевых насосов.

| № участка | $G_p, m / ч$ | L, м | Предварительный расчет |                 |                   |           |                   | Окончательный расчёт                    |               |                    |                      |                           |                |               |                    |
|-----------|--------------|------|------------------------|-----------------|-------------------|-----------|-------------------|-----------------------------------------|---------------|--------------------|----------------------|---------------------------|----------------|---------------|--------------------|
|           |              |      | $\Delta H_{отв}^P, м$  | $R_{л}, Па / м$ | $d_H \cdot S, мм$ | $d_y, мм$ | $R_{л}^y, Па / м$ | Тип местного сопротивления              | Кол-во м.с, п | $L_{экв}, м$       | $L_{экв} \cdot n, м$ | $\sum L_{экв} \cdot n, м$ | $\Delta P, Па$ | $\Delta H, м$ | $\sum \Delta H, м$ |
| 1         | 2            | 3    | 4                      | 5               | 6                 | 7         | 8                 | 9                                       | 10            | 11                 | 12                   | 13                        | 14             | 15            | 16                 |
| 1         | 120,27       | 28   | -                      | 80              | 273x7,0           | 250       | 85,7              | Задвижка                                | 1             | 3,33               | 3,33                 | 3,3                       | 2685           | 0,29          | —                  |
| 2         | 101,1        | 30   | -                      | 80              | 273x7,0           | 250       | 63                | Тройник<br>Отвод                        | 1<br>2        | 11,1<br>7,8        | 11,1<br>15,6         | 27                        | 3572,1         | 0,38          | 0,67               |
| 3         | 90,5         | 95   | -                      | 80              | 273x7,0           | 250       | 81                | Компенсатор<br>П-об. Тройник            | 1<br>1        | 33<br>11,1         | 33<br>11,1           | 44                        | 11267          | 1,2           | 1,87               |
| 4         | 52,2         | 70   | -                      | 80              | 219x6,0           | 200       | 68,8              | Отвод<br>Тройник<br>Компенсатор<br>сал. | 1<br>1<br>1   | 4,2<br>8,4<br>2,52 | 4,2<br>8,4<br>2,52   | 15                        | 5856,3         | 0,62          | 2,49               |
| 5         | 41,2         | 45   | -                      | 80              | 219x6,0           | 200       | 59,1              | Тройник                                 | 1             | 8,4                | 8,4                  | 8,4                       | 3155,9         | 0,33          | 2,82               |
| 6         | 16,1         | 65   | -                      | 80              | 159x4,5           | 150       | 56,1              | Отвод<br>Тройник                        | 1<br>1        | 2,8<br>5,6         | 2,8<br>5,6           | 8,4                       | 4117,7         | 0,44          | 3,26               |
| 7         | 11,9         | 50   | -                      | 80              | 108x4,0           | 100       | 51,2              | Отвод<br>Тройник                        | 3<br>1        | 1,65<br>3,3        | 4,95<br>3,3          | 8,3                       | 2982,4         | 0,32          | 3,58               |
| 8         | 7,4          | 190  | -                      | 80              | 108x4,0           | 100       | 48,8              | Отвод                                   | 4             | 1,65               | 6,6                  | 9,9                       | 9755,1         | 1,04          | 4,62               |

|    |       |    |   |     |         |     |      |          |   |      |      |     |        |      |      |
|----|-------|----|---|-----|---------|-----|------|----------|---|------|------|-----|--------|------|------|
|    |       |    |   |     |         |     |      | Тройник  | 1 | 3,3  | 3,3  |     |        |      |      |
| 9  | 3,6   | 50 | - | 80  | 76x3,5  | 65  | 41   | Отвод    | 2 | 1    | 2    | 5   | 2255   | 0,24 | 4,86 |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Тройник  | 1 | 2    | 2    |     |        |      |      |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Задвижка | 1 | 1    | 1    |     |        |      |      |
| 10 | 9,73  | 27 | - | 124 | 108x4,0 | 100 | 79,4 | Отвод    | 2 | 1,65 | 3,3  | 8,3 | 2798,9 | 0,29 | —    |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Тройник  | 1 | 3,3  | 3,3  |     |        |      |      |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Задвижка | 1 | 1,65 | 1,65 |     |        |      |      |
| 11 | 16,69 | 17 | - | 108 | 159x4,5 | 150 | 98,4 | Задвижка | 1 | 2,24 | 2,24 | 7,8 | 2444,3 | 0,26 | —    |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Тройник  | 1 | 5,6  | 5,6  |     |        |      |      |
| 12 | 5,48  | 30 | - | 104 | 108x4,0 | 100 | 76,7 | Отвод    | 2 | 1,65 | 3,3  | 9,9 | 3060,3 | 0,33 | —    |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Тройник  | 1 | 4,95 | 4,95 |     |        |      |      |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Задвижка | 1 | 1,65 | 1,65 |     |        |      |      |
| 13 | 18,54 | 45 | - | 113 | 159x4,5 | 150 | 86,7 | Задвижка | 1 | 2,24 | 2,24 | 13  | 5066,8 | 0,54 | —    |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Отвод    | 1 | 2,8  | 2,8  |     |        |      |      |
|    |       |    |   |     |         |     |      | Тройник  | 1 | 8,4  | 8,4  |     |        |      |      |

Напор сетевого насоса определяется по формуле:

$$H_{CH} = \Delta H_{ПОД} + \Delta H_{ОБР} + \Delta H_{АБ} + \Delta H_{ТЭЦ}, \quad (35)$$

где  $\Delta H_{ПОД}$  - потери давления в подающем трубопроводе. Берется из таблицы 10 гидравлического расчета тепловой сети, как сумма потерь давления по участкам на основной магистрали до самого удаленного абонента, м;

$$\Delta H_{ОБР} = \Delta H_{ПОД}$$

$\Delta H_{ОБР}$  - потери давления в обратном трубопроводе, м;

$\Delta H_{АБ}$  - потери напора у последнего абонента;

$\Delta H_{АБ}$  - 25 м;

$$H_{CH}^3 = 25 + 4,86 + 4,86 + 20 = 54,72 \text{ м},$$

$$H_{CH}^L = 25 + 0,31 + 0,31 + 20 = 45,62 \text{ м}$$

$$G_{C.H}^3 = 120,27 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

$$G_{C.H}^L = 25,44 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

По производительности и напору подбираем насос, таблица 11.

Подбор подпиточного насоса.

Подпиточный насос предназначен для восполнения потерь воды в тепловых сетях, а так же выполняют роль в восполнении расхода сетевой воды, забираемой на горячее водоснабжение.

Производительность подпиточного насоса определяется по формуле:

$$G_{ПН} = V_3 \cdot 0,005,$$

где  $V_3$  – объём воды в системе  $\text{м}^3$

$$\text{I. } G_{ПН} = 2003,34 \cdot 0,005 = 10,02 \text{ м}^3 / \text{ч. (зимний)}$$

$$\text{II. } G_{ПН} = 718,8 \cdot 0,005 = 3,6 \text{ м}^3 / \text{ч. (летний)}$$

$$\Delta H_{ПОД} = 32 \text{ м}.$$

По производительности и напору подбираем насос, таблица 11.

Подбор аварийного насоса.

Производительность аварийного насоса определяется в количестве 2% от объёма воды,  $\text{м}^3 / \text{ч}$ .

$$\text{I. } G_{ав} = 0,02 \cdot 2003,34 = 40,07 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$\text{II. } G_{ав} = 0,02 \cdot 718,8 = 14,4 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$\Delta H_{под} = 32 \text{ м.}$$

Таблица 15 – Характеристики насосов

| Марка насоса  | Производительность<br>G, т/ч | Напор<br>H, м | Частота<br>вращения n,<br>об/мин | Мощность<br>N, кВт |
|---------------|------------------------------|---------------|----------------------------------|--------------------|
| Сетевой       |                              |               |                                  |                    |
| СЭ 160–50     | 160                          | 50(5,5)       | 3000                             | 29                 |
| К 45–55       | 45                           | 55(5)         | 2900                             | 11                 |
| Подпиточный   |                              |               |                                  |                    |
| К 20–30       | 20                           | 30(4,5)       | 2900                             | 2,8                |
| 11/2К–6а 2шт. | 5–9–13                       | 16–14–11      | 2900                             | 1,7                |
| Аварийный     |                              |               |                                  |                    |
| К 45–55       | 45                           | 55(5)         | 2900                             | 11                 |
| К 20–30       | 20                           | 30(4,5)       | 2900                             | 2,8                |

### 1.7 Расчет водо-водяных подогревателей.

В тепловом пункте с двух ступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС тепловая нагрузка распределяется между ступенями подогревателя. Для покрытия пикового горячего водозабора подогреватели I и II ступеней должны быть рассчитаны по максимальной нагрузке ГВС. Для этого находят максимальные расходы греющей и нагреваемой воды в обеих ступенях.

После этого определяются температурные напоры теплоносителей в ступенях подогревателя. При последовательной двух ступенчатой схеме определения температурных напоров затрудняется тем, что неизвестна

температура сетевой воды после системы отопления в период максимального горячего водоразбора. Для определения этой температуры расчет подогревателей ведем следующим образом.

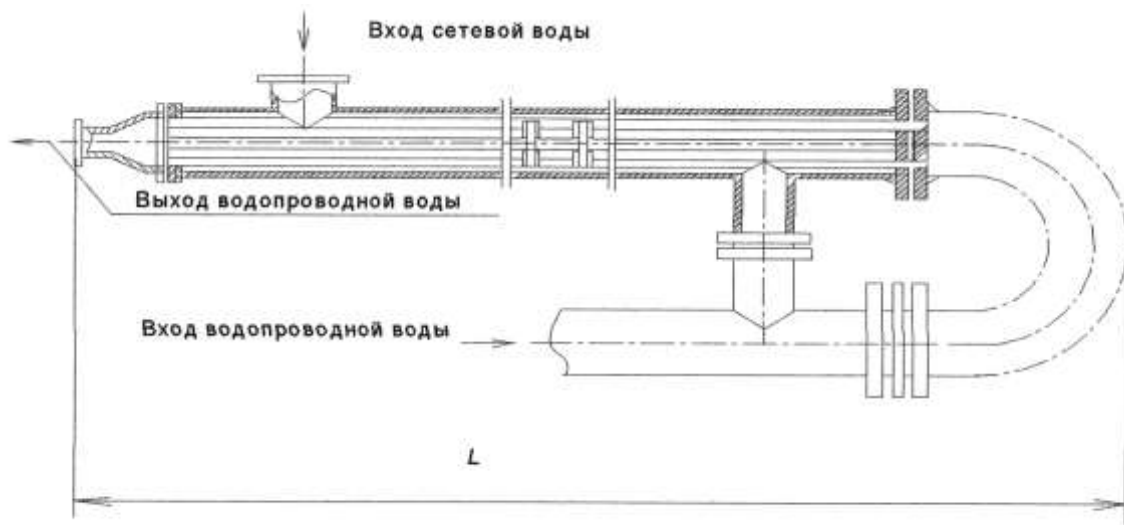


Рисунок 11. – Водоподогреватель секционный.

Расчета последовательной двухступенчатой схемы присоединения подогревателей ГВС.

$Q_{ГВ}^{\max} = 3354 \text{ кВт}$ ;  $\tau'_1 = 126^\circ\text{C}$ ;  $\tau'_2 = 48^\circ\text{C}$ ;  $t''_n = 0^\circ\text{C}$  (точка излома температурного графика);  $\tau'''_1 = 79^\circ\text{C}$ ;  $\tau'''_2 = 30,2^\circ\text{C}$ ;  $\tau'''_3 = 53^\circ\text{C}$ ;  $t_x = 5^\circ\text{C}$ ;  $t_e = 60^\circ\text{C}$ ;  $t_g = 18^\circ\text{C}$ .

1) Балансовый (расчетный) расход тепла:

$$Q_{б.ГВ} = 1,2 \cdot Q_{ср}^{ГВ} = 1,2 \cdot \frac{Q_{ГВ}^{\max}}{R_r}, \quad (36)$$

где  $R_r$  – коэффициент часовой неравномерности (принимается  $R_r = 2$ ).

$$Q_{б.ГВ} = \frac{1,2 \cdot 3354}{2} = 2012,4 \text{ кВт}$$

2) Балансовая тепловая производительность подогревателя I ступени:

$$Q_{б.1} = \frac{Q_{б.ГВ} \cdot (t''_n - t_x)}{t_r - t_x}, \quad (37)$$

где  $t''_n = \tau'''_2 - (5 - 10) = 30,2 - 8 = 22,2^\circ\text{C}$  - температура водопроводной воды на выходе из подогревателя I ступени;

$(5 \div 10)^\circ\text{C}$  - величина недогрева водопроводной воды.

$$Q_{\delta,1} = \frac{2012,4 \cdot (22,2 - 5)}{60 - 5} = 629,33 \text{ кВт}.$$

3) Балансовые расходы сетевой и водопроводной воды:

$$G_{\delta,MT} = G'_O + G_{\delta,ГВ} = \frac{3600 \cdot Q'_O}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)} + \frac{3600 \cdot Q_{\delta,ГВ} \cdot (t_\Gamma - t'''_\Pi)}{c \cdot (\tau'''_1 - \tau'''_2) \cdot (t_\Gamma - t_X)}, \quad (38)$$

$$G_{\delta,MT} = \frac{3600 \cdot 7740}{4,187 \cdot (126 - 48)} + \frac{3600 \cdot 2012,4 \cdot (60 - 22,2)}{4,187 \cdot (79 - 30,2) \cdot (60 - 5)} = 109687,2 \text{ кг/ч},$$

где  $Q'_O = 7740$  кВт – тепловая нагрузка на отопление (берется из табл. 2).

$$G_{\delta,TP} = \frac{3600 \cdot Q_{\delta,ГВ}}{c \cdot (t_\Gamma - t_X)}, \quad (39)$$

$$G_{\delta,TP} = \frac{3600 \cdot 2012,4}{4,187 \cdot (60 - 5)} = 31459,45$$

4) Максимальные расходы сетевой и водопроводной воды:

$$G_{MH}^{\max} = 1,1 \cdot G_{\delta,MH} \text{ кг/ч},$$

$$G_{MH}^{\max} = 1,1 \cdot 109687,2 = 120655,92$$

$$G_{TP}^{\max} = \frac{3600 \cdot Q_{ГВ}^{\max}}{c \cdot (t_\Gamma - t_X)} \text{ кг/ч}, \quad (40)$$

$$G_{TP}^{\max} = \frac{3600 \cdot 3354}{4,187 \cdot (60 - 5)} = 52432,42$$

5) Температура сетевой воды после подогревателя I ступени

$$\tau'''_{\delta,2} = \tau'''_2 - \frac{3600 \cdot Q_{\delta I}}{c \cdot G_{\delta,MT}}, \quad (41)$$

$$\tau'''_{\delta,2} = 30,2 - \frac{3600 \cdot 629,33}{4,187 \cdot 109687,2} = 25,27^\circ\text{C}.$$

6) Среднелогарифмическая разность температур в подогревателе I ступени при  $Q_{\delta,ГВ}$ :

$$\Delta t_{\delta,I} = \frac{(\tau'''_{\delta,2} - t_X) - (\tau'''_2 - t'''_\Pi)}{2,3 \cdot \lg \frac{\tau'''_{\delta,2} - t_X}{\tau'''_2 - t'''_\Pi}}, \quad (42)$$



$$\Delta t_{\delta, I} = \frac{(25,27 - 5) - (30,2 - 22,2)}{2,3 \cdot \lg \frac{25,27 - 5}{30,2 - 22,2}} = 13,2^\circ \text{C}.$$

7) Безразмерный параметр  $\Phi_I$  для I ступени:

$$\Phi_I = \frac{3600 \cdot Q_{\delta, I}}{\Delta t_{\delta, I} \cdot c \cdot \sqrt{G_{\delta, MT} \cdot G_{\delta, TP}}}, \quad (43)$$

$$\Phi_I = \frac{3600 \cdot 629,33}{13,2 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{109687,2 \cdot 31459,45}} = 0,697$$

8) Безразмерная удельная тепловая производительность  $\varepsilon_I$  ступени при  $Q_{TBC}^{\max}$

$$\varepsilon_I = \frac{1}{0,65 + 0,35 \cdot \frac{G_{мен.}}{G_{бол.}} + \frac{1}{\Phi_I} \cdot \sqrt{\frac{G_{мен.}}{G_{бол.}}}}, \quad (44)$$

$$\varepsilon_I = \frac{1}{0,65 + 0,35 \cdot \frac{52432,42}{120655,92} + \frac{1}{0,9} \cdot \sqrt{\frac{52432,42}{120655,92}}} = 0,65$$

где  $G_{мен.}$  и  $G_{бол.}$  - выбираются из величин  $G_{MT}^{\max}$  и  $G_{TP}^{\max}$ .

9) Коэффициент смешения насосно-смесительной установки (элеватора):

$$U = 1,15 \cdot \frac{\tau'_1 - \tau'_3}{\tau'_3 - \tau'_2}, \quad (45)$$

$$U = 1,15 \cdot \frac{126 - 95}{95 - 70} = 1,426.$$

$$U^* = \frac{1 + U}{\varphi_{\delta}} - 1, \quad (46)$$

$$U^* = \frac{1 + 1,426}{1,286} - 1 = 0,89.$$

Где  $\varphi_{\delta} = \frac{G_{\delta, MT}}{G'_o} = \frac{109687,2}{85319} = 1,286$  - расчетный коэффициент смешения.

10) Безразмерная характеристика отопительной системы при  $t''_n$  и  $Q_{TBC}^{\max}$ ;

$$\varepsilon_o = \frac{1}{\frac{0,5 + U^*}{1 + U^*} + \frac{\varphi_m(\tau_{II}''' - t_B)}{\tau_1''' - \tau_2'''}} \quad (47)$$

$\tau_n''' = 0,5 \cdot (\tau_3''' + \tau_2''') = 0,5 \cdot (53 + 30,2) = 41,6^\circ\text{C}$  - средняя температура нагревательных приборов в точке излома температурного графика;

$\varphi_m = \frac{G_{MH}^{\max}}{G_o'} = \frac{120655,92}{85319} = 1,4$  - отношение суммарного расхода воды к расчетному расходу воды на отопление при максимальном часовом расходе тепла на ГВС.

$$\varepsilon_o = \frac{1}{\frac{0,5 + 0,89}{1 + 0,89} + \frac{1,4 \cdot (41,6 - 18)}{79 - 30,2}} = 0,708.$$

11) Суммарный перепад температур сетевой воды в I и II ступенях при  $Q_{ГВС}^{\max}$ :

$$\delta\tau_{ГВ}^{\max} = \frac{3600 \cdot Q_{ГВ}^{\max}}{c \cdot G_{MT}^{\max}} \quad (48)$$

$$\delta\tau_{ГВ}^{\max} = \frac{3600 \cdot 3354}{4,187 \cdot 120655,92} = 23,9^\circ\text{C}.$$

12) Температура сетевой воды после отопительной системы при максимальном водоразборе:

$$\tau_{2,O}^{\max} = \frac{\left( \tau_1''' - \delta\tau_{ГВ}^{\max} - \varepsilon_1 \frac{G_{мен.}}{G_{бол.}} \cdot t_X \right) \cdot (1 - \varepsilon_o) + t_{\theta} \cdot \varepsilon_o}{1 - \varepsilon_1 \cdot (1 - \varepsilon_o) \cdot \frac{G_{мен.}}{G_{бол.}}}} \quad (49)$$

$$\tau_{2,O}^{\max} = \frac{(79 - 23,9 - 0,65 \cdot 0,4346 \cdot 5) \cdot (1 - 0,708) + 18 \cdot 0,708}{1 - 0,65 \cdot (1 - 0,708) \cdot 0,4346} = 30,98^\circ\text{C}.$$

13) Тепловая производительность I и II ступени при  $Q_{ГВС}^{\max}$ :

$$Q_1^{\max} = Q_{ГВ}^{\max} \cdot \frac{\tau_{2,O}^{\max} - t_X}{t_{Г} - t_X} \cdot \varepsilon_1 \quad (50)$$

$$Q_1^{\max} = 3354 \cdot \frac{30,98 - 5}{60 - 5} \cdot 0,65 = 1029,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi}^{\max} = Q_{\Gamma B}^{\max} - Q_1^{\max} \quad (51)$$

$$Q_{\Pi}^{\max} = 3354 - 1029,8 = 2324,2 \text{ кВт}.$$

14) Температура сетевой воды перед элеватором:

$$\tau_{1,O}^{\max} = \tau_1''' - \frac{3600 \cdot Q_{\Pi}^{\max}}{c \cdot G_{MT}^{\max}}, \quad (52)$$

$$\tau_{1,O}^{\max} = 79 - \frac{3600 \cdot 2324,2}{4,187 \cdot 120655,92} = 62,4 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

15) Температура сетевой воды после I ступени подогревателя при максимальном водозаборе:

$$\tau_2^{\max} = \tau_{2,O}''' - \frac{3600 \cdot Q_1^{\max}}{c \cdot G_{MT}^{\max}}, \quad (53)$$

$$\tau_2^{\max} = 30,98 - \frac{3600 \cdot 1029,8}{4,187 \cdot 120655,92} = 23,64 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

16) Температура водопроводной воды после I ступени подогревателя при максимальном водоразборе:

$$t_{n,\max}''' = t_X + \frac{3600 \cdot Q_1^{\max}}{c \cdot G_{TP}^{\max}},$$

$$t_{n,\max}''' = 5 + \frac{3600 \cdot 1029,8}{4,187 \cdot 52432,42} = 21,9 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

17) Среднеарифметическая разность температур теплоносителей в I ступени:

$$\Delta t_{cpl} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\mathcal{M}}}{2,3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\mathcal{M}}}},$$

$$\Delta t_{cpl} = \frac{18,64 - 9,08}{2,3 \cdot \lg \frac{18,64}{9,08}} = 13,29 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

где  $\Delta t_{\delta} = (\tau_2^{\max} - t_X) = (23,64 - 5) = 18,64 \text{ }^{\circ}\text{C};$

$\Delta t_{\mathcal{M}} = (\tau_{2,O}^{\max} - t_{n,\max}''') = (30,98 - 21,9) = 9,08 \text{ }^{\circ}\text{C}.$

Задав скорость воды в трубках и межтрубном пространстве  $\omega = 1$  м/с, определим предварительное значение площади трубок и межтрубного пространства:

$$f_{mp} = \frac{G_{TP}^{\max}}{3600 \cdot \rho \cdot \omega},$$

$$f_{mp} = \frac{52432,42}{3600 \cdot 1000 \cdot 1} = 0,01456 \text{ м}^2.$$

$$f_{mt} = \frac{G_{TP}^{\max}}{3600 \cdot \rho \cdot \omega},$$

$$f_{mt} = \frac{120655,92}{3600 \cdot 1000 \cdot 1} = 0,03352 \text{ м}^2.$$

По таблице технических данных подогревателей подбираем водяной подогреватель с внутренним диаметром корпуса  $d_{вн} = 273$  мм;

$$f_{TP} = 0,01697 \text{ м}^2; f_{MT} = 0,03077 \text{ м}^2; F_c = 20,3 \text{ и } 10 \text{ м}^2; d_{MT.ЭКВ} = 0,0196 \text{ мм}.$$

18) Действительные скорости воды:

$$\omega_{mp} = \frac{G_{TP}^{\max}}{3600 \cdot f_{mp} \cdot \rho},$$

$$\omega_{mp} = \frac{52432,42}{3600 \cdot 0,01697 \cdot 1000} = 0,86 \text{ м / с}.$$

$$\omega_{mt} = \frac{G_{TP}^{\max}}{3600 \cdot f_{mt} \cdot \rho},$$

$$\omega_{mt} = \frac{120655,92}{3600 \cdot 0,03077 \cdot 1000} = 1,09 \text{ м / с}.$$

19) Коэффициенты теплоотдачи:

- от греющей воды к стенкам трубок:

$$\alpha_{mt} = \left( 1630 + 21 \cdot \tau_{cp} - 0,041 \cdot \tau_{cp}^2 \right) \cdot \frac{\omega_{mt}^{0,8}}{d_{MT.ЭКВ}^{0,2}},$$

$$\alpha_{mt} = \left( 1630 + 21 \cdot 27,31 - 0,041 \cdot 27,31^2 \right) \cdot \frac{1,09^{0,8}}{0,0196^{0,2}} = 5111,35,$$

