

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Оренбургский государственный университет»

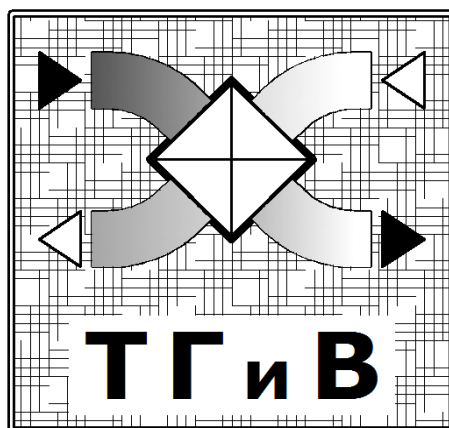
Кафедра теплогазоснабжения, вентиляции и гидромеханики

И. А. ПИКУЛЕВ, Р. Ш. МАНСУРОВ

# РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННО – ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА  
ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЕ  
УСТАНОВКИ»  
ЧАСТЬ 2

Рекомендовано к изданию  
Редакционно-издательским советом  
государственного образовательного учреждения  
высшего профессионального образования  
«Оренбургский государственный университет»



Оренбург 2009

УДК 6621.182(07)

ББК 31.38я7

П 32

Рецензент

Директор О.П. «Оренбургские тепловые сети», кандидат технических наук,  
А.А. Ермошкин.

## **П 32 Пикулев И.А.**

**Расчет тепловой схемы производственно-отопительной котельной : методические указания на выполнение курсовых проектов по дисциплине «Теплогенерирующие установки»: в 2 ч. Часть 2/ И.А. Пикулев, Р.Ш. Мансуров. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2009. – 55 с.**

Методические указания предназначены для выполнения курсового проекта по курсу «Теплогенерирующие установки ТГУ» для студентов направления 270000- Строительство, специальности 270109 «Теплогазоснабжение и вентиляция», обучающихся на очном, очно-заочном и заочном факультетах по программам высшего профессионального образования.

Проект производственно-отопительной котельной базируется как на исходных данных задания, так и на результатах выполненной ранее курсовой работы- «Расчет теплогенератора». Основной задачей курсового проектирования является освоение студентами методов проектирования ТГУ и приобретение навыков составления типовых схем, компоновочных решений ТГУ, ознакомление с нормативной и справочной литературой. Курсовой проект состоит из расчетной части и графической части.

ББК 34.663Я7

© Пикулев И.А., Мансуров Р.Ш. 2009

© ГОУ ОГУ, 2009

## Содержание

Введение.....	4
1 Программа дисциплины «Теплогенерирующие установки» (2-я часть).....	4
1.1 Теплогенерирующие установки.....	4
1.2 Охрана окружающей среды.....	5
1.3 Основы проектирования и эксплуатации ТГУ.....	5
2 Задание к курсовому проекту. Выбор исходных данных.....	5
2.1 Общие методические указания.....	5
2.2 Исходные данные.....	6
3 Составление и расчет тепловых схем ТГУ.....	7
3.1 Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной ТГУ.....	8
3.2 Принципиальная тепловая схема отопительной ТГУ с водогрейными котлами.....	10
3.3 Расчет тепловой схемы производственно-отопительной ТГУ.....	11
3.4 Расчет тепловой схемы отопительной ТГУ с водогрейными котлами.....	18
4 Расчет установки подготовки исходной воды (химводоочистки).....	23
4.1 Выбор схемы водоподготовительной установки.....	23
4.2 Расчет оборудования двухступенчатой установки Na-катионирования.....	26
4.2.1 Расчет 2-ой ступени Na- катионирования фильтра.....	26
4.2.2 Расчет 1-ой ступени Na- катионирования фильтра.....	29
5 Подбор оборудования ТГУ.....	29
5.1 Подбор деаэратора.....	29
5.2 Подбор насосов.....	30
5.3 Аэродинамический расчет газоздушного тракта.....	32
5.4 Исходные данные для расчета сопротивления газового тракта.....	33
5.5 Расчет и выбор золоуловителя.....	36
5.6 Определение местных сопротивлений газового тракта.....	38
5.7 Сопротивление поперечно-омываемых пучков труб (кипятильные пучки, пароперегреватель и др.).....	39
5.8 Сопротивление трубчатого воздухоподогревателя (по газовой стороне).....	40
5.9 Сопротивление газоходов.....	41
5.10 Расчет дымовой трубы.....	42
5.11 Самотяга котлоагрегата и дымовой трубы.....	45
5.12 Перепад полных давлений по газовому тракту.....	46
Список использованных источников.....	48
Приложение.....	49

## **Введение**

Расчет теплогенерирующей установки является завершающим этапом изучения курса «Теплогенерирующие установки», который достаточно хорошо изложен в литературе [1-2], и важным этапом в подготовке студентов по специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция».

Основной задачей курсового проекта является освоение студентами методов проектирования ТГУ и приобретение навыков при составлении тепловых схем, выбора и расчета схем водоподготовки, компоновочных решений ТГУ, ознакомление с нормативной и справочной литературой.

Методические указания предназначены для студентов специальности 270109.

## **1 Программа дисциплины «Теплогенерирующие установки» (2-я часть)**

### **1.1 Теплогенерирующие установки**

Теплогенерирующие установки. Общие положения. Классификация. СНиП «Котельные установки» и правила Госгортехнадзора.

Топливное хозяйство тепловых станций. Общие принципы организации топливного хозяйства. Топливное хозяйство при работе ТГУ на твердом топливе. Системы топливоприготовления. Борьба с потерями твердого топлива при транспортировке и хранении. Топливное хозяйство ТГУ, работающих на жидком и газообразном топливе.

Особенности водного режима работы паровых и водогрейных котлов. Физико-химические характеристики воды и загрязняющих ее веществ. Требования к качеству пара, питательной и котловой воде. Методы обеспечения требуемой чистоты пара. Сепарация пара, ступенчатое испарение воды, выносные циклоны.

Расчет потребления воды ТГУ. Водоподготовка, общие сведения и назначение. Методы и способы подготовки воды перед ее подачей в котел.

Докотловая подготовка воды. Осветление воды методами отстаивания, коагуляции и фильтрации. Магнитная обработка воды. Умягчение воды методами катионирования. Оборудование для осветления и умягчения воды. Новые способы очистки воды: ультрафильтрация, электродиализ. Деаэрация воды: вакуумная, атмосферная, при повышенных давлениях. Внутрикотловая обработка воды. Непрерывная и периодическая продувка парового котла.

Назначение и классификация тепловых схем ТГУ. Общие принципы построения и расчета тепловых схем. Тепловые схемы ТГУ с паровыми и водогрейными котлами.

Системы питания котлов водой. Оборудование и арматура. Питательные устройства и насосные установки котлов. Схемы главных паропроводов и питательных трубопроводов ТГУ.

Назначение и классификация систем шлако-золоудаления. Схемы ручного и механического шлако-золоудаления, оборудование. Схемы пневматических систем шлако-золоудаления и гидро-золоудаление.

Тягодутьевые устройства. Назначение и классификация тягодутьевых устройств. Аэродинамическое сопротивление ТГУ. Естественная и искусственная тяга. Расчет и выбор тягодутьевых машин и их компоновка. Дымовые трубы, конструкции и их расчет.

Тепловой контроль и автоматизация процессов генерирования тепловой энергии. Задачи автоматизации и теплового контроля. Контрольно-измерительные приборы. Автоматизация работы ТГУ. Средства и схемы автоматизации. Системы автоматического регулирования процессами.

## **1.2 Охрана окружающей среды**

Вредные выбросы с продуктами сгорания. Основные источники вредных газообразных выбросов. Кинетика образования оксидов углерода, серы, азота ванадия. Предельно допустимые выбросы. Рассеивание вредных газообразных выбросов в атмосферу. Расчет дымовой трубы. Способы очистки вредных выбросов. Способы улавливания твердых частиц из продуктов сгорания. Методы подавления образования и улавливание выбросов оксидов серы и азота.

Вредные жидкие стоки от ТГУ. Источники стоков, состав и объем. Схемы установок по обезвреживанию жидких стоков.

## **1.3 Основы проектирования и эксплуатации ТГУ**

Основные положения проектирования. Объем и содержание проектной документации. Здание котельной, компоновка. Выбор места расположения здания.

Организация эксплуатационной службы. Особенности эксплуатации ТГУ. Пуск и остановка котла. Техника безопасности и охрана труда на ТГУ.

Качественные и количественные показатели эффективности работы установок. Капитальные затраты и эксплуатационные расходы. Себестоимость вырабатываемой энергии.

# **2 Задание к курсовому проекту. Выбор исходных данных**

## **2.1 Общие методические указания**

Согласно учебному плану специальности 270109 по курсу «Теплогенерирующие установки» студенты выполняют курсовой проект, который состоит из расчетной и графической частей.

Расчетно-пояснительную записку по курсовому проекту рекомендуется оформлять в следующей последовательности:

- а) титульный лист;

- б) задание (в соответствии со своим вариантом);
- в) содержание;
- г) введение (дается краткая характеристика ТГУ и формулируется цель работы);
- д) составление, описание и расчет принципиальной тепловой схемы ТГУ;
- е) подбор необходимого оборудования ТГУ;
- ж) выбор, описание и расчет схемы водоподготовки (по заданному составу исходной воды, типу применяемых котлов и ТГУ);
- з) расчет и подбор необходимого оборудования водоподготовки;
- и) выбор и описание топливного хозяйства для проектируемой ТГУ (Для ТГУ на твердом виде топлива выбрать склад топлива и сделать его описание, выбрать систему топливоприготовления, топливоподачи и шлакозолоудаления. Для ТГУ на жидком и газообразном виде топлива выбрать и описать схему жидкого или газового хозяйства);
- к) выводы по работе.

Расчетно-пояснительная записка объемом 25-30 листов выполняется на белой бумаге формата А-4 в соответствии с требованиями к текстовым документам [3,4]. Необходимые рисунки и графики приводятся по тексту.

Графическая часть работы выполняется на листе ватмана формата А2 в соответствии с действующими государственными стандартами [5-7] и включает в себя принципиальную тепловую схему ТГУ со спецификацией оборудования и трубопроводов.

## **2.2 Исходные данные**

Исходными данными для проектирования ТГУ являются:

- тип ТГУ;
- тип используемых котлов (берется из предыдущей курсовой работы студента);
- система теплоснабжения;
- тепловая нагрузка на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение;
- тепловая нагрузка на технологические нужды, температура и доля возвращаемого от потребителей конденсата;
- источник водоснабжения.

По последним двум цифрам шифра студент выбирает из таблицы 1 и таблицы 2 свои исходные данные для расчета.