где  $t_{cpI} = 0,5 \cdot (5 + 2169) = 13,45$  °C;

$$\tau_{cpl} = 0,5 \cdot (30,98 + 23664) = 27,31 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

- от трубок к нагреваемой среде:

$$\alpha_{mp} = (1630 + 21 \cdot t_{cp} - 0,041 \cdot t_{cp}^2) \cdot \frac{\omega_{mp}^{0,8}}{d_{вн.тр}^{0,2}},$$

$$\alpha_{mp} = (1630 + 21 \cdot 13,45 - 0,041 \cdot 13,45^2) \cdot \frac{0,86^{0,8}}{0,014^{0,014}} = 3964,4 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$$

20) Коэффициент теплопередачи в I ступени:

$$k = \frac{\beta}{\frac{1}{\alpha_{mt}} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_{mp}}} \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}),$$

$$k = \frac{0,85}{\frac{1}{5111,35} + \frac{0,001}{110} + \frac{1}{3964,4}} = 1860$$

21) Необходимая площадь нагрева подогревателя I ступени:

$$F_1 = \frac{Q_I^{\max}}{k \cdot \Delta t_{cpl} \cdot \mu} \text{ м}^2,$$

$$F_1 = \frac{1029,8 \cdot 10^3}{1860 \cdot 13,29 \cdot 0,8} = 52,07 \text{ м}^2.$$

22) Количество секций:

$$n_I = \frac{F_I}{F_c},$$

$$n_I = \frac{52,07}{20,3} = 2,565 \approx 3.$$

23) Для подогревателя II ступени, составленной из секций того же типоразмера, число секций находится аналогичным образом:

$$\Delta t_{cpII} = \frac{\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_m}{2,3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_m}},$$

$$\Delta t_{cpII} = \frac{40,5 - 19}{2,3 \cdot \lg \frac{40,5}{19}} = 28,4 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

где  $\Delta t_{\delta} = (\tau_{1,O}^{\max} - t_{n,\max}''') = (62.4 - 21.9) = 40.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

$$\Delta t_{\mathcal{M}} = (\tau_1''' - t_{\mathcal{C}}) = (79 - 60) = 19 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$\tau_{cpII} = 0.5 \cdot (62.4 - 79) = 70.5 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{cpII} = 0.5 \cdot (60 - 21.9) = 40.95 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$\omega_{mp}$  и  $\omega_{mt}$  - остается такой же, как и для I ступени:

$$\alpha_{mt} = (1630 + 21 \cdot 70.7 - 0.041 \cdot 70.7^2) \cdot \frac{1.09^{0.8}}{0.0196^{0.2}} = 6843.76 \text{ Вт/(м}^2\text{-}^{\circ}\text{C)};$$

$$\alpha_{mp} = (1630 + 21 \cdot 40.95 - 0.041 \cdot 40.95^2) \cdot \frac{0.86^{0.8}}{0.014^{0.2}} = 5039.72 \text{ Вт/(м}^2\text{-}^{\circ}\text{C)};$$

$$k = \frac{0.85}{\frac{1}{6843.76} + \frac{0.001}{110} + \frac{1}{5039.72}} = 2403.62 \text{ Вт/(м}^2\text{-}^{\circ}\text{C)};$$

$$F_{II} = \frac{2324.2 \cdot 10^3}{2403.62 \cdot 28.4 \cdot 0.8} = 42.56 \text{ м}^2;$$

$$n_{II} = \frac{42.56}{10} = 4.2 \approx 4 \text{ шт.}$$

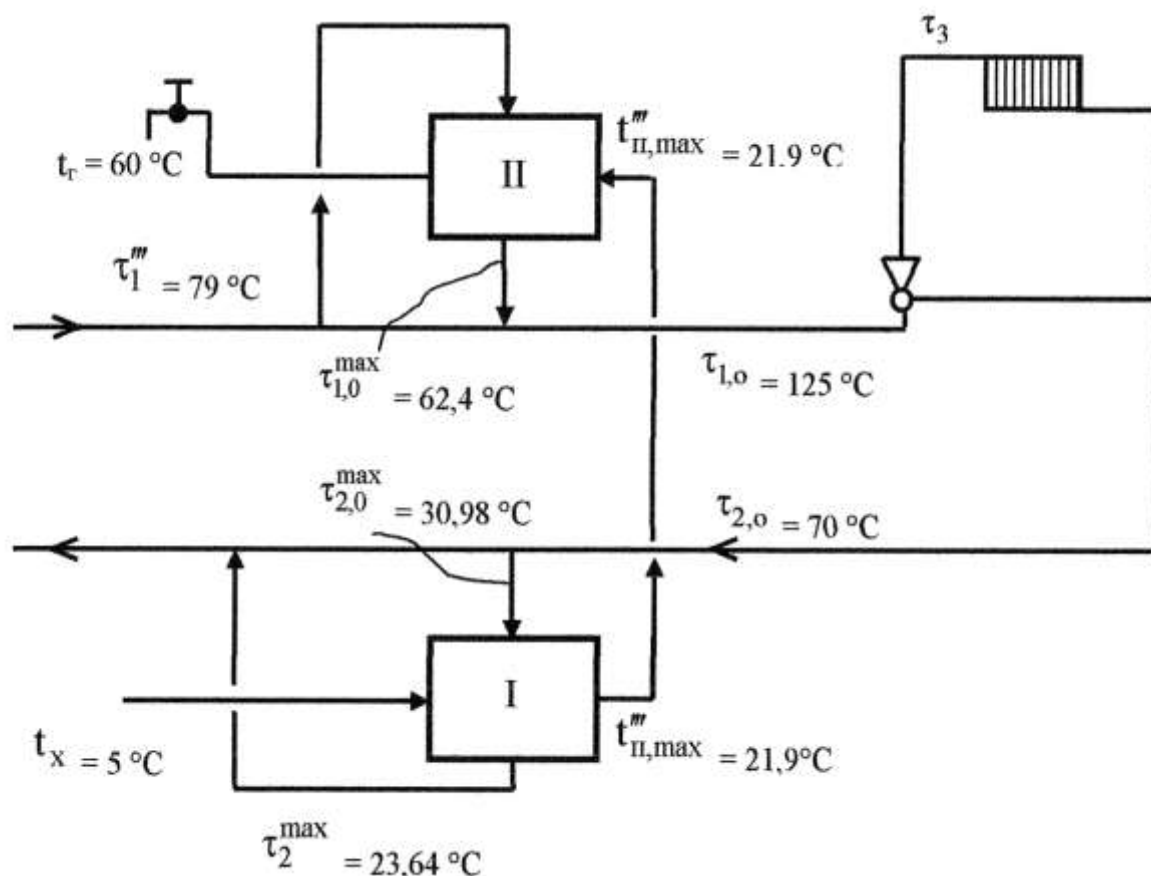


Рисунок12 . – Последовательная схема присоединения подогревателя.

## 2. Описание водогрейного котла КВ-ГМ-4

В последнее время в России получили распространение водотрубные водогрейные котлы серии КВ. Котлы этой серии относятся к стальным прямоточным котлам, применяемым в отопительных котельных. При работе на угле котлы имеют обозначение КВ-ТС (Т - твердое топливо, С - слоевое сжигание), при работе на газовом или жидком топливе они имеют обозначение КВ-ГМ (Г - газ, М - мазут). Следующая за обозначением котла цифра показывает его теплопроизводительность в Гкал/ч. Котлы с воздухоподогревателем (обычно подогрев воздуха применяют только при использовании бурого угля высокой влажности) имеют в своем обозначении дополнительно букву В, например, КВ-ТСВ. Все котлы работают на уравновешенной тяге с диапазоном изменения нагрузки от 20 до 100 % от номинальной. Нагрузка котлов регулируется изменением температуры воды

на входе и выходе из котла. Нагрев воды может при этом производиться до 150...200 °С [8].

У котлов теплопроизводительностью до 10 Гкал/ч трубы задней стенки топочной камеры вверху разведены в двухрядный фестон для прохода дымовых газов из топочной камеры в конвективную шахту, а у котлов теплопроизводительностью 10 Гкал/ч и более трубы разведены внизу топки в четырехрядный фестон.

Котлы серии КВ запроектированы без несущего каркаса. Каждый блок котла (топочный и конвективный) имеет опоры, приваренные к нижним коллекторам. Число опор зависит от теплопроизводительности котла. Опоры, расположенные на стыке конвективного блока и топочной камеры, являются неподвижными. Для ограждения топочной камеры и конвективной шахты от окружающей среды служит облегченная натрубная обмуровка толщиной около 110 мм и состоящая из трех слоев - шамотобетона по металлической сетке, совелитовых плит или минераловатных матрасов и уплотнительной магнезиальной обмазки, как показано на рис. 2. На котле внутренние поверхности топки и конвективной шахты со стороны продуктов сгорания закрыты плотными экранами, что позволило применить облегченную натрубную обмуровку котла [8].

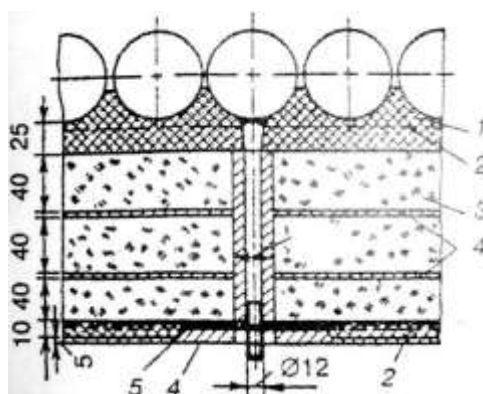


Рис.5

Схематическое изображение натрубной обмуровки котла.

1 – слой хромитовой массы; 2 - металлическая сетка; 3,4 – теплоизолирующие плиты; 5 – газоплотная обмазка; 6 - магнезиальная обмазка.



Конвективные поверхности нагрева у всех котлов КВ состоят из двух пакетов и выполнены одинаково - из труб размерами 28\*3 мм (28 мм - наружный диаметр трубы, 3 мм - толщина стенки). Находятся они в вертикальной конвективной шахте с полностью экранированными стенками.

Задняя и передняя стенки шахты выполнены из труб размерами 60\*3 мм, при этом передняя стенка шахты является задней стенкой топочной камеры. Между трубами у этой стенки проварены металлические вставки для предотвращения перетоков дымовых газов из топочной камеры в конвективную шахту [8].

Боковые стенки шахты выполнены из вертикальных труб размерами 83\*3,5 мм, которые являются коллекторами для дугообразных ширм из труб размерами 28\*3 мм. Ширмы расставлены таким образом, что трубы образуют шахматный пучок с шагами  $S_1=64$  мм и  $S_2=40$  мм. Это позволяет интенсифицировать теплоперенос в конвективных поверхностях нагрева.

#### Котлы типа КВ-ГМ

Газомазутные котлы типа КВ-ГМ, работающие на газообразном или жидком топливах, отличаются от аналогичных котлов со слоевыми топками КВ-ТС тем, что у них вместо решетки обратного хода имеется подовый экран. Таким образом, топочная камера оказывается полностью экранированной. Для примера на рис. 3 приведен эскиз котла КВ-ГМ-10, отличающийся от котлов большей производительности (20 и 30 Гкал/ч) лишь глубиной топочной камеры 1.

Из топочной камеры продукты сгорания попадают в камеру догорания 2 и далее через четырехрядный фестон 3 они попадают в конвективную шахту 4, где расположены конвективные пучки 5 и 6. В конвективной шахте дымовые газы, двигаясь вертикально вверх, отдают теплоту воде, находящейся в трубах экономайзера, и затем выбрасываются в атмосферу. Стены конвективной шахты полностью экранированы (чертеж, лист 4).

Экраны промежуточной стенки выполнены двухрядными. Основные характеристики котлов типа КВ-ГМ приведены в таблице 1. Котлы данной

серии оборудованы одной ротационной газомазутной горелкой 8 соответствующей производительности. Каждая горелка снабжена автономным вентилятором первичного воздуха.

Для очистки конвективных поверхностей нагрева котла от сажистых и золовых отложений со стороны дымовых газов используется дробеочистительная установка, схема которой приведена на чертеже (лист 4). Принцип работы дробеочистительной установки следующий. Дробь (чугунные шарики диаметром 5-6 мм) разбрасывается над конвективной поверхностью разбрызгивателем 3. Падая вниз, дробь за счет своей кинетической энергии сбивает отложения с труб и собирается внизу конвективной шахты в бункер 5. В сепараторе 6 дробь отделяется от золы.

Попадая далее в инжектор, дробь подхватывается потоком воздуха, движущимся со скоростью 40...50 м/с, и по пневмотранспортной линии 7 подается в верхнюю часть котла в дробеуловитель 1, и цикл повторяется. Очистка ведется обычно в течение 20...60 с. Для охлаждения канала, по которому дробь подается к разбрызгивателю, и самого разбрызгивателя используется вода[8].

Таблица 10-Технические характеристики водогрейного котла КВ-ГМ-4

| Параметр                                                       | КВ-ГМ-4 |
|----------------------------------------------------------------|---------|
| Теплопроизводительность котла Q, МВт                           | 4,65    |
| Сопротивление газового тракта котла, Па:<br>при работе на газе | 221     |
| Площадь поверхности стен топки $F_{ст}$ , м <sup>2</sup>       | 57,9    |
| Площадь поверхности экранов топки $F_{эк}$ , м <sup>2</sup>    | 38,6    |
| Объем топки, м <sup>3</sup>                                    | 16,4    |
| Глубина топки, мм                                              | 2496    |
| Ширина топки, мм                                               | 2040    |
| Диаметр экранных труб и толщина стенки, мм                     | 60*3    |
| Шаг труб боковых, подового и сводового экранов, мм             | 64      |

|                                                             |      |
|-------------------------------------------------------------|------|
| Шаг фронтального и заднего экранов, мм                      | 85   |
| Площадь поверхности 2-х конвективных пучков, м <sup>2</sup> | 88,7 |
| Поперечный шаг труб конвективного пучка, мм                 | 64   |
| Продольный шаг труб конвективного пучка, мм                 | 40   |

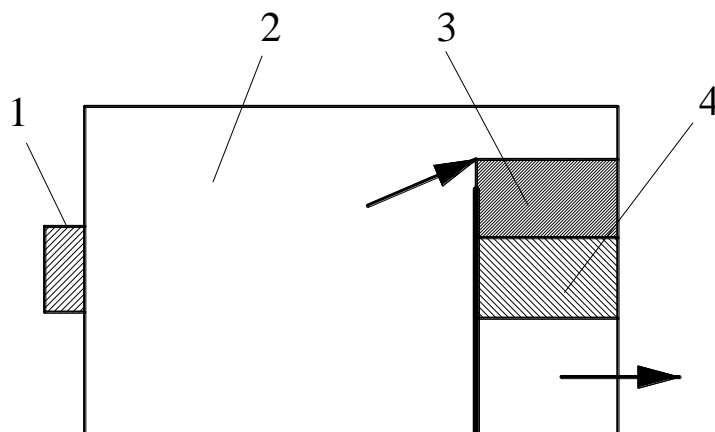


Рис. 6 Схематическое изображение котла КВ-ГМ-4. 1 -горелка; 2-топочная камера; 3,4-конвективные пучки.

## 2.1. Поверочный расчет котлоагрегата КВ-ГМ-4

### 2.1.1. Выбор топочного устройства

Газообразное топливо состоит из механической смеси горючих и негорючих газов с небольшой примесью водяных паров, смол и пыли. Очень важными свойствами газа являются токсичность и взрываемость. В природном газе в основном содержится метан ( $\text{CH}_4$ ) этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) и тяжелые углеводороды, а также негорючие газы – углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) и азот ( $\text{N}$ ). Природные газы состоят из 96% метана, 2% этана, 0.5% тяжелых углеродов, 1.5% углекислый газ и азот. Природный газ при содержании его в воздухе от 3.8% до 7.8% (по объему) образует взрывоопасную смесь, ядовит, поэтому его одорируют. К установке на данный котёл принимаем газомазутную горелку РГМГ-4.[7]

Таблица 11- Технические характеристики газомазутной горелки РГМГ-4

|                                                                                                                                    |                      |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| Наименование                                                                                                                       | РГМГ-4               |
| Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)                                                                                        | 4,652 (4)            |
| Коэффициент рабочего регулирования по тепловой мощности                                                                            | 3                    |
| Давление газа перед горелкой, кПа (кгс/м <sup>2</sup> )                                                                            | 13-25<br>(1300-2500) |
| Давление первичного воздуха перед завихрителем первичного воздуха, кПа (кгс/м <sup>2</sup> )                                       | 5,3 (530)            |
| Аэродинамическое сопротивление горелки по вторичному воздуху (при t <sub>в</sub> =10°C), кПа (кгс/м <sup>2</sup> )                 | 1,8 (180)            |
| Вязкость мазута перед форсункой, ВУ, не более                                                                                      | 8                    |
| Коэффициент избытка воздуха за топкой:<br>при сжигании газа                                                                        | 1,05                 |
| Номинальный расход газа при Q <sub>н</sub> <sup>р</sup> =35,4 МДж/м <sup>3</sup><br>(8500 ккал/м <sup>3</sup> ), м <sup>3</sup> /ч | 500                  |
| Мощность электродвигателя, кВт                                                                                                     | 3                    |
| Масса горелки, кг                                                                                                                  | 575                  |
| Габаритные размеры горелки, мм:<br>длина<br>ширина<br>высота                                                                       | 940<br>1510<br>1405  |
| Марка котла, для которого предназначена горелка                                                                                    | КВ-ГМ-4-150          |

Таблица 12- Расчётная характеристика природного газа

| Состав газа по объёму, % |                               |                               |                                |                                |                |                 |                                        |                                          |
|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------|-----------------|----------------------------------------|------------------------------------------|
| CH <sub>4</sub>          | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | N <sub>2</sub> | CO <sub>2</sub> | Q <sub>н</sub> ,<br>кДж/м <sup>3</sup> | ρ <sub>н.у.</sub> ,<br>кг/м <sup>3</sup> |
| 93,8                     | 2,0                           | 0,8                           | 0,3                            | 0,1                            | 2,6            | 0,4             | 36090                                  | 0,764                                    |

На дизельном топливе горелки должны обеспечивать оптимальные условия для правильного смешивания топлива с воздухом смеси для горения и передачи тепла от факела к тепловоспринимающим поверхностям нагрева. Они применяются следующие основные требования:

а) горение пламени не может превышать величину, определяемую размерами камеры сгорания.

б) величина коэффициента избытка воздуха должна быть выбрана таким образом, чтобы обеспечить минимальные потери тепла. Содержание токсичных коррозионных веществ в дымовых газах не должна превышать предельных значений.

в) температурных полей в различных участках печи должны быть выровнены в максимально возможной степени, чтобы избежать локальных перегрузок котлу или печных трубок излишнюю близость к экрану пламени.

Горелка состоит из соплового узла, периферийная часть газа и одноразовую воздушный рожок. В узел насадки включает паромеханические сопла и устройства, предусматривает установку соседнего сопла, который входит в короткое время, необходимое для замены основного инжектора. Опрыскивание устройство является распылительная головка, которая является основной единицей парового сопла и вихрем котла, распределительные шайбы, прокладки и заглушки. Газовая горелка является частью резервуара газа с газовыдающими отверстиями и трубкой подачи газа.

Коллектор имеет прямоугольное поперечное сечение, приварена к концу своей полукруглой точки. Внутри изоляции коллектор имеет оболочка, которая способствует равномерному распределению газа через коллектор. Воздух направляется в устройство, которое является вращающаяся лопатка осевой типа с лопатками профиля, смонтированных под углом  $45^\circ$ .

### 2.1.2. Обоснование выбора температуры уходящих газов

Потеря теплоты с уходящими газами обусловлены тем, что температура продуктов сгорания, покидающих котлоагрегат, значительно выше температуры атмосферного воздуха.

Потери теплоты с уходящими газами являются наибольшим из всех потерь теплоты и зависят от вида сжигаемого топлива, нагрузки котлоагрегата, температуры и объема уходящих газов, температуры воздуха, забираемого дутьевым вентилятором. Для снижения потерь теплоты с уходящими газами следует стремиться к уменьшению их объема и температуры. Однако объем уходящих газов не может быть меньше теоретического, а температура ниже температуры точки росы, во избежание конденсата водяных паров и продуктов сгорания. Температура, при которой водяные пары в продуктах сгорания, находясь в агрегатном парциальном давлении начинают конденсироваться, называется температурой точки росы.

Согласно рекомендациям учебно-методической литературы температуру уходящих газов для водогрейных котлов принимаем 130°C.

### 2.1.3. Горение топлива

Горение — это процесс окисления горючего вещества, происходящий при высокой температуре и сопровождающийся выделением тепла.

Определение теоретического объема количества воздуха, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, согл. [6]:

$$V^0 = 0,0238 \cdot \left[ CO + H_2 + 3H_2S + 2 \cdot \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m H_n - 2O_2 \right], \quad (35)$$

где  $m$  — число атомов углерода;

$n$  — число атомов водорода.

$$V^0 = 0,0238 \cdot \left[ 0 + 0 + 3 \cdot 0 + 2 \cdot \left( 1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 93,8 + \left( 2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 2,0 + \left( 3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,8 + \right. \\ \left. + \left( 4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,3 + \left( 5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,1 \right] = 9,58426 (м^3 / м^3)$$

Определение теоретического объёма азота в продуктах сгорания,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , согл. [6]:

$$V^0_{N_2} = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2, \quad (36)$$

$$V^0_{N_2} = 0,79 \cdot 9,58426 + 0,01 \cdot 2,6 = 7,5976 (\text{м}^3 / \text{м}^3).$$

Определение объёма трехатомных газов,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , согл. [6]:

$$V^0_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n), \quad (37)$$

$$V^0_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,1 + 0 + 0 + (1 \cdot 93,8) + (2 \cdot 2,0) + (3 \cdot 0,8) + (4 \cdot 0,3) + (5 \cdot 0,1)] = 1,023 (\text{м}^3 / \text{м}^3)$$

Определение теоретического объема водяных паров,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , согл. [6]:

$$V^0_{H_2O} = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + 0,5 \cdot \sum n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot dr) + 0,016 \cdot V^0, \quad (38)$$

$$V^0_{H_2O} = 0,01 \cdot [0,5 \cdot (4 \cdot 93,8 + 6 \cdot 2,0 + 8 \cdot 0,8 + 10 \cdot 0,3 + 12 \cdot 0,1) + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 9,58426 = 2,1557 (\text{м}^3 / \text{м}^3).$$

#### 2.1.4. Определение коэффициента воздуха в газоходе для каждой поверхности нагрева

Коэффициентом избытка воздуха называется отношение действительного количества воздуха к теоретически необходимому:

$$\alpha = \frac{V_\phi}{V^0}, \quad (39)$$

где  $V^0$  – теоретическое количество воздуха;

$V_\phi$  – фактическое или действительное количество воздуха.

Для газообразного топлива  $1 \leq \alpha \leq 1,1$ .

а) Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки [6](стр.35, таб.3.1):

$$\alpha_T = 1,05 - D > 10 \text{ т/ч},$$

где  $D$  – производительность котла, т/ч;

б) Коэффициент избытка воздуха за конвективным пучком –  $\alpha_{КП}$ :

$$\alpha_{КП} = \alpha_T + \Delta \alpha_{КП}, \quad (40)$$

где  $\Delta\alpha_{кп}$  – присос холодного воздуха в конвективный пучок [6](стр.35, таб.3.1)

$$\alpha_{кп} = 1,05 + 0,1 = 1,15.$$

### 2.1.5.Определение энтальпий воздуха

Количество тепла, содержащейся в воздухе или продуктах сгорания называется энтальпией воздуха или продуктов сгорания.

При выполнении расчетов принято энтальпии воздуха или продуктов сгорания относить к 1кг сжигаемого твердого топлива или к  $1\text{м}^3$  газообразного топлива. Расчет энтальпий продуктов сгорания производится при действительных коэффициентах избытка воздуха после каждой поверхности нагрева (L берем из табл. 4 ) определение энтальпий сводится в таблицу 5 курсового проекта, где  $V_r$  – теоретический объем продуктов сгорания (табл. 4).

$(CV)_B$  – энтальпия  $1\text{м}^3$  воздуха, кДж/м<sup>3</sup> [6](стр.41,табл.3.4);

$I_{\theta}^0$  – энтальпия теоретического объема воздуха для всего выбранного диапазона температур;

$(cv)_{RO_2} (cv)_{N_2} (cv)_{H_2O}$  – энтальпия  $1\text{м}^3$  трёхатомных газов, азота, водяного пара (табл. 4);

$I_{изб}^0$  – энтальпия теоретического объема продуктов сгорания;

$I$  – энтальпия продуктов сгорания при  $\alpha > 1$

Таблица 13- Определение коэффициента избытка воздуха по газоходам котла

| Величина    | Расчетная формула                           | Теоретические объемы $\text{м}^3$<br>/м <sup>3</sup> |      |       |
|-------------|---------------------------------------------|------------------------------------------------------|------|-------|
|             |                                             | $V^0, V_{N_2}^0, V_{RO_2}^0, V_{H_2O}^0$             |      |       |
|             |                                             | Газоходы                                             |      |       |
|             |                                             | Топка                                                | I кп | II кп |
| Коэффициент | $\alpha_i = \alpha_T + \sum \Delta\alpha_i$ |                                                      |      |       |



|                                                                                         |                                                                                                                                                                           |        |         |        |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|---------|--------|
| избытка<br>после<br>поверхности<br>нагрева $\alpha_i$                                   |                                                                                                                                                                           | 1,05   | 1,15    | 1,25   |
| Средний<br>коэффициент<br>избытка воздуха<br>в<br>газоходе<br>поверхности $\alpha_{cp}$ | $\alpha_{cp} = \frac{\alpha^I + \alpha^II}{2}$ <p>где <math>\alpha^I - \alpha_g</math> – перед<br/>газоход<br/><math>\alpha^II - \alpha_g</math> – после<br/>газохода</p> | 1,05   | 1,1     | 1,2    |
| Избыточное<br>количество<br>воздуха<br>$V^e_{изб.}, м^3 / м^3$                          | $V_{из} = K_{из}$ $V_{из} = V^0(\alpha_{cp} - I)$                                                                                                                         | 0,497  | 0,9584  | 1,9169 |
| Объём водяных<br>паров $V_{H_2O}, м^3 / м^3$                                            | $V_{H_2O} = V^0_{H_2O} + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1)$                                                                                                                  | 2,1634 | 2,1711  | 2,1866 |
| Полный объём<br>продуктов<br>сгорания<br>$V_r, м^3 / м^3$                               | $V_r = V^0_{RO} + V^0_{N_2} \cdot (\alpha_{cp} - I) \cdot V^0 +$ $+ V^0_{H_2O} + 0,0161x \cdot (\alpha_{cp} - I) \cdot V^0$                                               | 11,263 | 11,7501 | 12,724 |
| Объёмная доля<br>водяных<br>паров $r_{H_2O}$                                            | $r_{H_2O} = \frac{V^0_{H_2O}}{V_r}$                                                                                                                                       | 0,1914 | 0,1835  | 0,1694 |
| Объёмная доля<br>трёхатомных<br>газов $r_{RO_2}$                                        | $r_{RO_2} = \frac{V^0_{H_2O}}{V_r}$                                                                                                                                       | 0,0908 | 0,0871  | 0,0804 |
| Суммарная<br>объемная<br>доля $r_{\Pi}$                                                 | $r_{\Pi} = r_{H_2O} + r_{RO_2}$                                                                                                                                           | 0,2822 | 0,2705  | 0,2498 |

Таблица 14- Расчёт энтальпий продуктов сгорания

| Поверхность<br>нагрева                                                                          | $t^0$ после<br>поверхности<br>нагрева | $I_B^0 = V^0 \cdot (CV)_B$ | $I_{RO_2}^0 = V_{RO_2}^0 \cdot (CV) +$<br>$+ V_{N_2}^0 \cdot (CV)_{N_2} +$<br>$+ V_{H_2O}^0 \cdot (CV)_{H_2O}$ | $I_{изб}^0 = (\alpha_i - 1)$ | $I = I_r^0 + I_{изб}^0$ |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| Верх<br>топочной<br>камеры,<br>фестон<br>$\alpha_T = 1,05$<br>$\Delta\alpha_T = 0,05$           | 2000                                  | 29462,0152                 | 36049,6472                                                                                                     | 1473,1008                    | 37522,7479              |
|                                                                                                 | 1900                                  | 27851,8596                 | 34047,1414                                                                                                     | 1392,593                     | 35439,7344              |
|                                                                                                 | 1800                                  | 26241,7039                 | 32027,9855                                                                                                     | 1312,0852                    | 33340,0707              |
|                                                                                                 | 1700                                  | 24669,8852                 | 30040,2428                                                                                                     | 1233,4943                    | 31273,737               |
|                                                                                                 | 1600                                  | 23107,6509                 | 28067,6975                                                                                                     | 1155,3825                    | 29223,08                |
|                                                                                                 | 1500                                  | 21535,8322                 | 26102,4252                                                                                                     | 1076,7916                    | 27179,2168              |
|                                                                                                 | 1400                                  | 19964,0136                 | 24174,0079                                                                                                     | 998,2007                     | 25172,2086              |
|                                                                                                 | 1300                                  | 18392,1949                 | 22225,9813                                                                                                     | 919,6097                     | 23145,591               |
|                                                                                                 | 1200                                  | 16868,2976                 | 20321,0574                                                                                                     | 843,4149                     | 21164,4723              |
|                                                                                                 | 1100                                  | 15334,8160                 | 18462,7465                                                                                                     | 766,7408                     | 19229,4873              |
|                                                                                                 | 1000                                  | 13801,3344                 | 16610,5758                                                                                                     | 690,0667                     | 17300,6425              |
|                                                                                                 | 900                                   | 12056,9991                 | 14772,2504                                                                                                     | 602,85                       | 15375,1004              |
| Первый<br>конвективный<br>пучок котла<br>$\alpha_{кпI} = 1,15$<br>$\Delta\alpha_{кпI} = 0,05$   | 900                                   | 12315,7741                 | 14772,2504                                                                                                     | 1380,1334                    | 16003,8278              |
|                                                                                                 | 800                                   | 10868,5509                 | 12963,8855                                                                                                     | 1086,8551                    | 14050,7406              |
|                                                                                                 | 700                                   | 9411,7434                  | 11191,0258                                                                                                     | 941,1743                     | 12132,2002              |
|                                                                                                 | 600                                   | 7974,1045                  | 9468,8711                                                                                                      | 797,4104                     | 10266,2815              |
|                                                                                                 | 500                                   | 6574,8025                  | 7800,0537                                                                                                      | 657,4802                     | 8457,5339               |
|                                                                                                 | 400                                   | 5204,2533                  | 6157,1003                                                                                                      | 520,4253                     | 6677,5256               |
|                                                                                                 | 300                                   | 3872,042                   | 4559,9941                                                                                                      | 387,2041                     | 4947,1982               |
| Второй<br>конвективный<br>пучок котла<br>$\alpha_{кпII} = 1,25$<br>$\Delta\alpha_{кпII} = 0,10$ | 300                                   | 3872,042                   | 4559,9941                                                                                                      | 774,2082                     | 5334,4023               |
|                                                                                                 | 200                                   | 2558,9975                  | 3007,7121                                                                                                      | 511,7995                     | 3519,5116               |
|                                                                                                 | 100                                   | 1274,7067                  | 1487,1052                                                                                                      | 254,9413                     | 1742,0465               |

### 2.1.6. Расчет теплового баланса

При работе парового или водогрейного котла вся поступающая в него теплота расходуется на выработку полезной теплоты, содержащейся в паре или воде, и на покрытие различных потерь теплоты. Суммарное количество теплоты, поступающей в котлоагрегат, называется располагаемой теплотой и обозначается  $Q_p^P$ . Между теплотой, поступающей в котлоагрегат и покинувшей

его должно существовать равенство. Теплота, покинувшая котлоагрегат, представляет собой сумму полезной теплоты и потерь теплоты, связанной с техническим процессом выработки пара. При тепловом расчете парогенератора или водогрейного котла, тепловой баланс составляют для определения КПД брутто и расчетного расхода топлива. Тепловой баланс котла составляют принципиально к установившемуся тепловому режиму. При поверочном расчете котлоагрегата определяют КПД по обратному балансу.

Определение располагаемой теплоты,  $\text{кДж/м}^3$  (таб.3)

$$Q_p^P = Q_H^C = 36090 \text{ кДж/м}^3, \quad (41)$$

где  $Q_H^C$  – низшая теплота сгорания.

Определение теплоты с уходящими газами, %, согл. [6]:

$$g_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xв}^0) \cdot (100 - g_4)}{Q_p^P}, \quad (42)$$

где  $I_{yx}$  – энтальпия уходящих газов, определяется при соответствующих значениях коэффициента избытка воздуха в уходящих газах (табл.5);

$$t_{yx} = 130^\circ \text{C}, \alpha_{yx} = 1,35,$$

$$I_{yx} = 1869,517 + \frac{3775,4113}{100} \cdot (130 - 100) = 3002,1402 (\text{кДж/м}^3),$$

$$I_{xв}^0 = 39,8 \cdot V^0,$$

$$I_{xв}^0 = 39,8 \cdot 9,58426 = 381,4535 \text{ кДж/м}^3,$$

$$g_4 = 0, \text{ т.е. топливо – газ,}$$

$$g_2 = \frac{(3002,1402 - 1,35 \cdot 381,4535) \cdot (100 - 0)}{36090} = 6,8915(\%) .$$

Определение потерь теплоты от химической неполноты сгорания, %

$$g_3 = 0,5\% \text{ [6] (стр.50, табл.4.4),}$$

$$g_6 = 0, \text{ т.к. топливо – газ.}$$

Определение потерь теплоты от наружного охлаждения, %

$$g_5 = 1,55\% .$$

Определение КПД брутто водогрейного котла, %, согл. [6]:

$$\eta_{брутто} = 100 - (g_2 + g_3 + g_4 + g_5 + g_6) , \quad (43)$$

$$\eta_{брутто} = 100 - (6,8915 + 0,5 + 0 + 1,55 + 0) = 91,0585(\%) .$$

Определение полезной мощности водогрейного котла, МВт, согл. [6]:

$$Q_{\kappa} = G \cdot (i_{\text{зв}} - i_{\text{хв}}) , \quad (44)$$

$$Q_{\kappa} = \frac{13,75 \cdot (398,05 - 59,85)}{1000} = 4,65(\text{МВт}) .$$

Определение расхода топлива, м<sup>3</sup>/с, согл. [6]:

$$B = \frac{100 \cdot Q_{\kappa}}{Q_P^P \cdot \eta_{брутто}} , \quad (45)$$

где  $Q_{\kappa}$  – полезная мощность водогрейного котла;

$Q_P^P$  – располагаемая теплота;

$\eta_{брутто}$  – КПД брутто водогрейного котла.

$$B = \frac{100 \cdot 4,65}{36,090 \cdot 91,0585} = 0,1414(\text{м}^3 / \text{с}) .$$

Определение коэффициента сохранения теплоты, согл. [6]:

$$\varphi = 1 - \frac{g_5}{\eta_{брутто} + g_5} , \quad (46)$$

$$\varphi = 1 - \frac{1,55}{91,0585 + 1,55} = 0,9832 .$$

### 2.1.7. Расчет топочной камеры

Расчет топочных камер заключается в определении температур продуктов сгорания на выходе из топки и количества теплоты, отданного дымовыми газами экранной поверхности нагрева. В результате предыдущих расчетов проверяется надежность работы топочной камеры.

В современных теплогенераторах, топочная камера частично экранирована, поэтому, в результате лучистого теплообмена, между газами и экранными поверхностями, температура газов снижается. Лучистый теплообмен, в топочной камере, зависит от площади поверхности экранных труб, от полезного тепловыделения в топке, от частоты поверхности экранных труб, от вида сжигаемого топлива.

Перед началом расчета топочной камеры составляем эскиз топки по чертежам котлоагрегата, для определения её геометрических размеров и дальнейшего расчета площади поверхности стен и объёма топки.

Выражаем высоту (с) из формулы объёма, м, согл. [6]:

$$V = c \cdot a \cdot b \Rightarrow c = \frac{V}{a \cdot b} ,$$
$$c = \frac{16,400}{2,040 \cdot 2,496} = 3,22(м) .$$

Определение среднего коэффициента тепловой эффективности экранов топочной камеры, согл. [6]:

$$\psi_{cp} = \frac{\xi_{эк} \cdot \varphi_{эк} \cdot F_{эк}}{F_{ст}} , \quad (47)$$

где  $\varphi_{эк} = 1$ ;

$\xi$  – коэффициент загрязнения, учитывает снижение тепловосприимчивости экранных поверхностей нагрева из-за их загрязнения [6] (стр.62, табл.5.1.).

$$\xi = 0,65 ;$$

$$\psi_{cp} = \frac{0,65 \cdot 1 \cdot 38,6}{57,9} = 0,433.$$

Определение теплового напряжения топочного объёма, кВт/м<sup>3</sup>, согл. [6]:

$$g_v = \frac{Q_p \cdot B}{V_T}, \quad (48)$$

$$g_v = \frac{36090 \cdot 0,1414}{16,400} = 311,166 (\text{кВт} / \text{м}^3).$$

Определение энтальпии продуктов сгорания, кДж/м<sup>3</sup>.

Предварительно задаёмся температурой продуктов сгорания на выходе из топки для газа в пределах от 1050°С до 1200°С, берем 1050°С. Для этой температуры определяем энтальпию продуктов сгорания на выходе из топки (табл.5).

$$g''_T = 1050^\circ \text{C},$$

$$I''_T = 18265,064 \text{ кДж} / \text{м}^3.$$

Определение полезного тепловыделения, кДж/м<sup>3</sup>, согл. [6]:

$$Q_T = Q_p \cdot \frac{100 - g_3 - g_4 - g_6}{100 - g_4} + Q_B, \quad (49)$$

где  $Q_B$  – теплота, уносимая в топку воздухом, кДж/м<sup>3</sup>, согл. [6]:

$$Q_B = \alpha_T \cdot I_{xg}^0,$$

$$Q_B = 1,05 \cdot 381,4535 = 400,526 (\text{кДж} / \text{м}^3),$$

$$Q_T = 36090 \cdot \frac{100 - 0,5 - 0 - 0}{100 - 0} + 400,526 = 36310,076 (\text{кДж} / \text{м}^3).$$

Определение эффективности толщины излучаемого слоя газа в топочной камере, м, согл. [6]:

$$S_T = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{CT}}, \quad (50)$$

$$S_T = 3,6 \cdot \frac{16,400}{57,9} = 1,019 (\text{м}),$$

где  $V_T$  – объем топочной камеры,  $\text{м}^3$ ;

$F_{CT}$  – площадь поверхности стен топочной камеры,  $\text{м}^2$ .

Определение коэффициента ослабления лучей,  $(\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}$ , согл. [6]:

$$k_T = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \cdot \sqrt{P_{II} \cdot S_T}} - 1 \right) \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(\vartheta''_T + 273)}{1000} \right], \quad (51)$$

где  $P = 0,1 \text{ МПа}$ ,

$$P_{II} = r_{II} \cdot P, \quad (52)$$

$$P_{II} = 0,2822 \cdot 0,1 = 0,028 \text{ МПа},$$

$$k_T = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,1914}{3,16 \cdot \sqrt{0,028 \cdot 1,019}} - 1 \right) \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(1050 + 273)}{1000} \right] = 9,934 ((\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}).$$

Определение коэффициента ослабления лучей сажистыми частицами,  $(\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}$ , согл. [6]:

$$k_C = 0,3 \cdot (2 - \alpha_T) \cdot [0,0016 \cdot (\vartheta''_T + 273) - 0,5] \cdot 0,12 \cdot \sum \frac{m}{n} \cdot C_m H_n, \quad (53)$$

$$k_C = 0,3 \cdot (2 - 1,05) \cdot [0,0016 \cdot (1050 + 273) - 0,5] \cdot 0,12 \cdot \left( \frac{1}{4} \cdot 93,8 + \frac{2}{6} \cdot 2 + \frac{3}{8} \cdot 0,8 + \frac{4}{10} \cdot 0,3 + \frac{5}{12} \cdot 0,1 \right) = 1,358 ((\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}).$$

Определение коэффициента ослабления лучей в топочной камере при сжигании газообразного топлива,  $(\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}$ , согл. [6]:

$$k = k_T \cdot r_{II} + k_C, \quad (54)$$

$$k = 9,934 \cdot 0,2822 + 1,358 = 4,161 ((\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}).$$

Определяем степень черноты факела, согл. [6]:

$$a_\phi = b \cdot a_{CB} + (1 - b) \cdot a_r, \quad (55)$$

где  $b$  – коэффициент, характеризующий долю топочного объема, заполненного светящейся частью факела [6](стр. 65, табл. 5.2.),

$$b = 0,1,$$

$a_{CB}$  – степень черноты светящейся части факела, та, которой обладал бы факел при заполнении всей топки, только светящейся частью пламени

$$a_{CB} = 1 - \exp^{[-(k_r \cdot r_H + k_C) \cdot P \times S_T]}, \quad (56)$$

где  $\exp$  – основание натурального логарифма;

$P$  – давление в топке для котлоагрегатов, работающих без продува  
 $P = 0,1 \text{ МПа}$ .

$$a_{CB} = 1 - \exp^{[-(9,9340,2822+1,358) \cdot 0,1 \cdot 1,019]} = 0,346$$

$a_r$  – степень черноты несветящихся трёхатомных газов

$$a_r = 1 - \exp^{(-k_r \cdot P \cdot S_T)},$$

$$a_r = 1 - \exp^{(-9,9340,1 \cdot 1,019)} = 0,637,$$

$$a_\phi = 0,1 \cdot 0,346 + (1 - 0,1) \cdot 0,637 = 0,6079.$$

Определение степени черноты топочной камеры при сжигании топлива, согл. [6]:

$$a_T = \frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \Psi_{CP}}, \quad (57)$$

где  $\Psi_{CP}$  – среднее значение коэффициента эффективности экранов

$$a_T = \frac{0,6079}{0,6079 + (1 - 0,6079) \cdot 0,65} = 0,7816.$$

Определение параметров  $M$ .

Параметр  $M$  учитывает распределение температуры топочной камеры. Он зависит от максимального положения температуры пламени, по высоте топки  
 $M = 0,48$  [6] (стр.67).

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot X_T, \quad (58)$$

$$X_T = \frac{h_T}{H_T}; \quad X_T = \frac{1,61}{3,22} = 0,5; \quad H_T = c = 3,22 \text{ м},$$

$$h_T = \frac{H_T}{2}; \quad h_T = \frac{3,22}{2} = 1,61(\text{м}),$$

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,5 = 0,44(\text{м}).$$

Определение средней суммарной теплоёмкости продуктов сгорания на  $1 \text{ м}^3$  сжигаемого газа,  $\text{кДж/м}^3$ , согл. [6]:



$$CV_{CP} = \frac{Q_T - I_T''}{g_A - g_T''}, \quad (59)$$

где  $g_T''$  – температура на выходе из топки принятая по предварительной оценки, К;

$g_A$  – теоретическая температура горения, К, (табл.5 по Q равному энтальпии продуктов сгорания);

$Q_T$  – полезное тепловыделение в топке;

$I_T''$  – энтальпия продуктов сгорания (таб.5 по принятой на выходе из топки температуре).

$$g_A = 1900 + \frac{36310,076 - 35439,7344}{37522,7479 - 35439,7344} \cdot 100 = 1941,7828(^{\circ}C),$$

$$CV_{cp} = \frac{36310,076 - 18265,064}{1941,7828 - 1050} = 20,2347(\text{кДж} / \text{м}^3)$$

Определение действительной температуры на выходе из топки,  $^{\circ}C$ , согл. [6]:

$$g_T'' = \frac{(g_A + 273)}{M \cdot \left[ \frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{CT} \cdot a_T \cdot (g_A + 273)^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B \cdot CV_{cp}} \right]^{0,6} + 1} - 273,$$

где  $g_A$  – теоретическая температура горения, К;

$\psi_{cp}$  – среднее значение коэффициента эффективности экранов;

$a_T$  – степень черноты топки, кДж/м<sup>3</sup>;

$\varphi$  – коэффициент сохранения теплоты;

$B$  – расчетный расход топлива, м<sup>3</sup>/с;

$F_{CT}$  – площадь поверхности стен топочной камеры, м<sup>2</sup>;

$CV_{cp}$  – теплоёмкость продуктов сгорания, кДж/м<sup>3</sup>.

$$g_T'' = \frac{(1941,7828 + 273)}{0,44 \cdot \left[ \frac{5,67 \cdot 0,433 \cdot 57,9 \cdot 0,7816 \cdot (1941,7828 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,9832 \cdot 0,1414 \cdot 20,2347} \right]^{0,6} + 1} - 273 = 1053,2966(^{\circ}C).$$

Определение общего тепловосприятия излучением, кДж/м<sup>3</sup>, согл. [6]:

$$Q_T^n = \varphi \cdot (Q_T - I_T'') , \quad (60)$$

$$Q_T^n = 0,9832 \cdot (36310,076 - 18326,5193) = 17681,4329(\text{кДж} / \text{м}^3) .$$

### 2.1.8. Расчет конвективных поверхностей нагрева

Конвективные поверхности нагрева котлов играют важную роль в процессе получения пара и использования теплоты продуктов сгорания, попадающих в топочную камеру. Эффективность работы поверхностей нагрева зависит от интенсивности передачи тепла продуктам сгорания и пару. Продукты сгорания передают теплоту наружным поверхностям труб путем конвекции и излучения. Расчет выполняется для 1 м<sup>3</sup> газа при нормальных условиях. При расчете конвективных поверхностей нагрева используется уравнение теплопередачи и уравнение теплового баланса. Определяем площади поверхности нагрева, расположенные в рассчитываемом газоходе.

Расчёт первого конвективного пучка.

Определение температуры продуктов сгорания (задаёмся температурой сгорания продуктов), °C

$$t = 300^{\circ}C$$

$$t = 500^{\circ}C$$

Расчет ведем для обеих выбранных температур.