Таблица 1 - Таблица вариантов для курсового проекта

Последняя цифра шифра студента	Тепловая нагрузка потребителей, МВт			Доля теряемого конденсата, К	Температура возвращающего конденсата, °С	Система теплоснабжения
	на технологические нужды $Q_{\text{тех}}$	на отопление и вентиляцию $Q_{\text{ов}}$	на горячее водоснабжение $Q_{\text{гв}}$			
1		16	1,5	-	-	О
2	12	-	-	0,1	80	-
3	3	6	0,5	0,05	75	3
4	-	7	2,5	-	-	3
5	-	28	3	-	-	О
6	7	10	1	0,15	70	3
7	10	-	-	0,2	85	-
8	-	35	4	-	-	О
9	-	8	1	-	-	3
0	-	18	2	-	-	О

Система теплоснабжения: О - открытая; 3 - закрытая

Таблица 2 - Источники водоснабжения ТГУ

Последняя цифра шифра студента	Источник водоснабжения ТГУ (река)	Последняя цифра шифра студента	Источник водоснабжения ТГУ (река)
1	Енисей	6	Томь(Новокузнецк)
2	Иртыш	7	Урал
3	- Лена	8	Амур
4	Обь	9	Ангара
5	Томь (Кемерово)	0	Тура

### 3 Составление и расчет тепловых схем ТГУ

Принципиальную тепловую схему ТГУ составляют с использованием исходных данных: типа ТГУ; типа котлов; тепловой нагрузки. В тепловой схеме отображаются протекающие в определенной последовательности тепловые процессы, связанные с трансформацией теплоносителя и исходной воды. При составлении схемы определяется все основное оборудование, необходимое для выработки теплоносителя заданных параметров, устанавливается взаимосвязь между элементами этого оборудования. С помощью схемы составляются требуемые материальные и тепловые балансы по отдельным статьям расхода и прихода вырабатываемого теплоносителя и исходной воды.

Тепловые схемы составляются как для паровых производственно-отопительных ТГУ, так и для водогрейных отопительных, для последних они в некоторых случаях значительно упрощаются.

В качестве первоначального варианта тепловых схем студенты могут взять соответствующие схемы, приведенные на рисунках 3.1.....3.3 и описанные ниже. По мере расчета тепловой схемы часть оборудования может оказаться излишним и его не показывают на схеме и не рассчитывают.

### 3.1 Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной ТГУ

Производственно-отопительные ТГУ проектируются на базе промышленных и отопительных нагрузок, при этом потребителю производится отпуск пара и горячей воды на технологические нужды и горячей воды для покрытия отопительных нагрузок.

Принципиальная тепловая схема паровой производственно-отопительной ТГУ с закрытой системой теплоснабжения и котлами типа ДЕ, КЕ, ДКВР, вырабатывающими насыщенный или слегка влажный пар при давлении 1,4 МПа, приведена на рисунок 3.1.

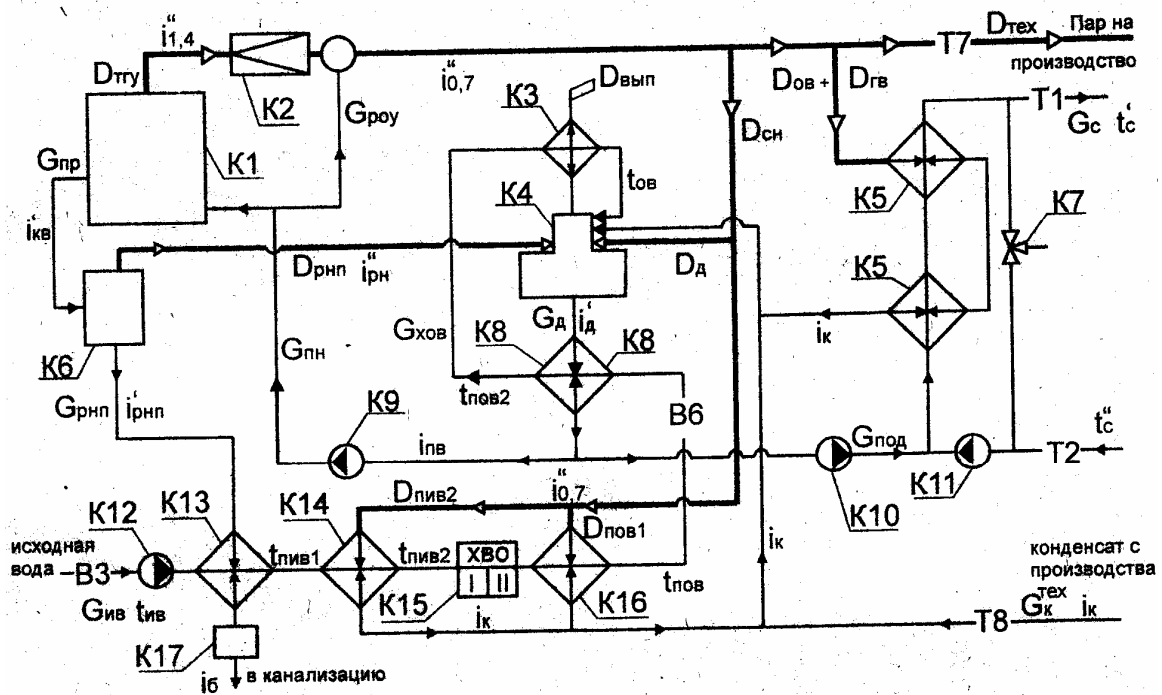


Рисунок 3.1 - Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной ТГУ с закрытой системой теплоснабжения и паровыми котлами типа ДЕ и КЕ, работающими на насыщенном паре при давлении 1,4 МПа.



Пар, вырабатываемый котельным агрегатом К1, через редукционную охладительную установку К2, в которой происходит понижение давления пара (обычно до 0,7 МПа), направляется на технологические нужды на производство, на собственные нужды ТГУ, в сетевые подогреватели К5 на выработку теплоты для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. В редукционно-охладительной установке К2 при дросселировании получают перегретый пар, который затем увлажняют питательной водой до состояния сухого насыщенного.

Для предотвращения повышения концентрации солей в воде, циркулирующей в контуре парового котла К1, предусматривается "продувка", т.е. вывод части котловой воды с большим содержанием солей из контура котла. За счет этого мероприятия предотвращается образование накипи в котле. Продувочная вода выводится в расширитель непрерывной продувки Кб, где при пониженном давлении (около 0,15 МПа) она вскипает и отводится через подогреватель исходной воды К13 и барботёр К17 в канализацию.