Определяем теплоту отданную продуктами сгорания, кДж/м<sup>3</sup>, согл. [6]:

$$Q_B = \varphi \cdot (I' - I'' + \Delta\alpha \cdot I_{xв}^0), \quad (61)$$

где  $\varphi$  – коэффициент сохранения теплоты;

$\Delta\alpha$  – присос воздуха в конвективной поверхности нагрева;

$I'$  – энтальпия продуктов сгорания перед первым конвективным пучком;

$I''$  – энтальпия продуктов сгорания после первого конвективного пучка ,

(берём по табл.4 для двух выбранных температур).

$$I''_{300} = 4947,1982 \text{ кДж/м}^3,$$

$$I''_{500} = 8457,5339 \text{ кДж/м}^3,$$

$$\Delta\alpha = 0,05,$$

$$Q_{B300} = 0,9832 \cdot (18326,5193 - 4947,1982 + 0,05 \cdot 381,4535) = 13173,3007 \text{ (кДж/м}^3),$$

$$Q_{B500} = 0,9832 \cdot (18326,5193 - 8457,5339 + 0,05 \cdot 381,4535) = 9721,9386 \text{ (кДж/м}^3).$$

Определяем температуру потока продуктов сгорания в конвективном газоходе, °C, согл. [6]:

$$g_{cp} = 0,5 \cdot (g' + g''), \quad (62)$$

где  $g'$  – действительная температура на выходе из топки;

$g''$  – заданная температура.

$$g_{cp300} = 0,5 \cdot (1053,2966 + 300) = 676,6483(^{\circ}C),$$

$$g_{cp500} = 0,5 \cdot (1053,2966 + 500) = 776,6483(^{\circ}C).$$

Определяем среднюю скорость продуктов сгорания на поверхности нагрева, м/с, согл. [6]:

$$W_r = \frac{B \cdot V_r \cdot (g_{cp} + 273)}{273 \cdot f_{np}}, \quad (63)$$

где  $B$  – расчетный расход топлива, т/ч;

$V_r$  – объём продуктов сгорания на 1 м<sup>3</sup> (таблица 4);

$g_{cp}$  – средняя расчетная температура продуктов сгорания, °C;

$f_{np}$  – площадь живого сечения для прохода продуктов сгорания.

$$f_{np} = B \cdot l_{cp} - n_1 \cdot d \cdot l_{cp},$$

$$N = \frac{F/2}{\pi \cdot d \cdot l}, d = 0,028 м; l_{cp} = 2,04 м,$$

$$N = \frac{88,7/2}{3,14 \cdot 0,028 \cdot 2,04} = 248,$$

$$n_1 = \frac{B}{S_1}, B = 0,608 м; S_1 = 0,064 м,$$

$$n_1 = \frac{0,608}{0,064} = 9,5 \approx 10,$$

$$f_{np} = 0,608 \cdot 2,04 - 10 \cdot 0,028 \cdot 2,04 = 0,6691(м^2),$$

$$W_{r300} = \frac{0,1414 \cdot 11,7501 \cdot (676,6483 + 273)}{273 \cdot 0,6691} = 8,6377(м/с),$$

$$W_{r500} = \frac{0,1414 \cdot 11,7501 \cdot (776,6483 + 273)}{273 \cdot 0,6691} = 9,5473(м/с).$$

Определяем коэффициент теплоотдачи конвекции от продуктов сгорания, Вт/(м<sup>2</sup>·K), согл. [6]:

$$\alpha_{\kappa} = \alpha_{\kappa} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi},$$

где  $\alpha_{\kappa}$  – коэффициент теплоотдачи [6](стр.71),

$$\alpha_{\kappa 300} = 76,$$

$$\alpha_{\kappa 500} = 82,$$

$C_z$  – поправка на число труб по ходу продуктов сгорания [6](стр.71),

$$C_z = 0,96,$$

$C_s$  – поправка на компоновку пучка,

$$C_s = 1,$$

$C_{\phi}$  – коэффициент, учитывающий влияние, изменения физических параметров потока [1] (стр.71, рис.6.1.),

$$C_{\phi 300} = 1,04,$$

$$C_{\phi 500} = 1,02.$$

$$\alpha_{\kappa 300} = 76 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 1,04 = 75,8784 (Bm / (m^2 \cdot K)) ,$$

$$\alpha_{\kappa 500} = 82 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 1,02 = 80,2944 (Bm / (m^2 \cdot K)) .$$

Определение площади конвективного пучка:

$$S_{\kappa \Pi} = 0,9 \cdot d \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) , \quad (65)$$

$$S_{\kappa \Pi} = 0,9 \cdot 0,028 \cdot \frac{4 \cdot 0,064 \cdot 0,04}{3,14 \cdot 0,028^2} - 1 = 0,0796 (m) .$$

Определение коэффициента ослабления лучей,  $(m \cdot MPa)^{-1}$ :

$$k_{\Gamma} = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \cdot \sqrt{P_{\Pi} \cdot S_{\kappa \Pi}}} - 1 \right) \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(g''_T + 273)}{1000} \right], \quad (66)$$

где  $P = 0,1 MPa$ ,

$$P_{\Pi} = r_{\Pi} \cdot P, \quad (67)$$

$$P_{\Pi} = 0,2705 \cdot 0,1 = 0,0270 (MPa),$$

$$k_{\Gamma 300} = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,1835}{3,16 \cdot \sqrt{0,0270 \cdot 0,0796}} - 1 \right) \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(676,6483 + 273)}{1000} \right] = 46,8864 ((m \cdot MPa)^{-1}),$$

$$k_{\Gamma 500} = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,1835}{3,16 \cdot \sqrt{0,0270 \cdot 0,0796}} - 1 \right) \cdot [1 - 0,37 \cdot \frac{(776,6483 + 273)}{1000}] = 44,2118 ((\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}).$$

Определение коэффициента ослабления лучей сажистыми частицами,  $(\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}$ :

$$k_C = 0,3 \cdot (2 - \alpha_{\text{нл}}) \cdot [0,0016 \cdot (\vartheta''_{\text{ср}} + 273) - 0,5] \cdot \sum \frac{m}{n} \cdot C_m H_n, \quad (68)$$

$$k_{C300} = 0,3 \cdot (2 - 1,15) \cdot [0,0016 \cdot (676,6483 + 273) - 0,5] \cdot 24,571 = 6,3873 (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1},$$

$$k_{C500} = 0,3 \cdot (2 - 1,15) \cdot [0,0016 \cdot (776,6483 + 273) - 0,5] \cdot 24,571 = 6,1381 (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}.$$

Определение коэффициента теплоотдачи,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ , согл. [6]:

$$\alpha_{\text{л}} = \alpha_{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{ф}} \cdot C_{\Gamma}, \quad (69)$$

где  $\alpha_{\text{н}}$  – коэффициент теплоотдачи

$$\alpha_{\text{н}300} = 88$$

$$\alpha_{\text{н}500} = 109,$$

$C_{\Gamma}$  – коэффициент пропорциональности

$$C_{\Gamma 300} = 0,975$$

$$C_{\Gamma 500} = 0,98.$$

Определяем степень черноты факела, согл. [6]:

$$a_{\text{ф}} = b \cdot a_{\text{CB}} + (1 - b) \cdot a_{\text{р}}, \quad (70)$$

где  $b$  – коэффициент, характеризующий долю топочного объема, заполненного светящейся частью факела [6](стр. 65, табл. 5.2.),

$$b = 0,1$$

$a_{\text{CB}}$  – степень черноты светящейся части факела, та, которой обладал бы факел при заполнении всей топки, только светящейся частью пламени,

$$a_{\text{CB}} = 1 - \exp^{[-(k_{\Gamma} \cdot r_{\text{пл}} + k_C) \cdot P \times S_{\text{нл}}]}, \quad (71)$$

где  $\exp$  – основание натурального логарифма;

$P$  – давление в топке для котлоагрегатов, работающих без продува

$$P = 0,1 \text{ МПа}.$$

$$a_{\text{CB}300} = 1 - \exp^{[-(46,88640,2705 + 6,3873 \cdot 0,1 \cdot 0,0796)]} = 0,1408,$$

$$a_{CB500} = 1 - \exp^{[-(44,21180,2705+6,138) \cdot 0,1 \cdot 0,0796]} = 0,1341,$$

$a_r$  – степень черноты несветящихся трёхатомных газов,

$$a_r = 1 - \exp^{(-k_r \cdot P \cdot S_{\text{пл}})}$$

$$a_{r300} = 1 - \exp^{(-46,88640,1 \cdot 0,0796)} = 0,3114,$$

$$a_{r500} = 1 - \exp^{(-44,21180,1 \cdot 0,0796)} = 0,2966,$$

$$a_{\phi 300} = 0,1 \cdot 0,1408 + (1 - 0,1) \cdot 0,3114 = 0,2943,$$

$$a_{\phi 500} = 0,1 \cdot 0,1341 + (1 - 0,1) \cdot 0,2966 = 0,2803.$$

Для вычисления  $\alpha_n \cdot \alpha_\phi \cdot C_r$ , определяем температуру загрязнённой среды

$$t_3 = t + \Delta t; \Delta t = 25^\circ \text{C},$$

где  $t$  – средняя температура окружающей среды для паровых котлов

$$t_3 = 105 + 25 = 130(^{\circ}\text{C})$$

$$t = 0,5 \cdot (t_{\text{зб}} + t_{\text{хб}}),$$

$$t = 0,5 \cdot (120 + 90) = 105(^{\circ}\text{C})$$

$$\alpha_{\text{л}300} = 88 \cdot 0,2943 \cdot 0,975 = 25,2509(\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})),$$

$$\alpha_{\text{л}500} = 109 \cdot 0,2803 \cdot 0,98 = 29,9416(\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})).$$

Определяем коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К):

$$K = \zeta_n \cdot \chi_1 \cdot (\alpha_\kappa + \alpha_\text{л}), \quad (72)$$

где  $\zeta_n = 1$ ;

$$\chi_1 = 0,85.$$

$$K_{300} = 1 \cdot 0,85 \cdot (75,8784 + 25,2509) = 85,9599(\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})),$$

$$K_{500} = 1 \cdot 0,85 \cdot (80,2944 + 29,9416) = 93,7006(\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})).$$

Определение воспринятого количества теплоты, кДж/м³:

$$Q_{\text{пл}} = \frac{K \cdot F \cdot \Delta T}{1000 \cdot B}, \quad (73)$$

где  $\Delta T$  – температурный напор для испарительной конвективной поверхности нагрева;

$$F = \frac{88,7}{2} = 44,35(\text{м}^2),$$

при температуре  $300^{\circ}\text{C}$

$$\Delta t_B = 1053,2966 - 120 = 933,2966(^{\circ}\text{C}),$$

$$\Delta t_M = 300 - 90 = 210(^{\circ}\text{C}),$$

при температуре  $500^{\circ}\text{C}$

$$\Delta t_B = 1053,2966 - 120 = 933,2966(^{\circ}\text{C}),$$

$$\Delta t_M = 500 - 90 = 410(^{\circ}\text{C}),$$

$$\Delta T_{300} = \frac{933,2966 - 210}{\ln \frac{933,2966}{210}} = 484,9082(^{\circ}\text{C}),$$

$$\Delta T_{500} = \frac{933,2966 - 410}{\ln \frac{933,2966}{410}} = 636,1759(^{\circ}\text{C}),$$

$$Q_{ТП300} = \frac{85,9599 \cdot 44,35 \cdot 484,9082}{1000 \cdot 0,1414} = 13073,734(\text{кДж} / \text{м}^3),$$

$$Q_{ТП500} = \frac{93,7006 \cdot 44,35 \cdot 636,1759}{1000 \cdot 0,1414} = 18696,65(\text{кДж} / \text{м}^3).$$

Определяем погрешность, %, согл. [6]:

$$\Delta = \frac{Q_B - Q_{ТП}}{Q_B} \cdot 100, \quad (74)$$

$$\Delta = \frac{13173,3007 - 13073,734}{13173,3007} \cdot 100 = 0,7558 < 2\%.$$

Расчет второго конвективного пучка.

Определение температуры продуктов сгорания (задаётся температурой сгорания продуктов),  $^{\circ}\text{C}$ :

$$t = 100^{\circ}\text{C},$$

$$t = 200^{\circ}\text{C}.$$

Расчет ведем для обеих выбранных температур.

Определяем теплоту отданную продуктами сгорания,  $\text{кДж} / \text{м}^3$ :

$$Q_B = \varphi \cdot (I' - I'' + \Delta \alpha \cdot I_{xв}^0), \quad (75)$$

где  $\varphi$  – коэффициент сохранения теплоты;

$\Delta\alpha$  – присос воздуха в конвективной поверхности нагрева;

$I'$  – энтальпия продуктов сгорания перед первым конвективным пучком;

$I''$  – энтальпия продуктов сгорания после первого конвективного пучка  
(берём по табл.4 для двух выбранных температур).

$$I''_{100} = 1742,0465 \text{ кДж/м}^3,$$

$$I''_{200} = 3519,5116 \text{ кДж/м}^3,$$

$$\Delta\alpha = 0,1,$$

$$Q_{B100} = 0,9832 \cdot (4947,1982 - 1742,0465 + 0,1 \cdot 381,4535) = 3188,8096 \text{ (кДж/м}^3),$$

$$Q_{B200} = 0,9832 \cdot (4947,1982 - 3519,5116 + 0,1 \cdot 381,4535) = 1441,2059 \text{ (кДж/м}^3).$$

Определяем температуру потока продуктов сгорания в конвективном газоходе, °С:

$$\vartheta_{cp} = 0,5 \cdot (\vartheta' + \vartheta''), \quad (76)$$

где  $\vartheta'$  – действительная температура на выходе из топки;

$\vartheta''$  – заданная температура.

$$\vartheta_{cp300} = 0,5 \cdot (300 + 100) = 200^\circ \text{C},$$

$$\vartheta_{cp200} = 0,5 \cdot (300 + 200) = 250^\circ \text{C}.$$

Определяем среднюю скорость продуктов сгорания на поверхности нагрева, м/с:

$$W_r = \frac{B \cdot V_r \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{273 \cdot f_{np}}, \quad (77)$$

где  $B$  – расчетный расход топлива, т/ч;

$V_r$  – объём продуктов сгорания на 1 м<sup>3</sup> (табл.4);

$\vartheta_{cp}$  – средняя расчетная температура продуктов сгорания, °С;

$f_{np}$  – площадь живого сечения для прохода продуктов сгорания.



$$\begin{aligned}
f_{np} &= B \cdot l_{cp} - n_1 \cdot d \cdot l_{cp}, \\
N &= \frac{F/2}{\pi \cdot d \cdot l}, d = 0,028 \text{ м}; l_{cp} = 2,04 \text{ м}, \\
N &= \frac{88,7/2}{3,14 \cdot 0,028 \cdot 2,04} = 248, \\
n_1 &= \frac{B}{S_1}, B = 0,608 \text{ м}; S_1 = 0,064 \text{ м}, \\
n_1 &= \frac{0,608}{0,064} = 9,5 \approx 10, \\
f_{np} &= 0,608 \cdot 2,04 - 10 \cdot 0,028 \cdot 2,04 = 0,6691 (\text{м}^2), \\
W_{\Gamma 100} &= \frac{0,1414 \cdot 12,724 \cdot (200 + 273)}{273 \cdot 0,6691} = 4,6588 (\text{м} / \text{с}), \\
W_{\Gamma 200} &= \frac{0,1414 \cdot 12,724 \cdot (250 + 273)}{273 \cdot 0,6691} = 5,1519 (\text{м} / \text{с}).
\end{aligned} \tag{78}$$

Определяем коэффициент теплоотдачи конвекции от продуктов сгорания, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$\alpha_k = \alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi, \tag{79}$$

где  $\alpha_n$  – коэффициент теплоотдачи [6](стр.71),

$$\alpha_{n100} = 52,$$

$$\alpha_{n200} = 56,$$

$C_z$  – поправка на число труб по ходу продуктов сгорания [6]( стр.71),

$$C_z = 0,96,$$

$C_s$  – поправка на компоновку пучка,

$$C_s = 1,$$

$C_\phi$  – коэффициент, учитывающий влияние, изменения физических параметров потока [1]( стр.71, рис.6.1.),

$$C_{\phi 100} = 1,15,$$

$$C_{\phi 200} = 1,12.$$

$$\alpha_{k100} = 52 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 1,15 = 57,408 (\text{Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})),$$

$$\alpha_{k200} = 56 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 1,12 = 60,2112 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Определение площади конвективного пучка

$$S_{\kappa\Pi} = 0,9 \cdot d \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right), \quad (80)$$

$$S_{\kappa\Pi} = 0,9 \cdot 0,028 \cdot \left( \frac{4 \cdot 0,064 \cdot 0,04}{3,14 \cdot 0,028^2} - 1 \right) = 0,0796(\text{м}).$$

Определение коэффициента ослабления лучей,  $(\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}$ :

$$k_{\Gamma} = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \cdot \sqrt{P_{\Pi} \cdot S_{\kappa\Pi}}} - 1 \right) \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(\vartheta''_{\Gamma} + 273)}{1000} \right], \quad (81)$$

где  $P = 0,1 \text{ МПа}$ ,

$$P_{\Pi} = r_{\Pi} \cdot P, \quad (82)$$

$$P_{\Pi} = 0,2498 \cdot 0,1 = 0,0249(\text{МПа}),$$

$$k_{\Gamma 100} = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,1835}{3,16 \cdot \sqrt{0,0249 \cdot 0,0796}} - 1 \right) \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(200 + 273)}{1000} \right] = 60,8096((\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}),$$

$$k_{\Gamma 200} = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,1835}{3,16 \cdot \sqrt{0,0249 \cdot 0,0796}} - 1 \right) \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(250 + 273)}{1000} \right] = 59,4459((\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}).$$

Определение коэффициента ослабления лучей сажистыми частицами,  $(\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}$ :

$$k_C = 0,3 \cdot (2 - \alpha_{\kappa\Pi}) \cdot [0,0016 \cdot (\vartheta''_{cp} + 273) - 0,5] \cdot \sum \frac{m}{n} \cdot C_m H_n, \quad (83)$$

$$k_{C100} = 0,3 \cdot (2 - 1,25) \cdot [0,0016 \cdot (200 + 273) - 0,5] \cdot 24,571 = 1,4197((\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}),$$

$$k_{C200} = 0,3 \cdot (2 - 1,25) \cdot [0,0016 \cdot (250 + 273) - 0,5] \cdot 24,571 = 1,8619((\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}).$$

Определение коэффициента теплоотдачи,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ :

$$\alpha_{\lambda} = \alpha_n \cdot \alpha_{\phi} \cdot C_{\Gamma}, \quad (84)$$

где  $\alpha_n$  – коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{n100} = 26,$$

$$\alpha_{n200} = 32,$$

$C_r$  – коэффициент пропорциональности:

$$C_{r100} = 0,9,$$

$$C_{r200} = 0,925.$$

Определяем степень черноты факела:

$$a_{\phi} = b \cdot a_{CB} + (1 - b) \cdot a_r, \quad (85)$$

где  $b$  – коэффициент, характеризующий долю топочного объема, заполненного светящейся частью факела [6](стр. 65, табл. 5.2.).

$$b = 0,1,$$

$a_{CB}$  – степень черноты светящейся части факела, та, которой обладал бы факел при заполнении всей топки, только светящейся частью пламени

$$a_{CB} = 1 - \exp^{[-(k_r \cdot r_{II} + k_C) \cdot P \times S_{mII}]}, \quad (86)$$

где  $\exp$  – основание натурального логарифма;

$P$  – давление в топке для котлоагрегатов, работающих без продува

$$P = 0,1 \text{ МПа}.$$

$$a_{CB100} = 1 - \exp^{[-(60,80960,2498+1,4197) \cdot 0,1 \cdot 0,0796]} = 0,1238$$

$$a_{CB200} = 1 - \exp^{[-(59,44590,2498+1,8619) \cdot 0,1 \cdot 0,0796]} = 0,1245$$

$a_r$  – степень черноты несветящихся трёхатомных газов

$$a_r = 1 - \exp^{(-k_r \cdot P \cdot S_{mII})} \quad (87)$$

$$a_{r100} = 1 - \exp^{(-60,80960,1 \cdot 0,0796)} = 0,3837$$

$$a_{r200} = 1 - \exp^{(-59,44590,1 \cdot 0,0796)} = 0,3769$$

$$a_{\phi100} = 0,1 \cdot 0,1238 + (1 - 0,1) \cdot 0,3837 = 0,3577$$

$$a_{\phi200} = 0,1 \cdot 0,1245 + (1 - 0,1) \cdot 0,3769 = 0,3516.$$

Для вычисления  $\alpha_n \cdot \alpha_{\phi} \cdot C_r$ , определяем температуру загрязнённой среды

$$t_3 = t + \Delta t; \Delta t = 25^{\circ} \text{C},$$

где  $t$  – средняя температура окружающей среды для паровых котлов

$$t_3 = 80 + 25 = 105(^{\circ} \text{C}),$$

$$t = 0,5 \cdot (t_{\text{сб}} + t_{\text{хв}}),$$

$$t = 0,5 \cdot (90 + 70) = 80(^{\circ} \text{C}).$$

$$\alpha_{n100} = 26 \cdot 0,3577 \cdot 0,9 = 8,3701 (\text{Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})),$$

$$\alpha_{\lambda 200} = 32 \cdot 0,3516 \cdot 0,925 = 10,4073 (Bm / (m^2 \cdot K)) .$$

Определяем коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К):

$$K = \zeta_n \cdot \chi_1 \cdot (\alpha_k + \alpha_{\lambda}), \quad (88)$$

$$K_{100} = 1 \cdot 0,85 \cdot (57,408 + 8,3701) = 55,9113 (Bm / (m^2 \cdot K)),$$

$$K_{200} = 1 \cdot 0,85 \cdot (60,2112 + 10,4073) = 60,0257 (Bm / (m^2 \cdot K)),$$

$$\text{где } \zeta_n = 1;$$

$$\chi_1 = 0,85.$$

Определение воспринятого количества теплоты, кДж/м³:

$$Q_{\text{тп}} = \frac{K \cdot F \cdot \Delta T}{1000 \cdot B}, \quad (89)$$

где  $\Delta T$  – температурный напор для испарительной конвективной поверхности нагрева;

$$F = \frac{88,7}{2} = 44,35 (m^2),$$

при температуре 100°C;

$$\Delta t_B = 300 - 90 = 210 (^{\circ}C),$$

$$\Delta t_M = 100 - 70 = 30 (^{\circ}C),$$

при температуре 200°C;

$$\Delta t_B = 300 - 90 = 210 (^{\circ}C),$$

$$\Delta t_M = 200 - 70 = 130 (^{\circ}C).$$

$$\Delta T_{100} = \frac{210 - 30}{\ln \frac{210}{30}} = 92,5017 (^{\circ}C),$$

$$\Delta T_{200} = \frac{210 - 130}{\ln \frac{210}{130}} = 166,8150 (^{\circ}C).$$

$$Q_{\text{тп}100} = \frac{55,9113 \cdot 44,35 \cdot 92,5017}{1000 \cdot 0,1414} = 1622,1593 (кДж / m^3),$$

$$Q_{\text{тп}200} = \frac{60,0257 \cdot 44,35 \cdot 166,8150}{1000 \cdot 0,1414} = 3140,6283 (кДж / m^3)$$

Определяем погрешность, %

При построении графика  $\vartheta_p = 149^{\circ}C$ ,

при температуре 149°C;

$$\Delta t_B = 300 - 90 = 210(^{\circ}C),$$

$$\Delta t_M = 149 - 70 = 79(^{\circ}C),$$

$$\Delta T_{100} = \frac{210 - 79}{\ln \frac{210}{79}} = 133,9934(^{\circ}C),$$

$$I_{149} = 1742,0465 + \frac{3519,5116 - 1742,0465}{100} = 2613,0043,$$

$$Q_{B149} = 0,9832 \cdot (4947,1982 - 2613,0043 + 0,1 \cdot 381,4535) = 2332,4839(\kappa D_{\mathcal{H}} / M^3)$$

$$Q_{M149} = \frac{55,9113 \cdot 44,35 \cdot 133,9934}{1000 \cdot 0,1414} = 2349,7800(\kappa D_{\mathcal{H}} / M^3),$$

$$\Delta = \frac{Q_M - Q_B}{Q_M} \cdot 100, \quad (90)$$

$$\Delta = \frac{2349,7800 - 2331,4839}{2349,7800} \cdot 100 = 0,4 < 2\%$$

### **3.Расчет тепловой схемы**

#### **3.1.Описание тепловой схемы**

Отопительная котельная проектируется на базе тепловых нагрузок микрорайона «Прибрежный» г. Томска на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение и используются при этом водогрейные котлы. Принципиальная схема отопительной котельной для закрытой системы теплоснабжения приведена на листе 5 графической части проекта.

Обратная вода сетевым насосом (4) подается в водогрейный котел (1). Нагретая в котле вода направляется в подающий трубопровод Т1 и на собственные нужды котельной. Температура воды на входе в котел должна соответствовать требованиям заводов-изготовителей водогрейных котлов. Она должна быть выше значения, по которым может возникнуть низкотемпературная коррозия труб котла в связи с омыванием их продуктами сгорания топлива, содержащих раствор серной кислоты. Этот раствор образуется при конденсации водяных паров из дымовых газов и соединения его с  $\text{SO}_3$ . Для повышения температуры обратной воды используется рециркуляционный насос (2).

Температура воды в подающем трубопроводе Т1 тепловой сети должна меняться в соответствии с отопительным температурным графиком, что обеспечивается путем пропуска воды помимо котла (1) через перемычку с регулятором температуры (17).

Потери воды в котельной и тепловых сетях компенсируется подачей исходной воды из водопровода. Насосом исходной воды (6) вода подается в подогреватель исходной воды, где она подогревается до  $20-25^{\circ}\text{C}$ , и затем направляется в установку химической очистки воды, где применяется одноступенчатое умягчение воды. Умягченная вода через подогреватель химически очищенной воды подается в вакуумный деаэратор (7.1) (давление в деаэраторе около 0,03 МПа).