Для восполнения потерь конденсата на производстве, потери воды с «продувкой» и в тепловых сетях, внутренних потерь пара и др. в схему ТГУ подается определенное количество исходной воды из водопровода. Эта вода насосом исходной воды К12 подается в подогреватель исходной воды ЮЗ, где вода нагревается за счет теплоты сбрасываемой в барботёр продувочной воды. После этого исходная вода подается во второй подогреватель исходной воды К14, обогреваемый паром, в котором она нагревается до 20-25 °С, чтобы предотвратить конденсацию пара из воздуха и коррозию на внешних поверхностях труб и оборудования химводоочистки К15. В установке химической очистки К15 происходит умягчение воды, т.е. удаление из нее солей жесткости, которые могут привести к образованию накипи в котле и тепловых сетях. Умягченная вода через подогреватели химически очищенной воды К16 и К8 и охладитель выпара К3 направляется в деаэратор атмосферного типа К4, где при ее кипении из воды удаляются растворенные газы ( $O_2$  и  $CO_2$ ), вызывающие внутреннюю коррозию труб котла. В деаэратор К4 также поступает конденсат с производства после сетевых теплообменников К5. Для нагрева воды в деаэраторе до кипения в него подается пар после редукционной охладительной установки К2 и расширителя непрерывной продувки Кб. Выделившиеся в деаэраторе газы с небольшим количеством пара, который называют выпаром, направляют в теплообменник К3, в котором пар конденсируется и отдает тепло умягченной воде, а газы выбрасываются в атмосферу.

Умягченная вода после деаэратора питательным насосом К9 подается в паровой котел К1 и к редукционной охладительной установке К2.

Для восполнения потерь сетевой воды в системе теплоснабжения имеется подпиточный насос К10. Перемещение воды в системе теплоснабжения осуществляется сетевым насосом КН. Требуемый температурный режим в ТГУ и системе теплоснабжения поддерживается с помощью перемычки и регулятора температуры К7.

При необходимости нагрева воды для технологических нужд в схему ТГУ включается самостоятельная установка.

Для открытых систем теплоснабжения в тепловую схему ТГУ, изображенную на рисунке, должны быть внесены изменения в соответствии с рисунком 3.2.

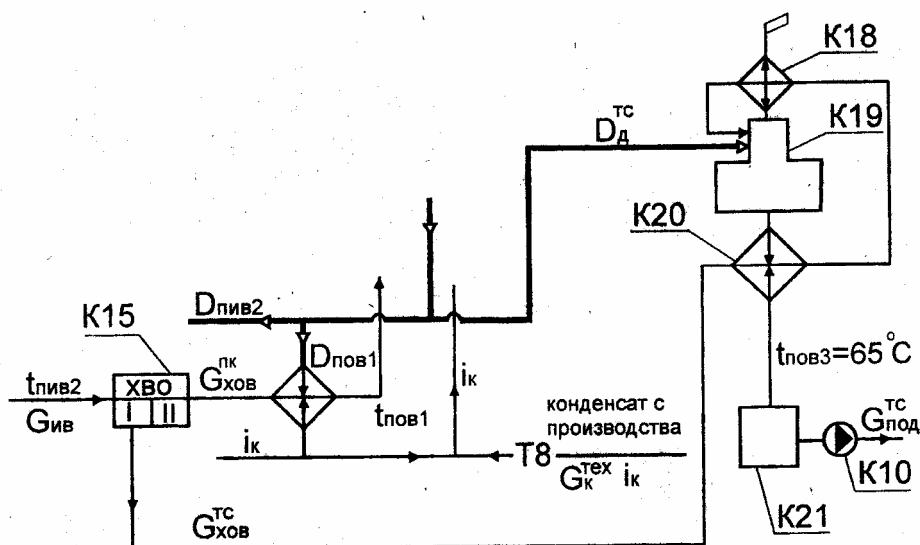


Рисунок 3.2 - Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной ТГУ с закрытой системой теплоснабжения и паровыми котлами типа ДЕ и КЕ, работающими на насыщенном паре при давлении 1,4 МПа.

В блоке химводоочистки обрабатываемая вода разделяется на два потока, как показано на рисунке 3.2:

- питательная вода  $G_{ХОВ}^{ПК}$  паровых котлов, прошедшая две степени умягчения в ХВО и поступающая в деаэратор K4;
- подпиточная вода  $G_{ХОВ}^{ТС}$  тепловых сетей, прошедшая одну степень умягчения в ХВО, подогреватель очищенной воды K20, и поступающая далее в деаэратор подпиточной воды K19 через охладитель выпара K18 и далее в бак-аккумулятор K21. Из бака-аккумулятора вода подпиточным насосом K10 подается в тепловую сеть.

### 3.2 Принципиальная тепловая схема отопительной ТГУ с водогрейными котлами

Отопительная ТГУ проектируется на базе тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, и используются при этом водогрейные котлы. Принципиальная схема отопительной ТГУ для закрытой системы теплоснабжения приведена на рисунке 3.3. Так как многие элементы установки по своему назначению совпадают с аналогичными элементами ТГУ, изображенной на рисунке 3.1, то ниже опущено их пояснение.

Обратная вода сетевым насосом К11 подается в водогрейный котел К1. Нагретая в котле вода направляется в подающий трубопровод Т1 и на собственные нужды ТГУ. Температура воды на входе в котел должна соответствовать требованиям заводов-изготовителей водогрейных котлов. Она должна быть выше значения, при котором может возникнуть низкотемпературная коррозия труб котла в связи с омытием их продуктами сгорания топлива, содержащих раствор серной кислоты. Этот раствор образуется при конденсации водяных паров из дымовых газов и соединения его с SO<sub>3</sub>. Для повышения температуры обратной воды используется рециркуляционный насос К5.

Температура воды в подающем трубопроводе Т1 тепловой сети должна меняться в соответствии с отопительным температурным графиком, что обеспечивается путем пропуска воды помимо котла К1 через перемычку с регулятором температуры К7.

Потери воды в ТГУ и тепловых сетях, а также расход воды на горячее водоснабжение (в открытых системах теплоснабжения) компенсируется подачей исходной воды из водопровода. Насосом исходной воды К12 вода подается в подогреватель исходной воды К9, где она подогревается до 20-25 °С, и затем направляется в установку химической очистки воды К8, где обычно применяется одноступенчатое умягчение воды. Умягченная вода через подогреватель химически очищенной воды К6 и охладитель выпара К3 подается в вакуумный деаэратор К4 (давление в деаэраторе около 0,03 МПа). Деаэрированная вода собирается в питательном баке К2, из которого она подпиточным насосом К10 направляется для подпитки тепловых сетей. Для нагрева воды в деаэраторе используется горячая вода из котла К1.

Для открытой системы теплоснабжения в схему водогрейной установки, изображенной на рисунке 3.3, включаются дополнительно следующие элементы: баки-аккумуляторы для создания запаса воды для горячего водоснабжения в часы максимального расходования воды потребителем, перекачивающие насосы и насосы для подачи горячей воды потребителю и др.

### **3.3 Расчет тепловой схемы производственно-отопительной ТГУ (рисунок 3.3)**

Расчет тепловой схемы ТГУ ведется по двум уравнениям - теплового и материального балансов, которые студент должен хорошо изучить и знать. Ниже приведена методика расчета производственно-отопительной ТГУ с котлами типа ДЕ, КЕ и ДКВР, в которых вырабатывается насыщенный пар при давлении 1,4 МПа.

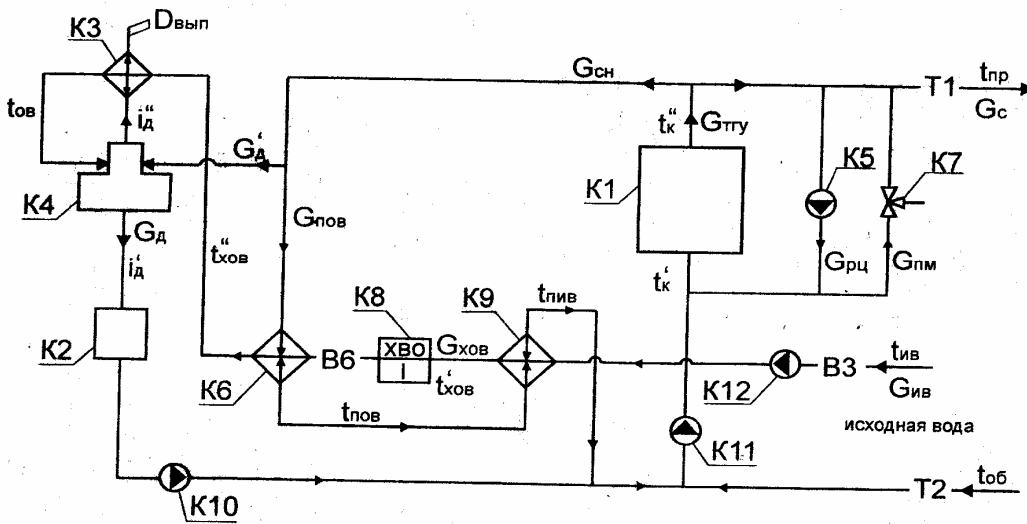


Рисунок 3.3 - Принципиальная тепловая схема отопительной ТГУ с водогрейными котлами и закрытой системой теплоснабжения

Рассчитывать тепловую схему ТГУ начинают с определения массовых расходов пара на сетевые подогреватели воды K5 для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения по формулам, кг/с

$$D_{OB} = \frac{Q_{OB} \cdot 10^3}{(i''_{0,7} - i_K) \cdot \eta_{\Pi}} \quad (3.1)$$

$$D_{ГВ} = \frac{Q_{ГВ} \cdot 10^3}{(i''_{0,7} - i_K) \cdot \eta_{\Pi}} \quad (3.2)$$

$$D_{ТЕХ} = \frac{Q_{ТЕХ} \cdot 10^3}{(i''_{0,7} - i_{K,ТЕХ}) \cdot \eta_{\Pi}} \quad (3.3)$$

где  $Q_{OB}$ ,  $Q_{ГВ}$ ,  $Q_{ТЕХ}$  - тепловая нагрузка на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические нужды, МВт;

$i''_{0,7}$  - энтальпия насыщенного пара после редуционной охлаждающей установки при давлении 0,7 МПа, кДж/кг (принимается по приложению А таблицы А1);

$i_K$  - энтальпия конденсата после сетевых подогревателей (в дальнейших расчетах принято, что энтальпия воды рассчитывается через теплоемкость ( $C_v = 4,19$  кДж/(кг·К)), т.е.  $i_K = 4,19 \cdot t_K$ , кДж/кг;

$K$  - доля теряемого конденсата у потребителей;  
 $\eta_{\text{П}}$  - КПД подогревателя (обычно принимается равным от 0,98 до 1).  
 Общий расход пара для внешних потребителей составит, кг/с

$$D_{\text{ВП}} = D_{\text{ОВ}} + D_{\text{ГВ}} + D_{\text{ТЕХ}}, \quad (3.4)$$

где  $D_{\text{ТЕХ}}$  - расход пара на технологические нужды, кг/с.