Деаэрированная вода собирается в питательном баке, из которого она подпиточным насосом (5) направляется для подпитки тепловых сетей. Для нагрева воды в деаэраторе используется горячая вода из котла (1).

Определим рабочую тепловую мощность котельной. Так как топливо газообразное, то коэффициенты А и В равны:

$$A=1,018.$$

$$B=1,018.$$

$$Q_{TGV} = A \cdot Q_{OB} + B \cdot Q_{ГВ}, \quad (91)$$

$$Q_{TGV} = 1,018 \cdot 7,74 + 1,018 \cdot 3,354 = 11,293 (MBm).$$

Расчетные расходы сетевой воды на отопление, вентиляцию и ГВС можно определить по формулам:

$$G_{OB}^C = \frac{Q_{OB} \cdot 10^3}{i_{PP} - i_{OB}}, \quad (92)$$

$$G_{ГВ}^C = 1,05 \cdot \frac{Q_{ГВ} \cdot 10^3}{i_{PP} - i_{OB}}, \quad (93)$$

$$G_{OB}^C = \frac{7,74 \cdot 10^3}{628,5 - 293,3} = 23,09 (кг/с),$$

$$G_{ГВ}^C = 1,05 \frac{3,354 \cdot 10^3}{628,5 - 293,3} = 10,5 (кг/с),$$

где  $i_{PP}$  и  $i_{OB}$  – энтальпия воды в прямом и обратном трубопроводах, определяемая через температуры:

$$\begin{aligned} i_{PP} &= 4,19 t_{PP}; & i_{PP} &= 4,19 \cdot 150 = 628,5 (кДж/кг); \\ i_{OB} &= 4,19 t_{OB}; & i_{OB} &= 4,19 \cdot 70 = 293,3 (кДж/кг). \end{aligned}$$

Общий расход сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение составит:

$$G^C = G_{OB}^C + G_{ГВ}^C, \quad (94)$$

$$G^C = 23,09 + 10,5 = 33,59 (кг/с).$$

Расход воды через котлы будет равен:

$$G_{КОТ} = \frac{Q_{КОТ} \cdot 10^3}{i_{ПР} - i_{ОБ}}, \quad (95)$$

$$G_{КОТ} = \frac{11,293 \cdot 10^3}{628,5 - 293,3} = 33,69 \text{ (кг/с)}.$$

Если принять, что расход химически очищенной воды соответствует расходу подпиточной воды, т.е.  $G_{ХОВ} = G_{ПОД}$ , то с учетом потерь воды в химоводоочистке в размере 15...20% расход исходной воды составит:

$$G_{ИВ} = (1,15...1,2) \cdot G_{ХОВ} \quad (96)$$

$$G_{ХОВ} = G_{ПОД} = 0,02 \cdot G^C;$$

$$G_{ХОВ} = G_{ПОД} = 0,02 \cdot 33,59 = 0,6718 \text{ (кг/с)};$$

$$G_{ИВ} = 1,2 \cdot G_{ХОВ};$$

$$G_{ИВ} = 1,2 \cdot 0,6718 = 0,806 \text{ (кг/с)}.$$

Расход греющей воды через подогреватель очищенной воды может быть найден из уравнения теплового баланса, записанного через температуры:

$$G_{ПОВ}(t_K'' - t_{ПОВ}) = G_{ХОВ}(t_{ХОВ}'' - t_{ХОВ}'). \quad (97)$$

Температуру греющей воды после подогревателя исходной воды можно рассчитать из уравнения теплового баланса для этого подогревателя:

$$G_{ПОВ}(t_{ПОВ} - t_{ПИВ}) = G_{ХОВ}(t_{ХОВ}' - t_{ИВ}), \quad (98)$$

где температура исходной воды в зимний период может быть принята

$$t_{ИВ} = 5^{\circ} \text{C}.$$

$t_{ПИВ} = 70^{\circ} \text{C}$  – температура воды после подогревателей исходной воды.

$t_K'' = 150^{\circ} \text{C}$  – температура на выходе из котла.

$$\left. \begin{array}{l} t_{ХОВ}' = 40^{\circ} \text{C} \\ t_{ХОВ}'' = 60^{\circ} \text{C} \end{array} \right\} \text{ – температура химически очищенной воды.}$$

Решим систему уравнений:



$$\begin{cases} G_{\text{ПОВ}}(t_K'' - t_{\text{ПОВ}}) = G_{\text{ХОВ}}(t_{\text{ХОВ}}'' - t_{\text{ХОВ}}') ; \\ G_{\text{ПОВ}}(t_{\text{ПОВ}} - t_{\text{ПИБ}}) = G_{\text{ХОВ}}(t_{\text{ХОВ}}' - t_{\text{ИБ}}) \end{cases} ; \quad t_{\text{ПОВ}} = \frac{G_{\text{ХОВ}}(t_{\text{ХОВ}}' - t_{\text{ИБ}})}{G_{\text{ХОВ}}(t_{\text{ХОВ}}'' - t_{\text{ХОВ}}')} + t_{\text{ПИБ}} ;$$

$$G_{\text{ПОВ}} = \frac{G_{\text{ХОВ}}(t_{\text{ХОВ}}'' - t_{\text{ХОВ}}')}{(t_K'' - t_{\text{ПОВ}})} ;$$

$$t_{\text{ПОВ}} = \frac{G_{\text{ХОВ}}(t_{\text{ХОВ}}' - t_{\text{ИБ}})}{G_{\text{ПОВ}}} + t_{\text{ПИБ}} ;$$

$$t_{\text{ПОВ}} = \frac{0,6718 \cdot (40 - 5)}{0,6718 \cdot (60 - 40)} + 70 = \frac{29,75 \cdot (150 - t_{\text{ПОВ}})}{13,436} + 70 ;$$

$$t_{\text{ПОВ}} = \frac{3596,95 - 23,513 t_{\text{ПОВ}}}{13,436} ;$$

$$t_{\text{ПОВ}} = 97,3^{\circ} \text{C} ; G_{\text{ПОВ}} = \frac{0,6718 \cdot (60 - 40)}{(150 - 97,3)} = 0,25 \text{ (кг/с)}.$$

$t_{\text{ПОВ}} = 97,3^{\circ} \text{C}$  – температура греющей воды после подогревателя очищенной воды.

$G_{\text{ПОВ}} = 0,25 \text{ кг/с}$  – расход греющей воды через подогреватель очищенной воды.

Расход выпара из вакуумного деаэратора  $D_{\text{ВЫП}}$  принимается следующим образом:

$$G_{\text{Д}} \approx G_{\text{ХОВ}} = 0,6718 \text{ кг/с}.$$

$$D_{\text{ВЫП}} = d \cdot G_{\text{Д}}, \quad (99)$$

$$D_{\text{ВЫП}} = 0,002 \cdot 0,6718 = 0,0013 \text{ (кг/с)},$$

где  $d$  – удельный расход выпара, принимаемый равным 0,002 кг пара на каждый килограмм деаэрированной в деаэраторе воды.

Температуру очищенной воды после охладителя выпара можно определить из уравнения теплового баланса:

$$D_{\text{ВЫП}}(i_{\text{Д}}'' - i_{\text{Д}}') = 4,19 \cdot G_{\text{ХОВ}}(t_{\text{ОВ}} - t_{\text{ХОВ}}''), \quad (100)$$

$$t_{\text{ОВ}} = \frac{D_{\text{ВЫП}}(i_{\text{Д}}'' - i_{\text{Д}}')}{4,19 G_{\text{ХОВ}}} + t_{\text{ХОВ}}'' ; t_{\text{ОВ}} = \frac{0,0013 \cdot (2623,2 - 284,5)}{4,19 \cdot 0,6718} + 60 = 61,08(^{\circ} \text{C}),$$

где  $i', i''$  – энтальпии насыщенного пара и кипящей воды в деаэраторе.

При давлении  $P_{\text{Д}} = 0,03 \text{ МПа}$ ,  $i' = 284,5$ ;  $i'' = 2623,2$ .

Расход греющей воды на деаэрацию  $G'_D$  определится из уравнения теплового баланса для деаэратора:

$$4,19(G'_D \cdot t''_K + G_{ХОВ} \cdot t_{ОВ}) = D_{ВЫП} \cdot i''_D + G_D \cdot i'_D, \quad (101)$$

$$G'_D = \frac{\frac{D_{ВЫП} \cdot i''_D + G_D \cdot i'_D}{4,19} - G_{ХОВ} \cdot t_{ОВ}}{t''_K}; \quad (102)$$

$$G'_D = \frac{\frac{0,0013 \cdot 2623,2 + 0,6718 \cdot 284,5}{4,19} - 0,6718 \cdot 61,08}{150} = 0,036 \text{ (кг/с)}.$$

Расчетные расходы воды в котельной составят:

– на собственные нужды

$$G_{P,CH} = G_{ПОВ} + G'_D; \quad (103)$$

$$G_{P,CH} = 0,49 + 0,036 = 0,526 \text{ (кг/с)};$$

– через котлы в расчетном режиме

$$G_{P,КОТ} = \frac{(Q_{ОВ} + Q_{ГВ}) \cdot 10^3}{i_{ПР} - i_{ОБ}} + G_{P,CH}; \quad (104)$$

$$G_{P,КОТ} = \frac{(7,74 + 3,354) \cdot 10^3}{628,5 - 293,3} + 0,526 = 33,62 \text{ (кг/с)}.$$

Теперь необходимо сравнить полученный расчетный расход воды через котлы  $G_{P,КОТ}$  с ранее найденным  $G_{КОТ}$  и определить относительную ошибку расчета:

$$\Delta = \frac{G_{P,КОТ} - G_{КОТ}}{G_{P,КОТ}} \cdot 100, \quad (105)$$

$$\Delta = \frac{33,62 - 33,69}{33,62} \cdot 100 = 0,2(\%).$$

Так как ошибка составляет 0,2% , расчет считается законченным.

Суммарная тепловая нагрузка котельной равна 11,293МВт, следовательно, для поддержания заданной мощности достаточно трёх котлов

КВ–ГМ–4 мощностью 4,65 МВт. В котельной устанавливаем четыре таких котла один из которых является резервным.

### 3.2.Определение диаметров трубопровода в тепловой схеме

В котельной имеется система трубопроводов, которая предназначена для соединения между собой всего действующего оборудования котлоагрегатов: насосов, деаэратора, теплообменных аппаратов и т.д. Трубопроводы состоят из системы труб и арматуры, предназначенной для отключения отдельных трубопроводов и их участков, для регулирования количества транспортируемого теплоносителя и изменяя его направления.

Рассмотрим основные магистральные трубопроводы: питательные трубопроводы, подающие и обратные трубопроводы системы теплоснабжения. Все элементы трубопроводов выполняют в соответствии со стандартами. Расчет диаметров производится по максимальному расходу теплоносителя.

#### 3.2.1.Определение диаметров подающего и обратного трубопроводов и скорость теплоносителя

Согласно [6]:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{0.354 \cdot G / (W \cdot p)}, \text{ м} , \quad (106)$$

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{0.354 \cdot 121,69 / (1 \cdot 1000)} = 0,257(\text{м}) ,$$

где G- расход среды, протекающий по трубопроводу, м<sup>3</sup>/ч;

G=33,59 кг/с=121,69 м<sup>3</sup>/ч ,

W-рекомендуемая скорость, м/с; W=1 м/с,

p- плотность воды, p=1000 кг/м<sup>3</sup>.

После определения внутреннего диаметра трубопровода подбирают трубопроводы, соответствующие протекающей среде, с диаметром

наиболее близким к вычисленному. В нашем случае он равен 273х6 мм. По окончательно выбранному диаметру проверяют действительную скорость.

$$w = \frac{0.354 \cdot G}{d_{BH}^2 \cdot p}, \text{ м/с}, \quad (107)$$

$$w = \frac{0,354 \cdot 121,69}{0,267^2 \cdot 1000} = 1,0053(\text{м/с}).$$

### 3.2.2.Определение диаметра трубопровода и скорость сырой воды

Согласно [6],

$$d_{BH} = \sqrt{0.354 \cdot 2,9016 / (1 \cdot 1000)} = 0,032(\text{м}),$$

где G- расход среды, протекающий по трубопроводу, м<sup>3</sup>/ч;

$$G=G_{ив}=0,806 \text{ кг/с}=2,9016 \text{ м}^3/\text{ч}$$

W-рекомендуемая скорость, м/с; W=1 м/с,

p- плотность воды, p=1000 кг/м<sup>3</sup>.

После определения внутреннего диаметра трубопровода подбирают трубопроводы, соответствующие протекающей среде, с диаметром наиболее близким к вычисленному. В нашем случае он равен 38х3 мм. По окончательно выбранному диаметру проверяют действительную скорость.

$$w = \frac{0,354 \cdot 2,9016}{0,032^2 \cdot 1000} = 0,943(\text{м/с}).$$

#### 4. Расчет установки подготовки исходной воды

Известно, что важнейшей характеристикой пресной воды является её жесткость. Под жесткостью понимают количество миллиграмм-эквивалентов ионов кальция или магния в 1 л воды. 1 мг экв/л жесткости соответствует содержанию 20,04 мг  $\text{Ca}^{2+}$  или 12,16 мг  $\text{Mg}^{2+}$ .

По степени жесткости питьевую воду делят на очень мягкую (0 – 1,5 мг экв/л), мягкую (1,5 – 3 мг экв/л), средней жесткости (3 – 6 мг экв/л), жесткую (6 – 9 мг экв/л) и очень жесткую (более 9 мг экв/л). Наилучшие вкусовые свойства имеет вода с жесткостью 1,6 – 3,0 мг экв/л, а, согласно СанПиН 2.1.4.1116–02, физиологически полноценная вода должна содержать солей жесткости на уровне 1,5 – 7 мг экв/л. Однако при жесткости воды выше 4,5 мг экв/л происходит интенсивное накопление осадка в системе водоснабжения и отопления, нарушается работа бытовых приборов. Обычно умягчение проводят до остаточной жесткости 1,0 – 1,5 мг экв/л, что соответствует зарубежным нормативам по эксплуатации бытовой техники. Вода, имеющая жесткость ниже 0,5 мг экв/л является коррозионно-активной по отношению к трубам и котлам, способна вымывать отложения в трубах, накапливающиеся при долгом застаивании воды в системе водоснабжения. Это влечет за собой появление неприятных запаха и вкуса воды [9].

Умягчение воды катионного обмена основан на явлении ионного обмена, сущность которого состоит в способности ионообменных материалов или ионитов поглощать из воды положительные ионы в обмен на эквивалентное количество ионов катионита. Каждый катионит имеет определенную обменную емкость, выражающуюся количеством катионов, которые катионит может обменивать в течение фильтроцикла. Емкость катионного обмена измеряется в грамм-эквивалентов задержанных катионов на катион 1м<sup>3</sup>, расположенный в набухшем (рабочее) состояние после того, как в воде, то есть в состоянии, в котором катион в фильтрате. Есть полная и рабочая обменная емкость катионита. Суммарная мощность называется

количество катионов кальция и магния, который может содержать 1 м<sup>3</sup> катион, в рабочем положении, до точки, где жесткость фильтрата по сравнению с первоначальной жесткости воды. Работоспособность катионообменной называется количество катионов  $\text{Ca}^{+2}$  и  $\text{Mg}^{+2}$ , которая задерживает 1м<sup>3</sup> катион до "прорыва" в катионов твердости фильтрата. Обмен емкости, отнесенной к общему объему катионита, загруженного в фильтр, называемый емкость поглощения.

При прохождении воды сверху вниз через слой катиона происходит его размягчение, заканчиваясь на определенной глубине. Катион слой, смягчает воду, называемый рабочий слой или зона умягчения. Дальнейшая фильтрация воды истощены верхние слои емкости обмена катионов и потерять. Ионообменная ввода нижние слои катионов и размягчения зоны постепенно снижается. Через какое-то время, есть три области: рабочий, измученный и свежий катион. Жесткость фильтрата будет постоянной до тех пор сочетание нижней границы зоны умягчения на нижний слой катионита. В то время комбинации начинается "прорыв" катионов  $\text{Ca}^{+2}$  и  $\text{Mg}^{+2}$  и увеличение остаточной жесткости, пока она не станет равной твердости сырой воды, что указывает на полное истощение катиона.

Об истощении работоспособности катионообменной она регенерируется, т.е. восстановить истощенную обменную емкость ионита путем пропускания раствора соли.

Технология для умягчения воды широко используют ионообменные смолы, которые специально синтезированный полимер вещества, нерастворимые в воде, содержащие в своем составе кислотные ионогенные группы  $\text{SO}_3\text{Na}$  (сильнокислой катионообменной). Ионообменные смолы делятся на гетеропористые, макропористые и изопористые.

Гетеропористые дивинилбензола смола на основе характеризуется гелевидной гетерогенный характер структуры и малые размеры пор. Макропористый имеют губчатую структуру и корпеть над размером молекул. Изопористые имеют однородную структуру и полностью состоит из смолы,

поэтому их обменная способность выше, чем у предыдущих смол.

Катион Качество характеризуется их физическими свойствами, химической и термической стабильности, замена емкости и рабочих др. Физические свойства катион зависят от их фракционного состава, механической прочностью и объемной плотностью (набухание). Дробное (или зерна) состав характеризует эксплуатационные свойства катионитов. Она определяется ситовым анализом. При этом учитывается средний размер частиц, степень однородности и количества частиц пыли в негодность.

Вот некоторые характеристики катионообменников. Среди сильно кислотных катионитов отечественного производства, разрешенных к применению для питьевой воды, то можно выделить КУ-2–8ЧС. Его Осадок, полученный сульфированием сополимер стирола с 8% дивинилбензола. КУ-2–8ЧС.

По внешнему виду - сферический зерна от желтого до коричневого цвета, размер 0,4-1,25 мм, удельный объем которого составляет не более 2,7 см<sup>3</sup> / г. Полная статическая обменная емкость, по меньшей мере, 1,8 г ÷ экв / л, мин, динамическая емкость обмена с полной регенерации по крайней мере 1,6 г ÷ экв / л.

Процесс умягчения воды на катионной фильтра состоит из следующих последовательных этапов: фильтрации воды через слой катионита до тех пор, пока не достигнет предельно допустимой твердости фильтрата (скорость фильтрации в диапазоне 10 ... 25 м / час); обратная промывка катионов слой восходящим смягченную воду, отходы или вернуть отмывных воды (расход 3 ... 4 л / (см 2)); понижение воды подушки, чтобы избежать разбавления регенерирующего раствора; регенерации катионов путем фильтрации соответствующее решение (скорость фильтрации . 8 ... 10 м / ч) при регенерации, как правило, проводят приблизительно 2h, из которых взрыхляющий - 10 ... 15, для фильтрации регенерирующего раствора - 25 ... 40, полоскание - 30 ... 60 мин.

На практике один проход ограниченных солей жесткости в

деминерализованной воде ÷ 0,20 мг экв / л или в два раза - при низкой жесткости ÷ 0,05 мг экв / л.

Важным фактором при построении системы очистки воды является режим своей будущей работы.

Очевидно, что, если анализ воды выполняется, срок службы фильтра будет производиться медленнее, чем в случае достаточно длительного и непрерывного анализа (как это часто бывает в промышленных применениях).

Только четкое понимание этого фактора, в сочетании с наличием анализа исходной воды и правильно сформулировать требования к качеству воды на выходе и производительность системы, что позволяет правильно установить параметры оборудования для очистки воды, а именно регенерации период.

В большинстве все вышесказанное относится к регенерируемого типа фильтров осадком. Специфика этого типа систем является то, что они требуют находящийся в режиме ожидания периодически в своей работе, которая выполняется в процессе регенерации, Фильтрующая среда имеет эффективность регенерации. В зависимости от условий эксплуатации системы различают следующие два режима работы: прерывистый и непрерывный.

Прерывистый режим работы.

При прерывистом режиме работы предполагается, что в технологическом цикле (желательно ежесуточно) есть достаточный перерыв для осуществления регенерации системы. При этом при построении системы возможно применение регенерируемых фильтров того или иного типа, работающих в одиночном (SINGLE) режиме.

SINGLE - это такой режим, при котором фильтр состоит из одного корпуса с одним блоком управления. Регенерация производится через определенные промежутки времени (определяется по расходу воды или по таймеру) в заданное время суток (как правило ночью). Во время регенерации разбор воды нежелателен, так как на выход будет поступать неочищенная



вода (поток воды на выходе не блокируется специально в целях пожарной безопасности).



Рис.7

Фильтр SINGLE

Непрерывный режим работы.

Однако существует множество применений, где критичным фактором является непрерывность подачи очищенной воды. В этом случае, в зависимости от величины расхода, которую необходимо обеспечить, и режима эксплуатации установки водоподготовки применяют несколько схем построения системы.

TWIN - система из двух параллельных фильтров с одним блоком управления. Фильтры работают по очереди. Регенерация производится по мере необходимости. При этом фильтр, находившийся в работе становится на регенерацию, а вместо него включается фильтр, находившийся в режиме ожидания. После окончания регенерации первый фильтр переходит в состояние ожидания. В дальнейшем процесс циклически повторяется. Система обеспечивает такую же производительность, как и одиночная, но непрерывно.



Рис. 8

DUPLEX - система из Фильтр TWIN

двух

фильтров, включенных параллельно, с двумя блоками управления. Фильтры работают одновременно, обеспечивая двойную производительность. Регенерация каждого из фильтров производится поочередно по мере необходимости. В момент регенерации работает только один из фильтров, поэтому на время цикла промывки производительность падает в два раза.



Рис. 9

#### Фильтр DUPLEX

TRIPLEX - система из трех фильтров, включенных параллельно, с тремя блоками управления. Два фильтра из трех находятся в работе постоянно, обеспечивая двойную производительность, а третий фильтр находится в режиме регенерации или ожидания. В момент истощения одного из работающих фильтров он становится на регенерацию, а вместо него включается резервный фильтр. В дальнейшем процесс циклически повторяется. Двойная производительность обеспечивается постоянно.

Системы SINGLE находят наибольшее применение в бытовых и небольших коммерческих системах. Системы непрерывного действия применяются, в основном, в крупных бытовых, коммерческих и промышленных приложениях. При этом система TWIN наиболее распространена в умягчительных установках непрерывного действия (в силу их изначально более высокой производительности), а системы DUPLEX и TRIPLEX в фильтровальных установках других типов (механическая очистка, окислительные и адсорбционные фильтры).

Фильтры для очистки воды засыпного типа. Устройство.

Фильтры засыпного типа - это именно те водоочистные устройства (как правило, автоматические), которые применяются для коттеджей, коммерческих и производственных целей, а режим разбора воды предполагает довольно существенные нагрузки на фильтр.

Все фильтры для очистки воды засыпного типа, не зависимо от компании производителя и своего предназначения, принципиально устроены практически одинаково.

Такой фильтр состоит из следующих основных составляющих:

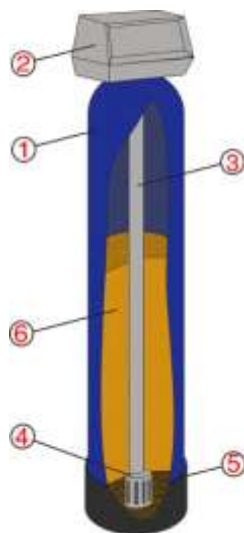


Рис. 10

1-корпус;  
2-блок управления;  
3-распределительный  
стояк; 4-распределитель;  
5-гравий;  
6-фильтрующая засыпка

Корпус (1) фильтра изготавливается, как правило, из стеклопластика, иногда из нержавеющей стали. За рубежом "нержавейка" считается дорогим и тяжелым материалом и применяется в основном в специальных случаях (например, медицина).

По форме корпус представляет собой полый цилиндр с куполообразными верхом и дном. Такая форма обеспечивает оптимальные гидравлические характеристики работы фильтра. Для остойчивости в нижней части используется специальное кольцевое основание. В верхней части корпуса прорезается горловина, через которую осуществляется сборка и засыпка фильтра. В корпусах большого размера подобная горловина делается и снизу, чтобы облегчить сборку и ремонт фильтра. При эксплуатации нижняя горловина закрывается специальной заглушкой. В корпусе фильтра в разных местах могут прорезаться и другие технологические отверстия (например, специально для засыпки фильтрующей среды).

- Блок управления (2).

Блок управления (БУ) фильтром (2) представляет собой многоходовой клапан с соответствующим приводом (электромеханическим, гидравлическим или др.) и необходимой автоматикой (возможен вариант

исполнения с ручным управлением).

Назначение БУ - это своевременная инициализация процесса регенерации (восстановления фильтрующей способности) фильтра и осуществление последовательного переключения потоков воды внутри фильтра в соответствии с заданной программой.

Блок управления всегда имеет внешний порт для подсоединения линии неочищенной воды, внешний выходной порт, в который подается уже обработанная вода и внешний дренажный порт для периодического сброса накопленных загрязнений. Так устроены, например, блоки управления, предназначенные для установки на фильтрах без химической регенерации. Несколько сложнее устройство БУ, применяемых в фильтрах с химической регенерацией и имеющих дополнительный внешний порт для подачи регенерирующего раствора. В этом случае в комплект засыпного фильтра входит также бак для приготовления и хранения регенерирующего раствора (на рисунке не показан).

В зависимости от типа устройства, выдающего сигнал на начало регенерации, БУ делят на два основных типа.

Первый - это БУ с регенерацией по времени. В состав такого блока входит таймер (электронный или электромеханический), который через определенные промежутки времени выдает сигнал на начало регенерации. Такие блоки чаще применяются в фильтрах без химической регенерации.

Второй - это БУ с регенерацией по расходу. В состав такого блока входит расходомер (счетчик воды), который выдает сигнал на регенерацию после прохождения через фильтр определенного объема воды. Такие блоки на практике чаще применяются в фильтрах с химической регенерацией.

Гораздо реже встречаются БУ с регенерацией по параметру качества воды. В состав такого блока входит один или несколько датчиков. Их назначение - измерять один или несколько параметров воды на выходе системы и выдавать сигнал на регенерацию тогда, когда параметры

очищенной воды перестают удовлетворять заданным требованиям (например, увеличивается жесткость). Часто работой датчиков управляет микропроцессор. Понятно, что такие системы дороги и применяются практически только на крупных промышленных объектах. Как правило, блок управления устанавливается на верхней горловине корпуса фильтра (как на рисунке). Такая компоновка называется "верхней". В промышленных фильтрах большого размера нередко применяется компоновка Side-Mount, когда БУ устанавливается сбоку от фильтра.

Для реализации функции переключения потоков внутри фильтра БУ связан с уже упоминавшейся распределительной системой, в состав которой, в свою очередь, входят:

- Центральный распределительный стояк (3).

Центральный стояк (3) представляет собой трубу (как правило, из пластика), который устанавливается вертикально по центру корпуса фильтра. Его верхний конец (здесь речь идет о фильтрах из верхней части макета, как на рисунке) соединен с блоком управления, а второй - нижний фиксированный дозатором, часто называемого распределителем.

- Нижний распределитель (4).

Фильтры относительно небольшого нижнего клапана (4) представляет собой пластиковую "ручка" откалиброван с множеством прекрасных зазоров (щелей, показанных на рис намеренно широко. Обычно. Толщина сотен микрон). Цель нижнего дистрибьютора - распределить поток воды, проходящий через центральное стояка равномерно во всех радиальных направлениях, или, наоборот, "собирать" воду со всех направлений, перемещаясь вниз внутри фильтра и подачи его через центральный стояк к блок управления (2). Это делается для того, чтобы максимально использовать весь имеющийся объем фильтра (так что не образуется "мертвая зона").

В больших фильтрах, описанных выше и показанных на рисунке, и дистрибьютор не достаточно, то используют радиальные дистрибьюторам.

Для защиты нижней части распределителя, всегда закрытым слоем

специального наполнения, называемый "гравийной подложкой".

- Гравийная подложка (5).

Из названия видно, что для создания подложки (5) используется:

Специальная очищают, промывают и тщательно сортируются по распределению частиц по размерам гравия. Из-за однородного размера гравия подложки (5) "помогает" нижний распределитель (4) в своей работе, то есть равномерное распределение потока по всему поперечному сечению фильтра.

- Фильтрующая среда (6).

Если система распределения жилищного блока управления, субстрат можно сравнить с "телом" фильтра (она устроена во всех более или менее то же самое), фильтрующий материал - это, несомненно, его «душа», которая определяет индивидуальность каждый тип фильтра засыпного. Это из которых используется в фильтре, и фильтрующий материал, будет зависеть от его работы, то есть она представляет собой набор задач может решить такой фильтр, на котором он может работать воду, а некоторые нет, то некоторый тип регенерации (химический или безреагентной) следует использовать, и т.д. Он используется в фильтрующих материалов и большую часть "ноу-хау", используемых компаниями, работающими в области очистки воды.

Выбор типа наполнения - самой задачи не просто само по себе, в зависимости от ряда факторов, в первую очередь по результатам начальных исследований воды, т.е. его параметрами и задачами, которые будут достигнуты. Тем не менее, правильный выбор начинки - это полдела. Нам еще предстоит выбрать нужное количество этого, в зависимости от потребностей производительности фильтра, его размер, тип восстановления и физико-химических свойств фильтрующего материала. Это достигается грамотным "вычисление" фильтра. Расчет учитывает прохождение воды и скорость прохождения сигнала через фильтр в различных режимах, а также требуемую минимальную высоту засыпки слоя, и "расширение" объема фильтрующей среды, которая необходима для обеспечения обратной промывки, а также ряд других параметров. В зависимости от результатов расчета суммы заполнения

выбирается для каждого размера фильтра и надлежащим образом отрегулировать блок управления фильтром.

Следует также отметить, что заполнение может быть единственным компонентом, т.е. состоящий из одного типа фильтрующей среды, а также двух- и многокомпонентные, состоящий из нескольких типов фильтрующих сред. Кроме того, эти фильтрующие материалы в многокомпонентной начинки могут быть смешаны друг с другом или размещены в слоях. Используется и комбинации смешанных и многослойных начинками.

Само собой разумеется, что расчет развития, отбор и фильтр с многослойным засыпки является "лечение пилотажа вода", так как для эффективной работы такого фильтра необходимо не только, чтобы определить "совместимы" друг с другом наполнением, но и выбрать оптимальные количественные соотношения и оптимальные режимы работы.

Установка для приготовления сырой воды, предназначенной для режима безнапорного котлов, вспомогательного оборудования и тепловых сетей.

При использовании водогрейных котлов, работающих на водопроводной воды, которая ограничивается одной стадии в установке умягчения воды ХВО. Согласно [9], осуществляем расчет и подбор фильтра.

Нормальная скорость фильтрации воды через фильтр принимается обычно в пределах  $12 < W_{\phi} < 15 \text{ м/ч}$ , а максимальная скорость  $W_{\phi, \text{MAX}}$  до 25 м/ч. Следовательно, принимаем  $W_{\phi, \text{MAX}} = 25 \text{ м/ч}$ .

Расчетная площадь фильтрации определяется по формуле:

$$f_{P, \phi} = \frac{G_{XOB}}{W_{\phi, \text{MAX}}} \cdot 3,6, \quad (108)$$
$$f_{P, \phi} = \frac{0,6718}{25} \cdot 3,6 = 0,097 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Зная расчетную площадь фильтрации, можно определить расчетный минимальный диаметр фильтра:

$$d_{P, \phi} = \sqrt{\frac{4 \cdot f_{P, \phi}}{\pi}}, \quad (109)$$

$$d_{P,\Phi} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,097}{3,14}} = 0,351(м).$$

Исходя из условия  $d_{P,\Phi} \leq d_{\Phi}$ , выбираем к установке фильтр НТ-SSS1465-132(TWIN) с диаметром корпуса  $d_{\Phi} = 0,36м$  с фильтрующей загрузкой 2х100л и баком солерастворителем 200л. Тогда действительная скорость фильтрации воды в фильтре составит:

$$W_{\Phi} = \frac{G_{XOB}}{f_{\Phi}} \cdot 3,6, \quad (110)$$

$$W_{\Phi} = \frac{0,6718}{0,101} 3,6 = 23,7 (м/ч),$$

где  $f_{\Phi} = 0,101 м^2$  – площадь фильтрации выбранного стандартного фильтра.

Количество солей жесткости, подлежащих удалению в течение суток во второй ступени фильтра при условии, что жесткость воды на входе фильтр принята равной 2,6 мг-экв/кг, определится по формуле:

$$A = 2,6 \cdot G_{XOB} \cdot 3,6 \cdot 24, \quad (111)$$

$$A = 2,6 \cdot 0,6718 \cdot 3,6 \cdot 24 = 150,9 (мг-экв/кг).$$

Число регенераций фильтра в сутки составит:

$$R = \frac{A}{V_{\Phi} \cdot E}, \quad (112)$$

$$R = \frac{150,9}{0,1 \cdot 1700} = 0,88,$$

где  $V_{\Phi} = 0,1 м^3$  – объем фильтрующей загрузки.

$E = 1700 мг-экв/м^3$  – рабочая обменная способность фильтрующей загрузки (ионообменная смола КУ-2-8ЧС).

Межрегенерационный период работы составит:

$$\tau = \frac{24 \cdot n}{R} - 2, \quad (113)$$



$$\tau = \frac{24 \cdot 1}{0,088} - 2 = 25,03(\text{ ч}),$$

где  $n = 1$  – число работающих фильтров;

$2\text{ч}$  – время регенерации фильтра (15 минут – взрыхляющая промывка, 1 час 30 минут – регенерация, 15 минут – промывка).

Объем 7% раствора соли на одну регенерацию составит:

$$V_C = \frac{100 \cdot g_C}{7 \cdot \rho_{PC}}, \quad (114)$$

$$V_C = \frac{100 \cdot 120}{7 \cdot 1040} = 1,65 (\text{ м}^3),$$

где  $g_C = 120 \text{ г}/(\text{мг} - \text{экв})$  – удельный расход соли на регенерацию фильтров[9],

где  $\rho_{PC}$  – плотность насыщенного раствора соли при  $20^\circ\text{C}$ , которую при расчетах принимают  $\rho_{PC} = 1040 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Расход технической соли, требующейся для регенерации фильтра, за сутки и месяц составит:

$$G_{CUT} = \frac{R \cdot V_C}{0,965}, \quad G_{MEC} = G_{CUT} \cdot 30, \quad (115)$$

$$G_{CUT} = \frac{0,88 \cdot 1,65}{0,965} = 1,5 (\text{ кг}),$$

$$G_{MEC} = 1,5 \cdot 30 = 45 (\text{ кг}),$$

где 0,965 – содержание NaCl в технической соли в долях.

Объемы воды на регенерацию Na – катионитового фильтра складывается из расходов воды на взрыхляющую промывку  $V_{B3P}$ , на приготовление регенерационного раствора  $V_{PEГ}$ ,  $V_{OTM}$  – на отмывку катионита от продуктов регенерации, которые могут быть определены по соотношениям:

$$V_{B3P} = \frac{30 \cdot f_\Phi \cdot 15 \cdot 60}{1000}, \quad (116)$$

$$V_{PEГ} = \frac{V_C \cdot 100}{7 \cdot 1040}, \quad (117)$$

$$V_{OTM} = 4 \cdot V_{\Phi}, \quad (118)$$

$$V_{B3P} = \frac{30 \cdot 0,101 \cdot 15 \cdot 60}{1000} = 2,727 (м^3),$$

$$V_{PEГ} = \frac{1,65 \cdot 100}{7 \cdot 1040} = 0,022 (м^3),$$

$$V_{OTM} = 4 \cdot 0,1 = 0,4 (м^3),$$

где 30 – интенсивность взрыхления фильтрующей загрузки,  $(м^3/с)/м^2$ ;

15 – продолжительность взрыхления, мин;

7 – содержание NaCl в регенерационном растворе, %;

1040 – плотность 7 %-го раствора соли при температуре 20 °C,  $кг/м^2$ ;

4 – расход воды на отмывку 1  $м^3$  фильтрующей загрузк

## **5. Расчет и выбор оборудования**

### **5.1. Расчет и выбор оборудования котельной**

#### **5.1.1. Определение высоты дымовой трубы по условиям предельно допустимых концентраций вредных выбросов**

Дымовые трубы бывают кирпичные, железобетонные и стальные.

В котельной, как правило, устанавливают одну дымовую трубу, но при соответствующем обосновании могут устанавливать две и более.

Для автономных котельных дымовые трубы выполняют газоплотными, изготавливают из металла и, как правило, с наружной тепловой изоляцией для предотвращения образования конденсата и люками для осмотра и чистки.

Металлические дымовые трубы изготавливают из стальных листов толщиной 3—15 мм. Труба состоит из отдельных звеньев, соединенных между собой сварными швами. Ствол трубы устанавливают на плите, закрепленной на фундаменте. Для придания устойчивости на высоте, равной  $2/3H_{\text{тр}}$ , устанавливают растяжки из стальной проволоки диаметром 5—7 мм.

Стальные трубы сооружают высотой не более 40 м. Недостатком стальной трубы является ее ограниченный срок службы (не более 10 лет), а при сжигании высокосернистого топлива - сокращается до 5 лет.

Высота дымовых труб при искусственной тяге определяется в соответствии с «Указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» и «Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий». Высота дымовых труб при естественной тяге определяется на основании результатов аэродинамического расчета газовоздушного тракта и проверяется по условиям рассеивания в атмосфере вредных веществ. В случае использования в качестве резервного топлива твердого или жидкого расчет ведется для данных видов топлива.

Минимальное расчетное значение высоты дымовой трубы, м, по условиям предельно допустимых концентраций вредных выбросов в первом приближении определяется согласно [11] по формуле:

$$H_{TP}^{\min} = \sqrt{\frac{A \cdot F \cdot (M_{SO_2} \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot M_{NO_2} + \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{CO}} \cdot M_{CO} + \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_3} \cdot M_3)}{ПДК_{SO_2}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V_{TP} \cdot \Delta t}} \quad (161)$$

$$H_{TP}^{\min} = \sqrt{\frac{200 \cdot 1 \cdot (0 + \frac{0,05}{0,085} \cdot 1,735 + \frac{0,05}{1} \cdot 5,4 + 0)}{0,05}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{11,12 \cdot 119}} = 11,9(м),$$

где ПДК — предельная допустимая концентрация вредного вещества, мг/м<sup>3</sup>.

Значения ПДК различных вредных веществ представлены в табл. 8.1[11];

А-коэффициент, зависящий от метеорологических условий местности, определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосфере (А=240 для субтропической зоны Средней Азии; А=200 для Казахстана, Кавказа, Нижнего Поволжья, Сибири, Дальнего Востока; А=160 для районов Севера и Северо-Запада европейской части России, Среднего Поволжья, Урала и Украины; А=120 для Центральной европейской части России);

М<sub>SO<sub>2</sub></sub> - масса оксидов серы SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub> (в пересчете на SO<sub>2</sub>), выбрасываемых в атмосферу, г/с;

М<sub>NO<sub>2</sub></sub> - масса оксидов азота (в пересчете на NO<sub>2</sub>), выбрасываемых в атмосферу, г/с;

М<sub>CO</sub>- масса оксида углерода, выбрасываемой в атмосферу, г/с;

М<sub>3</sub> - масса летучей золы, г/с.

V- объемный расход удаляемых продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta t = 149 - 30 = 119$  (°C) - разность между температурой выбрасываемых газов и температурой атмосферного воздуха, под которой понимается средняя температура самого жаркого месяца в полдень, °C, по климатологическим данным;

F - коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе (для газообразных примесей F=1, для пыли при степени улавливания более 90 % F=2, менее 90 % -2,5); Z-число дымовых труб

Масса оксидов азота  $M_{NO_2}$ , г/с, определяется, согласно [11], по следующей формуле:

$$M_{NO_2} = \beta_1 K B_P Q_H^P \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) (1 - \beta_2 r) \beta_3, \quad (162)$$

$$M_{NO_2} = 0,85 \cdot 0,1 \cdot 0,1414 \cdot 36,09 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 0,433 \times 4 = 1,735 (\text{г/с}),$$

где  $\beta_1$ -безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние качества сжигаемого топлива и способа шлакозолоудаления на выход оксидов азота, принимается по табл. 8.2 [11];

r-степень рециркуляции продуктов сгорания в процентах расхода дутьевого воздуха, при отсутствии рециркуляции r=0;

$\beta_2$ -коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих продуктов сгорания в зависимости от условий подачи их в топку, принимается по табл. 8.3[11];

$\beta_3$ -коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок принимается равным 1, для прямоточных - 0,85);

K-коэффициент, характеризующий выход оксидов азота на 1 ГДж теплоты сожженного условного топлива, кг/ГДж, определяемый по графикам рис. 8.5 и 8.6 [11] для различных видов топлива в зависимости от номиналь-

ной нагрузки котлов. При нагрузках, отличающихся от номинальной, коэффициент  $K$  следует умножить на  $(Q_{\text{ф}}/Q_{\text{н}})^{0,25}$  или на  $(D_{\text{ф}}/D_{\text{н}})$ , где  $Q_{\text{ф}}$  и  $Q_{\text{н}}$  – фактическая и номинальная мощность, МВт;  $D_{\text{ф}}$  и  $D_{\text{н}}$  – номинальная и фактическая паропроизводительность, т/ч;

$B_p$  – расход топлива всеми работающими котлами, кг/с или м<sup>3</sup>/с;

$Q_H^p$  – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг, МДж/м<sup>3</sup>;

$q_4$  – потери теплоты с механическим недожогом, принимаются для каждого конкретного топочного устройства по его паспорту или в первом приближении можно принять: для ручных колосниковых решеток – 4,5–9 %; для шахтных топок для сжигания дров – 1 %; для сжигания торфа – 2 %; для топок с шурующей планкой – 7–9 %; для топок с пневмомеханическим забрасывателем и решеткой с поворотными колосниками – 7–10 %, для топки с цепной решеткой прямого хода – 5–6 %, обратного хода – 6–9 %.

Масса оксида углерода  $M_{\text{CO}}$ , г/с, выбрасываемая в атмосферу, определится согласно [11] как:

$$M_{\text{CO}} = C_H B_p \beta \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (163)$$

$$M_{\text{CO}} = 9,6 \cdot 0,1414 \cdot 1 \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 1,35 \times 4 = 5,4 (\text{г/с}),$$

где  $C_H$  – коэффициент, характеризующий выход СО при сжигании топлива (табл. 8.4)[11];

$\beta$  – поправочный коэффициент, учитывающий влияние режима горения на выход СО (при нормативных значениях коэффициента избытка воздуха на выходе из топки принимается ( $\beta = 1$ );

$q_4$  – потери теплоты от механической неполноты сгорания,

$B_p$  – расход топлива, кг/с или м<sup>3</sup>/с.

Диаметр устья дымовой трубы  $D_{TP}^y$ , м, определится:

$$D_{TP}^y = \sqrt{\frac{4V_{TP}}{\pi w_{BЫX}}}, \quad (164)$$

$$D_{TP}^y = \sqrt{\frac{4 \cdot 11,12}{3,14 \cdot 20}} = 0,82(м),$$

где  $V_{TP}$  - объемный расход продуктов сгорания через трубу от всех работающих котлов при температуре их в выходном сечении, м<sup>3</sup>/с (охлаждение продуктов сгорания в дымовой трубе не учитывается):

$$V_{TP} = \frac{BnV_0(t_{yx} + 273)}{273}, \quad (165)$$

$$V_{TP} = \frac{0,1414 \cdot 4 \cdot 12,724(149 + 273)}{273} = 11,12(м^3 / с),$$

где  $B$  - расход топлива одним котлом, кг/с или м<sup>3</sup>/с;

$n$  - число установленных котлов;

$V_0$  - суммарный объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>, получающийся при сжигании 1 кг твердого или 1 м<sup>3</sup> газа;

$t_{yx}$  - температура уходящих газов за котлами, °С;

$w_{BЫX}=20$  м/с - скорость продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы (принимается 12-20 м/с для искусственной тяги и 6-12 м/с - для естественной).

Для вычисления уточненной высоты дымовой трубы определяем значения коэффициентов  $f$  и  $v_M$ :

$$f = 10^3 \frac{w_{BЫX}^2 D_{TP}^y}{(H_{TP}^{min})^2 \Delta t}; \quad (166)$$

$$f = 10^3 \frac{20^2 \cdot 0,82}{11,9^2 \cdot 119} = 19,46;$$

$$v_M = 0,65 \sqrt{\frac{V_{TP} \Delta t}{H_{TP}^{\min}}}, \quad (167)$$

$$v_M = 0,65 \sqrt{\frac{11,12 \cdot 119}{11,9}} = 6,85,$$

где  $\Delta t = 149 - 30 = 119$  (°C) - разность температуры выбрасываемых газов и температуры наружного воздуха самого жаркого месяца в полдень.

Значение коэффициента  $m$  в зависимости от параметра  $f$ :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}, \quad (168)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{19,46} + 0,34\sqrt[3]{19,46}} = 0,457.$$

Безразмерный коэффициент  $n$  в зависимости от параметра  $v_M$ :

при  $v_M < 0,3$   $n = 3$ ;

при  $0,3 < v_M < 2$   $n = 3 - \sqrt{(v_M - 0,3)(4,36 - v_M)}$ ;

при  $v_M > 2$   $n = 1$ .

Минимальную допустимую высоту дымовой трубы во втором приближении определяют:

$$H_{TP1}^{\min} = H_{TP}^{\min} \sqrt{mn}, \quad (169)$$

$$H_{TP1}^{\min} = 11,9 \sqrt{0,457 \cdot 1} = 8,05(м).$$

Аэродинамическое сопротивление дымовой трубы определяют следующим образом.



Скорость продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы  $w_{\text{ВЫХ}}$  принимают равной значению, принятому в расчете минимально допустимой высоты трубы.

Определяют уменьшение температуры продуктов сгорания на 1 м трубы из-за их охлаждения, °С:

для стальных нефутерованных труб  $\Delta t = 3,6 / \sqrt{D}$ ,

где  $D$  — паропроизводительность всех котлов, кг/с.

В случае использования водогрейных котлов вместо  $D$  подставляется  $Q/2,5$ , где  $Q$  — общая теплопроизводительность котлов, МВт.

$$\Delta t = 3,6 / \sqrt{\frac{4Q}{2,5}}, \quad (170)$$

$$\Delta t = 3,6 / \sqrt{\frac{4 \cdot 4,652}{2,5}} = 1,3(^{\circ}\text{C}).$$

Температура продуктов сгорания на выходе из трубы, °С:

$$t_{\text{ВЫХ}} = t_{\text{УХ}} - \Delta t, \quad (171)$$

$$t_{\text{ВЫХ}} = 149 - 1,3 = 147,7(^{\circ}\text{C}),$$

где  $t_{\text{УХ}}$  - температура уходящих газов за котлами, °С.

Диаметр основания трубы согласно [11], м:

$$D_{\text{ТР}}^{\text{ОСН}} = 2H_{\text{ТР}}i + D_{\text{ТР}}^{\text{У}}, \quad (172)$$

$$D_{\text{ТР}}^{\text{ОСН}} = 0,82 \text{ м}$$

где  $i = 0,02-0,03$  - конусность железобетонных и кирпичных труб; для стальных труб  $i = 0$ ;  $D_{\text{ТР}}^{\text{У}}$  - диаметр устья трубы

Средний диаметр дымовой трубы, м:

$$D_{CP} = 0,5(D_{TP}^{OCH} + D_{TP}^y), \quad (173)$$

$$D_{CP} = 0,82(м).$$

Средняя температура дымовых газов в трубе согласно [11], °C:

$$t_{CP} = 0,5(t_{yx} + t_{BbIX}), \quad (174)$$

$$t_{CP} = 0,5(149 + 147,7) = 148,35(^{\circ}C).$$

Площадь сечения дымовой трубы, рассчитанная по среднему диаметру согласно [11], м<sup>2</sup>:

$$F_{CP} = 0,785D_{CP}^2, \quad (175)$$

$$F_{CP} = 0,785 \cdot 0,82^2 = 0,53(м^2).$$

Средняя скорость газов в дымовой трубе, м/с:

$$w_{CP} = \frac{V_{TP}(t_{CP} + 273)}{F_{CP} 273}, \quad (176)$$

$$w_{CP} = \frac{11,12(148,35 + 273)}{0,53 \cdot 273} = 32,38(м/с),$$

где  $V_{TP}$  - объем дымовых газов на выходе за котлами, м<sup>3</sup>/с;

$t_{CP}$  - температура уходящих газов за котлами, °C (90).