Потери пара внутри ТГУ принимаются равными 2-3 % от расхода пара для внешних потребителей, кг/с

$$D_{\text{ПОТ}} = (0,02 \div 0,03) D_{\text{ВП}}. \quad (3.5)$$

Расход пара на собственные нужды ТГУ предварительно принимается (впоследствии его уточняют) в размере 5-15 % от расхода пара для внешних потребителей, кг/с

$$D_{\text{СН}} = (0,05 \div 0,15) D_{\text{ВП}}. \quad (3.6)$$

Для ТГУ с открытой системой теплоснабжения (см. рисунок 3.2) расход пара на собственные нужды следует принимать в размере 15-30 %, т.е.

$$D_{\text{СН}} = (0,15 \div 0,3) D_{\text{ВП}}.$$

Паропроизводительность всей ТГУ может быть рассчитана по формуле, кг/с

$$D_{\text{ТГУ}} = D_{\text{ВП}} + D_{\text{ПОТ}} + D_{\text{СН}}. \quad (3.7)$$

Расход сетевой воды  $G_{\text{С}}$  через подогреватели К5 на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение может быть найден из уравнения теплового баланса.

$$(Q_{\text{ОВ}} + Q_{\text{ГВ}}) \cdot 10^3 = G_{\text{С}}(i''_{\text{С}} - i'_{\text{С}}), \quad (3.8)$$

где  $i''_{\text{С}}$ ,  $i'_{\text{С}}$  - энтальпии воды после сетевых подогревателей и передними ( $i''_{\text{С}} = 4,19 \cdot t''_{\text{С}}$ ,  $i'_{\text{С}} = 4,19 \cdot t'_{\text{С}}$ ), кДж/кг;

$t''_{\text{С}}$ ,  $t'_{\text{С}}$  - температура воды в подающем и обратном теплопроводах, °С.

Расход воды на подпитку тепловых сетей принимается:

- для закрытой системы теплоснабжения, кг/с

$$G_{\text{Под}}^{\text{ТС}} = (0,015 \div 0,02) G_{\text{С}}, \quad (3.9)$$

- для открытой системы теплоснабжения (см. последний абзац параграфа 3.1), кг/с

$$G_{\text{ПОД}}^{\text{ТС}} = (0,015 \div 0,02) G_{\text{С}} + G_{\text{ГВ}}. \quad (3.10)$$

Количество возвращаемого в ТГУ конденсата от потребителя, кг/с

$$G_{\text{К}}^{\text{ТЕХ}} = (1 - \text{К}) D_{\text{ТЕХ}}, \quad (3.11)$$

Потери технологического конденсата у потребителя составят, кг/с

$$G_{\text{К,ПОТ}}^{\text{ТЕХ}} = D_{\text{ТЕХ}} - G_{\text{К}}^{\text{ТЕХ}}, \quad (3.12)$$

Суммарные потери пара и технологического конденсата, без учета потерь с выпаром и водой из расширителя непрерывной продувки Кб, составят, кг/с

$$D_{\text{С,ПОТ}} = D_{\text{К,ПОТ}}^{\text{ТЕХ}} + D_{\text{ПОТ}} + G_{\text{ПОД}}^{\text{ТС}}, \quad (3.13)$$

Доля потерь теплоносителя

$$P_{\text{T}} = \frac{D_{\text{С,ПОТ}}}{D_{\text{TГУ}}}. \quad (3.14)$$

Процент непрерывной продувки котла определяется по формуле, %

$$P_{\text{T}} = \frac{S_{\text{ХОВ}} \cdot P_{\text{T}} \cdot 100}{S_{\text{КВ}} - S_{\text{ХОВ}} \cdot P_{\text{T}}}, \quad (3.15)$$

где  $S_{\text{ХОВ}}$  - сухой остаток химически очищенной воды, мг/л (приложение А таблица А2);

$S_{\text{КВ}}$  - сухой остаток котловой воды, принимаемый из таблицы 3, мг/л.

Непрерывная продувка котла не должна превышать 10 %, в противном случае следует изменить схему водоподготовки, позволяющую снизить солесодержание химически очищенной воды или применить в котлах ступенчатое испарение.

Таблица 3 – Расчетные нормы качества котловой воды

Котлы	Сухой остаток(общее солесодержание) $S_{КВ}$ , мг/л	Щелочность Щкв, мг-экв/л	Шламосодержание, мг/л
Водотрубные: без нижних барабанов и грязевиков	2500	11	2000
с нижними барабанами	4000	16	12000
с грязевиками	4500	18	20000
Газотрубные	4000	14	5000
Жаротрубные	16000	25	7000

Примечание - По данным Бийского котельного завода (выпускает котлы серий КЕ, ДЕ и ДКВР), солесодержание котловой воды в котлах с одноступенчатым испарением не должно превышать 3000 мг/л (котел с пароперегревателем) и 1500 мг/л (котел без пароперегревателя).

Солесодержание химически обработанной воды при расчетах принимается приблизительно равным сухому остатку исходной воды, т.е.

$$S_{ХОВ} = S_{ИВ}. \quad (3.16)$$

Расход питательной воды на редуционную охлаждающую установку К2 в кг/с может быть найден из теплового баланса для нее

$$G_{РОУ} (i''_{1,4} - i_{ПВ}) = D_{ТГУ} (i''_{1,4} - i_{0,7}), \quad (3.17)$$

где  $i''_{1,4}$  - энтальпия насыщенного пара при давлении в котле, равном 1,4 МПа, кДж/кг;

$i_{ПВ}$  - энтальпия питательной воды (принимается при расчетах при  $t_{ПВ}$  из предыдущей работы студента, равной 100 °С;

$$i_{ПВ} = 4,19 \cdot t_{ПВ}), \text{ кДж/кг.}$$

Расход воды, подаваемой питательным насосом К9, составит, кг/с

$$G_{ПН} = D_{ТГУ} + G_{РОУ}. \quad (3.18)$$

Расход продувочной воды через расширитель непрерывной продувки К6, кг/с

$$G_{ПР} = G_{ПН} \frac{P_{ПР}}{100} \quad (3.19)$$

Использование РНП экономически целесообразно при  $G_{ПР} > 0,14$  кг/с, в противном случае РНП не устанавливается.