Принимаем по СНиП II-35-76\* «Котельные установки» стальную дымовую трубу со следующими характеристиками:  $H_{TP}=30м$ ,  $D_y=1,2м$ .

Средняя плотность дымовых газов в трубе согласно [11], кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{CP} = \frac{273}{t_{CP} + 273} \rho_0, \quad (177)$$

$$\rho_{CP} = \frac{273}{148,35 + 273} 1,34 = 0,868 (\text{кг} / \text{м}^3),$$

где  $\rho_0 = 1,34 \text{ кг/м}^3$  - плотность дымовых газов среднего состава при нормальных физических условиях.

Потери давления на трение в дымовой трубе согласно [11], Па :

$$\Delta h_{\text{ТРЕН}}^{\text{ДТ}} = \lambda \frac{W_{\text{ТР}}^2 H_{\text{ТР}}}{2 D_{\text{CP}}}, \quad (178)$$

$$\Delta h_{\text{ТРЕН}}^{\text{ДТ}} = 0,02 \frac{20^2 \cdot 30}{2 \cdot 1,2} = 100 (\text{Па}),$$

где  $\lambda$  - значение коэффициента трения, для кирпичных труб и каналов принимается 0,04, для железобетонных труб - 0,035, для металлических труб - 0,02.

Потери давления на выходе из дымовой трубы согласно [11], Па:

$$\Delta h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ДТ}} = 1,1 \frac{\rho_{CP} \cdot w_{\text{ВЫХ}}^2}{2}, \quad (179)$$

$$\Delta h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ДТ}} = 1,1 \frac{0,868 \cdot 20^2}{2} = 190,96 (\text{Па}).$$

Суммарные потери давления в дымовой трубе согласно [11], равны:

$$\Delta h^{\text{ДТ}} = \Delta h_{\text{ТРЕН}}^{\text{ДТ}} + \Delta h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ДТ}}, \quad (180)$$

$$\Delta h^{\text{ДТ}} = 100 + 190,96 = 290,96 (\text{Па})$$

### 5.1.2. Расчет газоздушного тракта

Целью аэродинамического расчета является определение площади сечения воздуховодов, подбор дымососа и дутьевого вентилятора по

давлению и расходу воздуха. Расчет ведется только для одного котельного агрегата, так как для остальных расчет ведется аналогично.

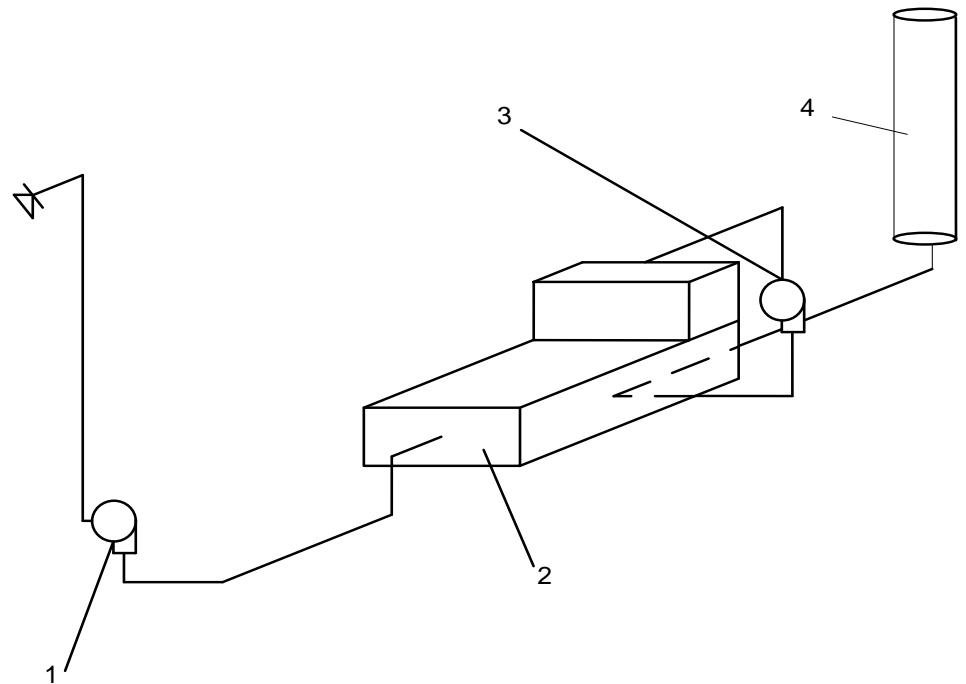


Рис. 15

Аксонметрическая схема газоздушного тракта КА

1 – дутевой вентилятор; 2 – котел; 3 – дымосос; 4 – дымовая труба.

#### 5.1.2.1. Расчет воздушного тракта

Принимаем теоретический объем воздуха на горение из формулы

$$V^0 = 9,58426 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Задаем скорость воздуха в воздуховоде ( $\omega = 6 \dots 10 \text{ м/с}$ ).

$$V_{\Sigma} = n \cdot V_{2Г}, \quad (181)$$

где  $n=1$  – количество котлов в системе;

$V_{2r} = 12,724 \text{ м}^3 / \text{с}$  – полный объем продуктов сгорания после второй конвективной поверхности нагрева, принимаем из таблицы 4.

$$V_{\Sigma} = 4 \cdot 12,724 = 50,896 (\text{м}^3 / \text{с}).$$

Определяем действительный расход воздуха согласно [11]:

$$V_B = B_p \cdot V^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T) \cdot \frac{t_B + 273}{273}, \quad (182)$$

$$V_B = 0,1414 \cdot 9,58426 \cdot (1,05 - 0,05) \frac{30 + 273}{273} = 1,5 (\text{м}^3 / \text{с}),$$

где:  $B_p = 0,1414 \text{ м}^3 / \text{с}$  – расчетный расход топлива;

$\alpha_T = 1,05$  – коэффициент избытка воздуха на выходе из топки;

$\Delta\alpha_T = 0,05$  – расчетное значение присосов воздуха в топку и газоходы котла.

Определяем площадь сечения воздуховода на первом участке:

$$f = \frac{V_B \cdot B_p (273 + t_B)}{\omega \cdot 273}, \quad (183)$$

$$f_{P1}^1 (\omega = 6 \text{ м} / \text{с}) = \frac{1,5 \cdot 0,1414 \cdot (273 + 30)}{6 \cdot 273} = 0,04 (\text{м}^2),$$

$$f_{P2}^1 (\omega = 10 \text{ м} / \text{с}) = \frac{1,5 \cdot 0,1414 \cdot (273 + 30)}{10 \cdot 273} = 0,023 (\text{м}^2).$$

По справочнику проектировщика [12] принимаем площадь сечения воздуховода, исходя из полученных выше значений  $f_{д1} = 0,04 \text{ м}^2$ .

Внутренний размер воздуховода  $200 \times 200 \text{ мм}$ .

Согласно [11], пересчитываем действительную скорость:

$$\omega_{д1} = \frac{V_B \cdot B_p (273 + t_B)}{f_{д1} \cdot 273}, \quad (184)$$

$$\omega_{Д1} = \frac{1,5 \cdot 0,1414 \cdot (273 + 30)}{0,04 \cdot 273} = 5,9 (м / с) .$$

Определяем потери напора на трение:

$$\Delta h_{TP1} = \lambda \cdot \frac{\ell}{d_1} \cdot \frac{\omega_{Д1}^2}{2} \cdot \rho, \quad (185)$$

$$\Delta h_{TP1} = 0,02 \cdot \frac{28,5}{0,2} \cdot \frac{5,9^2}{2} \cdot 1,17 = 58 (Па) ,$$

где  $\lambda = 0,02$  – коэффициент сопротивления;

$\ell = 28,5 м.$  – длина участка;

$$d_1 = \frac{2AB}{A+B} ; \quad (186)$$

$$d_1 = \frac{2 \cdot 200 \cdot 200}{200 + 200} = 200 \text{ мм} = 0,2 \text{ м} - \text{внутренний диаметр канала};$$

$$\rho = \frac{353}{t_B + 273} ; \quad (187)$$

$$\rho = \frac{353}{30 + 273} = 1,17 \text{ кг} / \text{м}^3 - \text{плотность воздуха, при данной}$$

температуре.

Определим местные потери, коэффициенты  $\xi$  принимаем по [11]:

$$\Delta h_{M1} = \Sigma \xi \cdot \frac{\omega_{Д1}^2}{2} \cdot \rho, \quad (188)$$

$$\Delta h_{M1} = 0,9 \cdot \frac{5,9^2}{2} \cdot 1,17 = 18,3 (Па) .$$

Таблица 16- Коэффициенты местных сопротивлений

| Местные сопротивления          | $\xi$ | $\Sigma\xi$ |
|--------------------------------|-------|-------------|
| 1. Отвод на $90^\circ$ , 6 шт. | 0,15  | 0,9         |

Определяем общее давление в сети:

$$\Delta h_{\Sigma 1} = \Delta h_{TP1} + \Delta h_{M1} + 1300 + 142, \quad (189)$$

где 1300 Па – сопротивление воздушного тракта;

142 Па – сопротивление воздухозаборной решетки (АНР 800x500), принимаемое по [12].

$$\Delta h_{\Sigma 1} = 58 + 18,3 + 1300 + 142 = 1518,3 \text{ Па}.$$

Определяем расчетное полное давление:

$$H_{P1}^{\Pi} = \beta_H \cdot \Delta h_{\Sigma}, \quad (190)$$

где  $\beta_H = 1,1$  - коэффициент запаса.

$$H_{P1}^{\Pi} = 1,1 \cdot 1518,3 = 1670,13 (\text{Па}).$$

Подбор дутьевых вентиляторов.

Определяем расчетное полное давление, приведенное в заводской температуре:

$$H_{P1}^3 = H_{P1}^{\Pi} \cdot \frac{t_B + 273}{t_3 + 273}, \quad (191)$$

где  $t_3 = 30^\circ \text{C}$  – температура воздуха, нагнетаемого дутьевым вентилятором.

$$H_{P1}^3 = 1670,13 \cdot \frac{30 + 273}{30 + 273} = 1670,13 (\text{Па}).$$

Определяем производительность вентилятора:

$$V_B = B_P \cdot V^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T) \cdot \frac{t_B + 273}{273} \cdot B_{II}, \quad (192)$$

$$V_B = 0,1414 \cdot 9,58426 \cdot (1,05 - 0,05) \cdot \frac{30 + 273}{273} \cdot 1,05 = 1,575 (\text{м}^3 / \text{с}),$$

$V_B = 1,575 \text{ м}^3 / \text{с}$  – производительность;

$H_{P1}^3 = 1670,13 \text{ Па}$  – напор.

По производительности и напору дутьевой вентилятор соответствует установленному на горелочном устройстве.

#### 5.1.2.2 Расчет газового тракта котла

Расчет газового тракта котла ведем аналогично расчету воздушного тракта.

Полный объем продуктов сгорания после второй поверхности нагрева принимаем из таблицы :

$$V_{2Г} = 12,724 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Задаем скорость воздуха в газоходе ( $\omega = 6 \dots 10 \text{ м} / \text{с}$ ).

Определяем площадь сечения газохода на втором участке:

$$f_{P1}^2 (\omega = 6 \text{ м} / \text{с}) = \frac{V_{2Г} \cdot B_P (273 + t_{Г})}{\omega \cdot 273}, \quad (193)$$

$$f_{P1}^2 (\omega = 6 \text{ м} / \text{с}) = \frac{12,724 \cdot 0,1414 \cdot (273 + 149)}{6 \cdot 273} = 0,46 (\text{м}^2),$$

$$f_{P2}^2 (\omega = 10 \text{ м} / \text{с}) = \frac{V_{2Г} \cdot B_P (273 + t_{Г})}{\omega \cdot 273}, \quad (194)$$



$$f_{P2}^2(\omega = 10 \text{ м/с}) = \frac{12,724 \cdot 0,1414 \cdot (273 + 149)}{10 \cdot 273} = 0,28 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $t_r = 149 \text{ }^\circ\text{C}$  – температура дымовых газов.

По справочнику проектировщика [12] принимаем площадь сечения газохода, исходя из полученных выше значений  $f_{D2} = 0,4 \text{ м}^2$ .

Внутренний размер газохода  $500 \times 800 \text{ мм}$ .

Пересчитываем действительную скорость:

$$\omega_{D2} = \frac{G_B \cdot B_P (273 + t_B)}{f_{D2} \cdot 273}, \quad (195)$$

$$\omega_{D2} = \frac{12,724 \cdot 0,1414 \cdot (273 + 149)}{0,4 \cdot 273} = 7 \text{ (м/с)}.$$

Определяем потери напора на трение:

$$\Delta h_{TP2} = \lambda \cdot \frac{\ell}{d_2} \cdot \frac{\omega_{D2}^2}{2} \cdot \rho, \quad (196)$$

$$\Delta h_{TP2} = 0,02 \cdot \frac{39}{0,6} \cdot \frac{7^2}{2} \cdot 0,868 = 27,6 \text{ (Па)}$$

где  $\lambda = 0,02$  – коэффициент сопротивления,

$\ell = 39 \text{ м}$  – длина участка,

$$d_2 = \frac{2AB}{A+B} = \frac{2 \cdot 500 \cdot 800}{500 + 800} = 0,6 \text{ м} – \text{внутренний диаметр канала.}$$

Плотность воздуха, при данной температуре:

$$\rho = \frac{353}{t_r + 273}; \quad (197)$$

$$\rho = \frac{353}{149 + 273} = 0,868 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Определим местные потери:

$$\Delta h_{M2} = \Sigma \xi \cdot \frac{\omega_{D2}^2}{2} \cdot \rho, \quad (198)$$

$$\Delta h_{M2} = 0,85 \cdot \frac{7^2}{2} \cdot 0,868 = 18 \text{ (Па)}.$$

Таблица 17- Коэффициенты местных сопротивлений

| Местные сопротивления        | $\xi$ | $\Sigma \xi$ |
|------------------------------|-------|--------------|
| 1. Внезапное сужение         | 0,25  | 0,85         |
| 3. Поворот на $90^0$ , 4 шт. | 0,15  |              |

Определяем общее давление в сети:

$$\Delta h_{\Sigma 2} = \Delta h_{TP2} + \Delta h_{M2} + 221, \quad (199)$$

$$\Delta h_{\Sigma 2} = 18 + 27,6 + 221 = 266,6 \text{ (Па)}$$

где 221 Па – сопротивление газового тракта.

Определяем расчетное полное давление:

$$H_{P2}^{\Pi} = \beta_H \cdot \Delta h_{\Sigma}, \quad (200)$$

$$H_{P2}^{\Pi} = 1,1 \cdot 266,6 = 293,26 \text{ (Па)}$$

где  $\beta_H = 1,1$  – коэффициент запаса.

Подбор дымососов.

Определяем расчетное полное давление, приведенное в заводской температуре:

$$H_{P2}^3 = H_{P2}^{\Pi} \cdot \frac{t_{\Gamma} + 273}{t_3 + 273}, \quad (201)$$

$$H_{P2}^3 = 293,26 \cdot \frac{149 + 273}{200 + 273} = 261,64 (Па)$$

$t_3 = 200^0 C$  – принимаем из [6].

Определим производительность дымососа:

$$V_{\Gamma} = B_{\Pi} \cdot \frac{V_{\Gamma} \cdot B_{\Pi} \cdot (t_{\Gamma} + 273)}{273}, \quad (202)$$

$$V_{\Gamma} = 1,05 \cdot \frac{12,724 \cdot 0,1414 \cdot (149 + 273)}{273} = 2,92 (м^3 / с),$$

где  $g_B = 2,92 м^3 / с$  – производительность.

$H_{P2}^3 = 261,64 Па$  – напор.

По производительности и напору из [6] подбираем дымосос ДН–9 (с электродвигателем 4А – 160S4, мощностью 15 кВт).

## **6. Автоматизация**

Автоматизацией механизированного производства называют управление машинами, механизмами и установками, а также контроль за их работой с помощью специальных устройств (измерительных приборов, автоматических регуляторов и вычислительных машин) при ограниченном участии человека или без него. Теплоэнергетика, отличающаяся широкой механизацией технологических процессов, высокими параметрами рабочей среды, требованиями к точности их регулирования, а также наличием собственного источника энергии, является той областью науки и техники, где постоянно находят приложение методы теории и новые технические средства автоматического управления.

В соответствии с определением, "автоматизированная система управления" (АСУ) - человеко-машинная система, обеспечивающая автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой для оптимизации управления в различных сферах человеческой деятельности.

Основное назначение АСУ котельной - обеспечение оптимального использования материальных и трудовых ресурсов для надежного и качественного производства тепловой энергии в соответствии с заданием энергосистемы. При этом приходится решать вопросы оперативно-диспетчерского и производственно-хозяйственного управления. Вопросы оперативно-диспетчерского управления решаются на уровне АСУ технологическим процессом (АСУ ТП).

Для АСУ ТП управляемым объектом является технологический объект управления, т.е. совокупность технологического оборудования и реализованного на нем технологического процесса производства тепловой энергии

Состав АСУ ТП.

Любая АСУ ТП имеет следующие компоненты:

- оперативный персонал;
- организационное обеспечение;
- информационное обеспечение;
- техническое обеспечение;
- программное обеспечение;
- (математическое обеспечение).

Оперативный персонал состоит из операторов, осуществляющих контроль и управление объектом, и эксплуатационного персонала, обеспечивающего правильность функционирования всех технических и программных средств системы.

Организационное обеспечение - совокупность документов, устанавливающих взаимоотношения между работниками и правила функционирования оперативного персонала (инструкции по эксплуатации и др.).

Информационное обеспечение определяет способы, формы и объем информационного отображения состояния объекта управления.

Техническое обеспечение включает в себя:

- средства получения информации;
- средства формирования и передачи информации;
- средства локального регулирования и управления;
- средства вычислительной техники;

- исполнительные механизмы;
- средства передачи информации в смежные и вышестоящие АСУ.

Задача настоящего раздела состоит в автоматизировании промышленных котлов КВГМ 4, работающие на основном топливе - газ и резервном - мазут.

Котлы комплектуются с автоматическими газомазутными горелками РГМГ-4. Горелка позволяет трехступенчатое регулирование от минимума до максимума. Зажигание газоэлектрическое.

Разработка соответствует требованиям БДС 14993-80, Ст СЭВ 1051-78.

При проектировании воспользуемся типовыми схемами [16].

Контрольно-измерительные приборы.

Основные параметры, которые следует контролировать: температура воды на входе и выходе котла, давление воды перед и в котле, давление газа и жидкого топлива, температура нефти, давление воздуха перед горелкой, температура выходящих газов, расход газа и нефти. Записывающий прибор для температуры воды на выходе котла, индикатор для расхода воды, индикатор для температурной разницы воды на входе и выходе котла монтированы в щите измерения.

Система регулирования.

Регулирование процесса горения.

Регулирование процессом горения проводится с целью поддержания температуры воды в котле в определенных границах. Температура колеблется между величинами определенными тремя регулирующими термостатами и их зонами нечувствительности. Термостат ТС 3 управляет третьей ступенью горелки, которая включается при понижении температуры и выключается при ее повышении. Термостат ТС 2 управляет второй

ступенью горелки, которая включается при понижении температуры и выключается при ее повышении. Он настроен на высшей величине. При дальнейшем повышении температуры в котле термостат ТС 1 выключает и первую ступень горелки (котел угасает). Когда температура снова понизится, горелка зажигается автоматически и при нужде переходит на вторую и третью ступень.

#### Регулирование температурой мазута.

Для нормальной работы горелки необходимо подавать нефть с температурой 40-50°C. На входе насосно-подогревательной станции мазут доставляется с температурой в диапазоне 20-30°C. Дополнительное подогревание осуществляется электрическим подогревателем. Температура мазута регулируется позиционно двумя термостатами в зависимости от заданных величин и зоны нечувствительности термостатов посредством двухступенчатого регулирования электрического подогревателя.

#### Силовая часть.

Рабочая коммутация электроприводов осуществляется воздушными контакторами. Защита от тока короткого замыкания и защита от перегрузки выполняется автоматическими выключателями.

На входе щита монтирован автоматический выключатель.

#### Оперативная часть.

В этой части проекта охвачены все блокировки, защиты, сигнализации, управление электроприводами и управление процессом горения.

#### Блокировки и защиты

В связи с безопасной работой котла предусмотрены следующие блокировки и защиты:

Блокировки - положения, при которых котельный агрегат невозможно включить:

1. Невыполненная вентиляция.
2. Низкое давление воды в котле.
3. Высокая температура воды на выходе из котла.
4. Низкое давление газа .
5. Высокое давление газа.
6. Низкое давление жидкого топлива.
7. Высокое давление жидкого топлива.
8. Низкая температура мазута.
9. Высокая температура мазута.
10. Высокое давление воды в котле.
11. Минимальный расход воды через котел.
12. Предварительное освещение фотозонда.

Защиты - положения, при которых котел выключается аварийно:

1. Низкое давление воздуха.
2. Низкое давление газа.
3. Высокое давление газа.
4. Авария в процессе горения.
5. Низкое давление воды в котле.
6. Низкое давление жидкого топлива.
7. Высокое давление жидкого топлива.



8. Низкая температура мазута.

9. Высокая температура мазута.

10. Высокое давление воды в котле.

11. Высокая температура воды в котле.

12. Защита от самовыключения при восстановлении сетевого напряжения.

13. Минимальный расход воды сквозь котел.

14. Уменьшение разряжения в топке.

Сигнализация пульта управления делится на два основных типа согласно ее предназначения: аварийная сигнализация и сигнализация для положения отдельных элементов.

Аварийная сигнализация.

В случае аварийной ситуации появится звуковой и световой сигнал - засвистит сирена и засветится соответствующая лампа на пульте.

Звуковой сигнал устраняется кнопкой, причем лампа продолжает светить до устранения аварии. Все лампы аварийной сигнализации красные и расположенные на двух верхних рядах пульта управления.

Аварийная сигнализация охватывает следующие сигналы:

Низкое давление воздуха.

2. Авария в процессе горения.

3. Низкое давление воды в котле.

4. Высокое давление воды в котле.

5. Высокая температура воды.

6. Низкое давление жидкого топлива.
7. Высокое давление жидкого топлива.
8. Низкое давление газа.
9. Высокое давление газа.
10. Низкая температура мазута.
11. Высокая температура мазута.
12. Низкий расход воды сквозь котел.
13. Появление загазованности.

Сигнализация положения отдельных элементов.

Информация для работы отдельных элементов получается посредством световой сигнализации пульта управления или светящей кнопки.

Сигнализация охватывает следующие сигналы:

- 1.Наличие напряжения 220V.
- 2.Наличие напряжения 24V.
- 3.Работает топливный насос.
- 4.Включенный электроподогреватель I ст.
- 5.Включенный электроподогреватель II ст.
- 6.Включенная II ст. горелки.
- 7.Включенная III ст. горелки.
- 8.Включенная горелка.
- 9.Программный реле работает.
- 10.Включен эл. подогреватель фильтра.

Управление электроприводами.

Управление топливными насосами.

Оно связано непосредственно с работой насосно-подогревательной станции.

Насосно-подогревательная станция следует обеспечивать подачу топлива с необходимым давлением при работе на мазуте. Следует также обеспечивать непрерывный подогрев мазута. Включение топливных насосов возможно только при нормальном давлении жидкого топлива.

Управление процесса горения.

Процесс горения регулируется посредством зажигания по определенной программе и переключения второй и третьей ступени.

Включение в работу в режиме газ - основной режим.