Количество пара, выделяемое в расширителе непрерывной продувки Кб в единицу времени, может быть найдено из уравнения теплового баланса, кг/с

$$D_{РНП} (i''_{РНП} - i'_{РНП}) = G(i''_{КВ} - i'_{РНП})\eta_{П}, \quad (3.20)$$

где  $i''_{КВ} - i'_{РНП}$  энтальпии кипящей котловой воды (при давлении в барабане котла) и кипящей воды в расширителе непрерывной продувки (при давлении 0,15 МПа), кДж/кг;

$i''_{РНП}$  – энтальпия насыщенного пара в расширителе непрерывной продувки Кб, кДж/кг.

Расход продувочной воды, сливаемой в канализацию, составит, кг/с

$$G_{РНП} = G_{ПР} - D_{РНП}. \quad (3.21)$$

Примечание - При расходе сливаемой в канализацию воды  $G_{РНП} < 0,278$  кг/с ее тепло обычно не учитывается и не используется, т.е. установки подогревателя исходной воды ПИВ1 (К13) не требуется.

Расход воды из деаэратора К4 будет, кг/с

$$G_{д} = G_{ПН} + G_{под}^{ТС}. \quad (3.22)$$

Расход выпара из деаэратора К4 найдется из соотношения, кг/с

$$D_{вып} = d \cdot G_{д}, \quad (3.23)$$

где  $d$  - удельный расход выпара, принимаемый равным 0,002 (кг пара)/(кг воды из деаэратора).

Уточненные суммарные потери пара и конденсата в ТГУ, которые равны расходу химически очищенной воды, составят, кг/с

$$G_{у,пот} = G_{хов} = D_{с,пот} + D_{вып} + G_{РНП} \quad (3.24)$$

Расход исходной воды с учетом собственных нужд на химводоочистку (на собственные нужды расходуется 10 - 15 % исходной воды) будет, кг/с

$$G_{ИВ} = (1,10 \div 1,15) G_{хов}. \quad (3.25)$$

Температура исходной воды после первого подогревателя К13 может быть найдена из уравнения теплового баланса, °С

$$4,19 \cdot G_{ИВ} (t_{ПИВ1} - t_{ИВ}) = G_{РНП}(i'_{РНП} - i_{б}), \quad (3.26)$$



где  $i_B$  - энтальпия солесодержащей воды, поступающей в барботер (обычно принимают  $i_B = 167$  кДж/кг), кДж/кг;

$T_{ив}$  - температура исходной воды, принимаемая при расчетах для периода отрицательных температур наружного воздуха равной  $5$  °С. Расход пара на подогрев исходной воды в подогревателе К14 может быть найден из теплового баланса для подогревателя, кг/с

$$D_{пив2}(i''_{0,7} - i_K) = 4,19 \cdot G_{ив} (t_{пив2} - i_{пив1}), \quad (3.27)$$

где  $t_{пив2}$  - температура исходной воды после подогревателей (перед химводоочисткой), обычно принимаемая в расчетах равной  $20-25$  °С.

Температура воды после подогревателя очищенной воды К8 ( $t_{пов2}$ ) принимается в расчетах обычно равной  $80$  °С. С учетом этого температура очищенной воды перед этим подогревателем  $t_{пов1}$  может быть найдена из уравнения теплового баланса

$$4,19 \cdot G_{хов} (t_{пов2} - t_{пов1}) = G_D(i'_D - i_{пв}), \quad (3.28)$$

где  $i'_D$  - энтальпия воды на выходе из деаэрата (при температуре  $102-104$  °С), кДж/кг.

Если при расчетах будет выполняться неравенство  $t_{пов1} < t_{пив2}$ , то устанавливать подогреватель ПОВ1 нет необходимости. Тогда из уравнения (3.28) должна быть найдена температура  $t_{пов2}$  при условии, что  $t_{пов1} = t_{пив2}$ .

Расход пара на подогреватель очищенной воды К16 найдется из уравнения теплового баланса, кг/с

$$4,19 \cdot G_{хов} (t_{пов1} - t_{пив1}) = D_{пов1}(i''_{0,7} - i_K). \quad (3.29)$$

В охладителе выпара К3 происходит дальнейший нагрев очищенной воды до температуры  $t_{ов}$ , которую можно определить из уравнения теплового баланса, записанного для охладителя выпара в виде

$$4,19 \cdot G_{хов} (t_{ов} - t_{пов2}) = D_{вып}(i''_D - i_K), \quad (3.30)$$

где  $i''_D$  - энтальпия насыщенного пара на выходе из деаэрата (при давлении  $P_D$ ), кДж/кг.

Расход пара при давлении  $0,7$  МПа на подогрев воды в деаэрате и доведения ее до кипения определится из уравнения теплового баланса для деаэрата, кг/с

$$D_D \cdot i''_{0,7} + D_{рп} i''_{рп} + (G_K^{TEX} + D_{пив2} + D_{пов1} + D_{ов} + D_{гв}) \cdot i_K =$$

$$G_d \cdot i'_d + D_{\text{вып}} \cdot i''_d \quad (3.31)$$

Расчетный расход пара на собственные нужды ТГУ составит, кг/с

$$D_{p,CH} = D_d + D_{\text{Пив2}} + D_{\text{Пов1}}, \quad (3.32)$$

а расчетная паропроизводительность ТГУ будет, кг/с

$$D_{p,ТГУ} = D_{\text{ВП}} + D_{p,CH} + D_{\text{ПОТ}}. \quad (3.33)$$

Теперь необходимо сравнить расчетную паропроизводительность ТГУ с рассчитанной ранее по формуле (3.7) и определить ошибку расчета, %

$$\Delta = \frac{D_{p,ТГУ} - D_{ТГУ}}{D_{p,ТГУ}} \cdot 100 \quad (3.34)$$

Если ошибка не превысит  $\pm 2\%$ , то расчет тепловой схемы ТГУ считается законченным, в противном случае необходимо с учетом полученной ошибки перезадавать долю расхода пара на собственные нужды в формуле (3.6) и повторить расчеты.