Включение осуществляется при помощи кнопки на пульте управления. При условии, что нет аварийных положений и контакты реле пусковой защитной цепи закрыты, срабатывает реле, самотормозится, контактом и подводит напряжение к схеме зажигания своим контактом. Подводится напряжение к программному реле и начинается программа зажигания горелки.

Мощность горелки регулируется в зависимости от температуры в котле посредством трех рабочих термостатов.

Блокировки и защиты выполненные в схеме горения.

Блокировки от невыполненной вентиляции.

Горелку можно зажечь только если осуществится предварительная вентиляция, которая не прекращается отцеплением напряжения питания или ручной остановки. При выключении напряжения его повторное включение

возможно только при повторном переходе программы через начальное положение.

Защита от предварительного освещения фотозонда.

Если фотозонд осветится во время предварительной вентиляции (до момента зажигания) пламенем или другим светом в камере сгорания, срабатывает фотореле, через которое подводится напряжение к аварийному реле, которое со своей стороны подключает аварийный сигнал "авария в горении" и выключает котел.

Защита от низкого давления воздуха во время предварительной вентиляции.

С подводом напряжения к главному выключателю появляется аварийный сигнал о низком давлении воздуха. С нажатием на кнопку "снятие звукового сигнала" подается напряжение к главному выключателю. За это время давлению воздуха следует возрасти и реле задерживается уже во включенном положении через контакт баростата. Если давление понизится, баростат выключит реле, которое своим контактом выключит котел и подаст аварийный сигнал.

Защита от низкого давления воздуха во время горения.

После зажигания горелки и вытекания времени надежности, аварийное реле продолжает быть в подключенном положении только сквозь баростат. Если давление понизится аналогичный случай как в предыдущем пункте.

Включение в работе при режиме "жидкого топлива".

Развитие программы до момента подключения программного реле то же самое как и при режиме "газ". Разница только во времени надежности. Мощность горелки в этом режиме и переход работы на второй или третьей ступенях управляется термостатами ТС 2 и ТС 1.

## Остановка работы котла нормальная или аварийная

Нормальная остановка котла осуществляется или термостатом ТС 1, или кнопкой "стоп". При остановке термостатом следующий пуск производится автоматически.

Аварийная остановка получается, когда получится какая-нибудь аварийная ситуация из описанных выше

После каждой остановки проводится автоматическая вентиляция.

В соответствии с вышеизложенным, оборудование котельной комплектуется приборами представленными на схемах графической части проекта (лист 3):

Показывающие приборы:

- температуры уходящих газов (2),
- сетевой воды, поступающей в котел (21),
- воды, входящей в тепловые сети (1);
- давлений газа (3),
- мазута (5),
- воздуха от дутьевого вентилятора (4),
- от вентилятора первичного высоконапорного воздуха (10);
- разрежение в топке (12);
- воды, поступающей в котел, (14);
- разрежения перед дымососом (17);

(из них приборы 2, 3, 4, 6, 9, 10, 12, 14, 17 необходимы для ведения процесса горения, а остальные для контроля за работой котла);

- давления сетевой воды за котлом (15);
- расхода воды через котел (18);
- погасания факела в топке (19);
- тяги (13);
- давления воздуха (8 и 11).

Сигнализирующие приборы, участвующие в защите,

которая срабатывает при:

- а) увеличении или уменьшении давления газа при работе котла на газе (7);
- б) понижении давления мазута при работе котла на мазуте (5);
- в) отклонении давления сетевой воды за котлом (15);
- г) уменьшении расхода воды через котел (18);
- д) повышении температуры сетевой воды за котлом (1);
- е) погасании факела в топке (19);
- ж) нарушении тяги (13);
- з) понижении давления воздуха (поз. 8);
- и) аварийном остановке дымососа;
- к) остановке ротационной форсунки (при сжигании мазута);
- л) понижении давления первичного воздуха (при сжигании мазута) (11);
- м) неисправности цепей тепловой защиты.

При аварийном отклонении одного из вышеперечисленных параметров прекращается подача топлива к котлу.

В качестве отсекающего органа на газе применен предохранительный клапан ПКН, на котором установлен электромагнит (СГ). Отсечка мазута производится с помощью соленоидного клапана типа ЗСК (СМ)

## **8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Сметная документация является неотъемлемой частью любого проекта. Первичным документом является локальный сметный расчет.

Локальные сметные расчеты делятся на:

- общестроительные работы: земляные работы, фундаменты и стены подземной части, стены, каркасы, перекрытия, кровли;
- специальные работы: фундаменты под оборудование, каналы и приемки, футеровка и изоляция;
- внутренние санитарно – технические работы: водопровод, канализация, отопления, вентиляция;
- установку оборудования: приобретение и монтаж технологического оборудования;

Кроме того, локальные сметы могут делиться на укрупненные этапы, то есть технологически законченные комплексы строительных и монтажных работ.

Локальный сметный расчет составляется на основе физических объемов работ. Данные по отдельным видам работ группируются по отдельным конструктивным элементам. Полученный в результате сметного расчета итог в локальной смете представляет собой прямые затраты.

Сметная стоимость зданий и сооружений и видов работ должна определяться с применением укрупненных нормативов, обеспечивающих необходимую точность подсчета и сокращения объема сметной документации.

### **8.1. Расчет технико-экономических показателей**

Материальные затраты.

Топливо на производство тепловой энергии.

Издержки на топливо определяются годовым расходом топлива  $V_H$ , а также зависят от договорной цены топлива  $C_{ДОГ}$ , которая включает договорную цену топлива у поставщика, стоимость транспортных затрат,



посреднические услуги и другие затраты. Договорная цена на газ  $\Pi_{\text{дог}}$  по Томской области (сведения Горгаза) равна 3257 руб./1000 м<sup>3</sup>.

Согласно [13], годовые издержки на топливо составляют:

$$I_{\text{топл}} = \Pi_{\text{дог}} \cdot B_H \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3}, \quad (209)$$

$$I_{\text{топл}} = 3257 \cdot 8121991,2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} = 26453,33 (\text{тыс.руб.} / \text{год}).$$

Затраты на воду и производственные нужды.

Затраты на приготовление химочищенной воды для восполнения потерь в тепловой системе котельной (тыс.руб./год), согласно [13]

$$I_{\text{хов}} = S_{\text{хов}} \cdot G_{\text{хов}}^{\text{год}} \cdot 10^{-3}, \quad (210)$$

$$I_{\text{хов}} = 53,7 \cdot 2,4 \cdot 10^{-3} = 897,7 (\text{тыс.руб.} / \text{год}),$$

где  $S_{\text{хов}}$  – себестоимость химочищенной воды = 53,7 руб./т (данные по сметным нормам);

$G_{\text{хов}}^{\text{год}}$  – годовой расход химочищенной воды, т/год.

Стоимость сырой (исходной) воды (тыс.руб./год), согласно [13]:

$$I_{\text{ив}} = T_B \cdot G_{\text{ив}} \cdot 10^{-3}, \quad (211)$$

$$I_{\text{ив}} = 28,93 \cdot 2,88 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 10^{-3} = 729,87 (\text{тыс.руб.} / \text{год}),$$

где  $T_B$  – тариф на исходную воду = 28,93 руб./т (данные Томскводоканала);

$G_{\text{ив}}$  – годовой расход исходной воды, т/год.

Затраты на воду на производственные нужды.

Включают затраты на приготовление химочищенной воды для восполнения потерь в тепловой системе котельной и стоимость сырой воды (тыс.руб./год), согласно [13]:

$$I_B = I_{XOB} \cdot I_{IB}, \quad (212)$$

$$I_B = 897,7 \cdot 301,2 = 1200(\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

Затраты на электроэнергию на собственные нужды котельной (тыс.руб./год), согласно[13]:

$$I_{\mathcal{O}} = T_{\mathcal{O}} \cdot W_{CH} \cdot 10^{-3}, \quad (213)$$

где  $T_{\mathcal{O}}$  – тариф на электроэнергию = 2930 руб./МВт\*ч;

$W_{CH}$  – годовой расход электроэнергии на собственные нужды котельной, МВт\*ч. В годовой расход электроэнергии на собственные нужды входит расход электроэнергии на освещение и на оборудование (насосы, вентилятор, дымосос).

$$W_{CH} = (45 + 9)24 \cdot 365 \cdot 10^{-3} = 473(\text{МВт} / \text{год}),$$

$$I_{\mathcal{O}} = 2930 \cdot 473 \cdot 10^{-3} = 1386(\text{тыс.руб} / \text{год}),$$

Затраты на вспомогательные материалы.

Учитывается стоимость покупки сырья, материалов, стоимость износа средств, не относящихся к основным фондам, износа инвентаря, приборов, лабораторного оборудования, запасных частей, спецодежды и т.п. (тыс.руб./год), согласно [13]:

$$I_{BM} = H_{BM} \cdot Q_{УСТ} \cdot k_{BM}, \quad (214)$$

$$I_{BM} = 2,5 \cdot 40,33 \cdot 1,8 = 181,5(\text{тыс.руб} / \text{год}),$$

где  $H_{BM}$  – норматив затрат на вспомогательные материалы, для газа равен 2,5 тыс.руб./ГДж;

$Q_{уст}$  – номинальная установленная производительность котельной, 11,293МВт=40,33ГДж/ч;

$k_{BM}$  – коэффициент инфляции по вспомогательным материалам равен 1,8.

Стоимость работ и услуг производственного характера.

Учитывается стоимость транспортных услуг сторонних организаций по перевозке грузов, техническому обслуживанию, проведению испытаний измерительных приборов, услуги банка, связи, водоканала и т.п. Определяется по нормативу от теплопроизводительности котельной, согласно [13]:

$$I_{усл} = H_{усл} \cdot Q_{уст} \cdot k_{усл}, \quad (215)$$

$$I_{усл} = 0,78 \cdot 40,33 \cdot 18 = 56,6(\text{тыс.руб} / \text{год}),$$

где  $H_{усл}$  – норматив стоимости работ и услуг производственного характера равен 0,78 тыс.руб./ГДж;

$k_{усл}$  – коэффициент инфляции по работам и услугам равен 1,8

Далее определяются материальные затраты (всего) (тыс.руб./год), согласно [13]:

$$I_{МЗ} = I_{ТОПЛ} + I_{В} + I_{Э} + I_{BM} + I_{усл}, \quad (216)$$

$$I_{МЗ} = 26453,33 + 1200 + 1386 + 181,5 + 56,6 = 29277,63(\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

## 8.2. Затраты на оплату труда

В элементе «Затраты на оплату труда» отражаются все затраты на оплату труда промышленно-производственного персонала котельной (ППП).

К ППП относится персонал, связанный с основной деятельностью. Это рабочие, специалисты, руководители и служащие, которые по роду своей деятельности к эксплуатационному, ремонтному и административно-управленческому персоналу.

При работе на газе, если количество котлов не превышает 5, смену возглавляет старший оператор, либо оператор имеющий 5 разряд. Определение нормативов численности ППП котельной в зависимости от типа котлов и вида сжигаемого топлива производим по источнику. В проектируемой котельной работают 12 операторов, по 3 человека в 4 смены; 3 слесаря на полный рабочий день и мастер.

Показатели производительности труда

Удельная численность персонала (штатный коэффициент) определяется отношением нормативной численности персонала к установленной (номинальной) теплопроизводительности котельной (чел./ГДж), согласно [13]:

$$\bar{q}_{ппп} = \frac{q_{ппп}}{Q_{уст}}, \quad (217)$$

$$\bar{q}_{ппп} = \frac{16}{40,33} = 0,4(\text{чел.} / \text{ГДж}).$$

Коэффициент обслуживания определяется отношением установленной (номинальной) тепловой производительности котельной к численности ППП (ГДж/чел):

$$k_{обс} = \frac{Q_{уст}}{q_{ппп}}, \quad (218)$$

$$k_{обс} = \frac{0,4}{16} = 2,5(\text{ГДж} / \text{чел}).$$

Среднемесячная заработная плата:

1. Рабочих, занятых оперативным обслуживанием котлов (руб/мес), согласно [13]:

$$ЗП_{РАБ(ЭКС)}^{МЕС} = Cm_{(4)} \cdot k_{ТРАБ}^{ЭКС} \cdot k_{ППРАБ}^{ЭКС} \cdot k_{ПРАБ}^{ЭКС} \cdot k_P^{ЗП}, \quad (219)$$

$$ЗП_{РАБ(ЭКС)}^{МЕС} = 4200 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,3 = 11793,6(\text{руб} / \text{мес});$$

1. Рабочих, занятых ремонтом оборудования и работающих в дневную смену (руб/мес), согласно [13]:

$$ЗП_{РАБ(РЕМ)}^{МЕС} = Cm_{(4)} \cdot k_{ТРАБ}^{РЕМ} \cdot k_{ППРАБ}^{РЕМ} \cdot k_{ПРАБ}^{РЕМ} \cdot k_P^{ЗП}, \quad (220)$$

$$ЗП_{РАБ(РЕМ)}^{МЕС} = 7200 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,3 = 20217,6(\text{руб} / \text{мес});$$

2. Руководителей, специалистов, служащих (РСС)(руб/мес), согласно [13]:

$$ЗП_{РСС}^{МЕС} = Cm_{(6)} \cdot k_T^{РСС} \cdot k_{PP}^{РСС} \cdot k_{ПР}^{РСС} \cdot k_P^{ЗП}, \quad (221)$$

$$ЗП_{РСС}^{МЕС} = 10000 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,3 = 28080(\text{руб} / \text{мес}),$$

где  $Cm_{(4)}$  ( $Cm_{(6)}$ )- месячная тарифная ставка (согласно сборнику тарифных ставок министерства энергетики России) по первому разряду;

$k_T^X$  - средние тарифные коэффициенты по категориям работников;

$k_{ПР}^X$  - средние коэффициенты, учитывающие стимулирующие виды доплат;

$k_{PP}^X$  - средние коэффициенты за режим работы;

$k_P^{ЗП}$  - районный коэффициент для Томской области равен 1,3

Издержки по оплате труда (тыс.руб/год), согласно [13]:

$$I_{OT} = I_{OT(PAB)}^{ЭКС} + I_{OT(PAB)}^{РЕМ} + I_{OT}^{РСС}, \quad (222)$$

$$I_{OT} = (15 \cdot 20217,6 + 28080)12 \cdot 10^{-3} = 3976,13(\text{тыс.руб} / \text{год}),$$

Среднемесячная заработная плата по котельной (руб/мес), согласно [13]:

$$ЗП^{СР.МЕС} = \frac{I_{OT} \cdot 10^3}{Ч_{ППП} \cdot 12}, \quad (223)$$

$$ЗП^{СР.МЕС} = \frac{3976,13 \cdot 10^3}{16 \cdot 12} = 20709,01(\text{руб} / \text{мес}).$$

### 8.3.Отчисления на социальные нужды

Единый социальный налог (ЕСН):

$$ЕСН = ПФ + ФСС + ФФОМС + ТФОМС = 20\% + 2,9\% + 1,1\% + 2\% = 26\%,$$

где ПФ – отчисления в пенсионный фонд, ФСС – отчисления в фонд социального страхования, ФФОМС – отчисления в федеральный фонд обязательного медицинского страхования, ТФОМС – отчисления в территориальный фонд обязательного медицинского страхования (Налоговый кодекс РФ) (тыс.руб/год), согласно [13]:

$$I_{CH} = \frac{26}{100} I_{OT}, \quad (224)$$

$$I_{CH} = \frac{26}{100} 3976,13 = 1033,79(\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

Отчисления на социальное страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний. Норматив отчислений на данный вид

страхования составляет 0,3 – 10%, при дипломном проектировании данный показатель принимается по максимуму (тыс.руб/год), согласно [13]:

$$I_{C.HC} = \frac{10}{100} I_{OT}, \quad (225)$$

$$I_{C.HC} = \frac{10}{100} 3976,13 = 397,613 (\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

Таким образом, отчисления на социальные нужды (тыс.руб/год), согласно [13]:

$$I_{COЦ.H.} = I_{CH} + I_{C.HC}, \quad (226)$$

$$I_{COЦ.H.} = 1033,79 + 397,613 = 1431,403 (\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

#### 8.4. Амортизация основных фондов (средств)

Для вычисления амортизации основных средств необходимо вычислить абсолютные вложения капитала в новое строительство котельной. Для оценки капитальных затрат на сооружение котельных используются укрупненные сметные нормы, отнесенные на единицу оборудования.

В этом случае абсолютные вложения капитала определяются по укрупненным сметным нормам:

$$K_{КОТ} = 10840,9 * 2,6 = 28186,34 (\text{тыс.руб}),$$

где 10840,9 тыс. руб. – укрупненные сметные нормы по ценам 2016 года;

2,6 – коэффициент, учитывающий инфляцию.

Стоимость общестроительных работ, зданий, сооружений (тыс.руб), согласно [13]:

$$K_{CЧ} = \alpha_1 K_{КОТ}, \quad (227)$$

где  $\alpha_1 = 0,6$ ;

$$K_{CЧ} = 0,6 \cdot 28186,34 = 16911,804(\text{тыс.руб}).$$

Стоимость оборудования, машин и механизмов с их монтажом (тыс.руб), согласно [13]:

$$K_{ОБ} = K_{КОТ} - K_{CЧ}, \quad (228)$$

$$K_{ОБ} = 28186,34 - 16911,804 = 11274,536(\text{тыс.руб}).$$

Амортизация основных фондов (тыс.руб/год), согласно [13]:

$$I_A = \frac{3}{100} K_{CЧ} + \frac{7,5}{100} K_{ОБ}, \quad (229)$$

$$I_A = \frac{3}{100} 16911,804 + \frac{7,5}{100} 11274,536 = 1352,94(\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

Средняя норма амортизации по основным средствам котельной, согласно [13]:

$$H_A^{CP} = \frac{I_A}{K_{КОТ}} 100\%, \quad (230)$$

$$H_A^{CP} = \frac{1352,94}{28186,34} 100\% = 4,8\%.$$

#### 8.5.Прочие затраты

В составе прочих затрат учитываются:

- отчисления в ремонтный фонд;
- плата за выбросы;
- другие отчисления.

$$ПрЗ = I_{РЕМ} + Пл_{ВЫБР} + I_{ДР}. \quad (231)$$

Отчисления в ремонтный фонд (тыс.руб), согласно [13]:



$$I_{PEM} = \frac{4,8}{100} K_{КОТ}, \quad (232)$$

$$I_{PEM} = \frac{4,8}{100} 28186,34 = 1352,94 (\text{тыс.руб}).$$

Плата за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду (тыс.руб/год), согласно [13]:

$$Пл_{ВЫБР} = ((5 * 8,0 * B_H) k_{II}^{ВЫБР} + (275 \cdot \frac{0,247}{1000} B_H Q_H^P) k_{II}^{ВЫБР}) * 10^{-3} * 10^{-3}, \quad (233)$$

$$Пл_{ВЫБР} = ((5 * 8,0 * 8121991,2 \cdot 10^{-3}) 45 + (275 \cdot \frac{0,247}{1000} 8121991,2 \cdot 10^{-3} \cdot 36090) 45) \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} = 2357,924 (\text{тыс.руб} / \text{год}),$$

где  $k_{II}^{ВЫБР}$  - коэффициент инфляции по выбросам равен 45.

Другие отчисления.

Учитываются дорожные и местные налоги и сборы, процент по кредитам банка, командировочные и подъемные и т.п. (тыс.руб/год), согласно [13]:

$$I_{ДР} = \frac{1}{100} K_{КОТ}, \quad (234)$$

$$I_{ДР} = \frac{1}{100} 28186,34 = 281,86 (\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

$$ПрЗ = 1.352,94 + 2357,924 + 281,86 = 3992,724 (\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

Общие издержки на производство тепловой энергии котельной включаю в себя все рассчитанные затраты по экономическим элементам

$$I = I_{МЗ} + I_{ОТ} + I_{СОЦ.Н} + I_A + ПрЗ, \quad (235)$$

$$\begin{aligned}
 И &= 29277,63 + 3976,13 + 1431,403 + 1352,94 + 3992,724 = \\
 &= 40030,83(\text{тыс.руб} / \text{год}).
 \end{aligned}$$

Все расчеты сводим в таблицу калькуляции затрат:

Таблица 19- Калькуляция затрат

| Наименование<br>экономических<br>элементов и статей<br>затрат | Годовые издержки производства |              |
|---------------------------------------------------------------|-------------------------------|--------------|
|                                                               | И, тыс.<br>руб./год           | Структура, % |
| Материальные затраты                                          | 29277,63                      | 79           |
| Топливо                                                       | 26453,33                      | 70,8         |
| Вода                                                          | 1200                          | 4,5          |
| Электроэнергия                                                | 1386                          | 2,9          |
| Вспомогательные материалы                                     | 181,5                         | 0,6          |
| Работа и услуги<br>производственного<br>характера             | 56,6                          | 0,2          |
| Оплата труда                                                  | 3976,13                       | 8,4          |
| Отчисления на<br>социальные нужды                             | 1431,403                      | 3            |
| Амортизация                                                   | 1352,94                       | 0,3          |
| Прочие затраты                                                | 3992,724                      | 9,3          |
| Ремонтный фонд                                                | 1352,94                       | 0,3          |

|                   |           |       |
|-------------------|-----------|-------|
| Плата за выбросы  | 2357,924  | 8,93  |
| Прочие отчисления | 281,86    | 0,007 |
| Итого             | 73300,981 |       |

#### 8.6. Себестоимость единицы тепловой энергии, отпущенной потребителям

Годовые издержки на теплофикацию (тыс.руб/год), согласно [13]:

$$I_T = \frac{Q_T}{Q_{отп}} I, \quad (236)$$

$$I_T = \frac{17534}{109592} 26367,45 = 6404,67 (\text{тыс.руб} / \text{год}).$$

Себестоимость тепловой энергии, отпущенной на теплофикацию (руб/ГДж), согласно [13]:

$$S_O^T = \frac{I_T \cdot 10^3}{Q_T}, \quad (237)$$

$$S_O^T = \frac{40030,83 \cdot 10^3}{109592} = 317,5 (\text{руб} / \text{ГДж}).$$

Цена 1000 м<sup>3</sup> условного топлива (руб./м<sup>3</sup> у.т.), согласно [46]:

$$C_v = \frac{I_{топ} \cdot 10^3}{B_v}, \quad (238)$$

где ВУ – расход условного топлива (м<sup>3</sup> у.т./год):

$$B_v = \frac{k \cdot Q}{\eta_k \cdot 29,33}, \quad (239)$$

$$B_v = \frac{1,03 \cdot 111626,9}{91,0585 \cdot 29,33} = 4260,94 (\text{м}^3 \text{ у.т.} / \text{год});$$

$$C_y = \frac{26453,33 \cdot 10^3}{4260,94} = 6208,33 (\text{руб} / \text{м}^3 \text{ у.т.}).$$

Таблица 20- Среднегодовые технико-экономические показатели отопительной котельной

| Наименование показателя                          | Обозначение           | Единица измерения        | Величина  |
|--------------------------------------------------|-----------------------|--------------------------|-----------|
| Номинальная производительность котельной         |                       | ГДж/ч                    | 40,33     |
| Годовая выработка тепловой энергии котельной     | Q                     | ГДж/год                  | 111626,9  |
| Годовой отпуск тепловой энергии на теплофикацию  | Q <sub>отп</sub>      | ГДж/год                  | 109592    |
|                                                  | Q <sub>т</sub>        | ГДж/год                  | 17534     |
| Годовой расход натурального топлива              | Вн                    | м <sup>3</sup> /год      | 8121991,2 |
| Абсолютные вложения капитала                     | K <sub>кот</sub>      | тыс. руб.                | 1852,24   |
| Численность производственного персонала          | Ч <sub>ппп</sub>      | чел.                     | 16        |
| Среднемесячная заработная плата одного работника | ЗП <sub>ср.мес.</sub> | руб./мес.                | 12109,5   |
| Цена 1000 м <sup>3</sup> условного топлива       | Ц <sub>ут</sub>       | руб./1000 м <sup>3</sup> | 4384      |

|                                   |            |         |          |       |
|-----------------------------------|------------|---------|----------|-------|
| Себестоимость<br>тепловой энергии | отпущенной | $S_o^T$ | руб./ГДж | 240,6 |
|-----------------------------------|------------|---------|----------|-------|