### 3.4 Расчет тепловой схемы отопительной ТГУ с водогрейными котлами

Принципиальная тепловая схема водогрейной ТГУ с закрытой системой теплоснабжения приведена на рисунке 3.3. Тепловой расчет схемы в курсовой работе должен быть выполнен только для максимального зимнего режима. При обычных расчетах вычисления должны быть проведены и для режима, соответствующего точке излома на температурном графике. Температурный график работы тепловой сети строится в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха, максимальных и минимальных значений температуры воды в прямом и обратном трубопроводах. Принципиальный вид температурного графика показан на рисунке 3.4. Однако из-за большого объема вычислений студенту предлагается выполнить расчет ТГУ только для повышенного температурного графика ( $t_{\text{ГР}} = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{\text{ОБ}} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

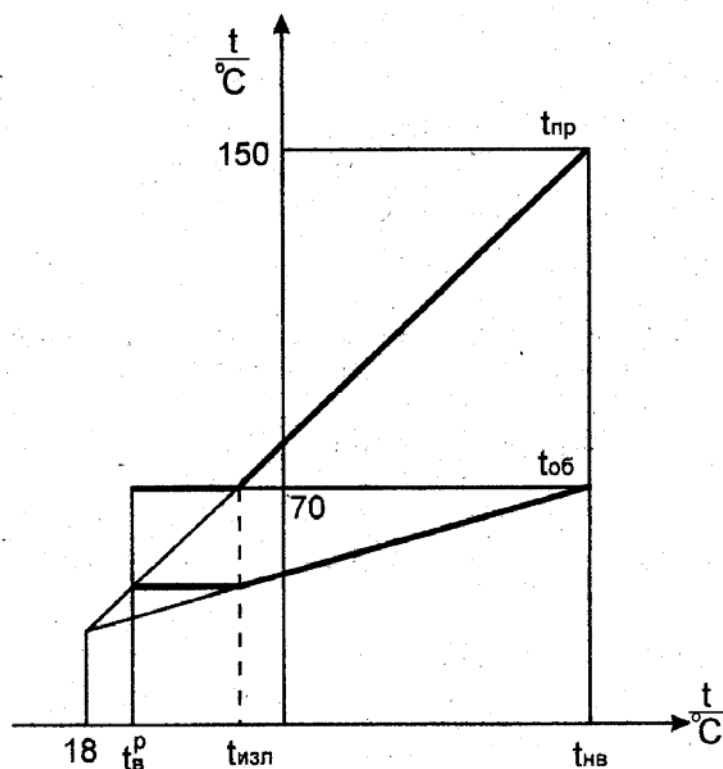


Рисунок 3.4 - Температурный график тепловой сети

Суммарная тепловая мощность, которую необходимо получить в водогрейных котлах ТГУ, составляет, МВт

$$Q_{\text{ТГУ}} = Q_{\text{ОВ}} + Q_{\text{ГВ}} + Q_{\text{СН}} + Q_{\text{ПОТ}}, \quad (3.35)$$

где  $Q_{\text{ОВ}}$ ,  $Q_{\text{ГВ}}$ ,  $Q_{\text{СН}}$  - тепловые мощности, расходуемые на отопление и вентиляцию, горячее водоснабжение, собственные нужды, МВт;

$Q_{\text{ПОТ}}$  - потери тепловой мощности внутри ТГУ, МВт.

Расходуемая тепловая мощность на собственные нужды будет включать следующие составляющие, МВт

$$Q_{\text{СН}} = Q_{\text{ИВ}} + Q_{\text{ХОВ}} + Q_{\text{МХ}}, \quad (3.36)$$

где  $Q_{\text{ИВ}}$  - тепловая мощность, идущая на подогрев исходной воды в подогревателе К9, МВт;

$Q_{\text{ХОВ}}$  - тепловая мощность, теряемая от охлаждения воды в фильтрах химводоочистки, МВт;

$Q_{мх}$  - тепловая мощность, расходуемая на подогрев мазута перед форсункой, которая совместно с потерями в ТГУ может быть ориентировочно взята в пределах, МВт

$$Q_{мх} + Q_{пот} = (0,002 \div 0,005) Q_{ТГУ} . \quad (3.37)$$

Для определения тепловых мощностей на подогрев исходной воды  $Q_{ив}$  и от охлаждения воды в фильтрах ХВО  $Q_{хов}$  необходимо знать расход воды на химводоочистку  $G_{ив}$ , который на начальной стадии расчета тепловой схемы ТГУ является неизвестной величиной. Поэтому тепловую мощность ТГУ с учетом потерь  $Q_{пот}$  приближенно можно определить по формуле, приведенной в таблице 4.

Таблица 4 - Формула и коэффициенты для определения рабочей тепловой мощности отопительной ТГУ с водогрейными котлами [2]

Система теплоснабжения	Топливо	Коэффициенты		Формула расчета рабочей тепловой мощности ТГУ $Q_{тгу} = f(Q_{ов}, Q_{гв}, Q_{сн}, Q_{пот}),$ МВт
		A	B	
Закрытая	Твердое	1,018	1,018	$Q_{тгу} = A \cdot Q_{ов} + B \cdot Q_{гв}$
	Жидкое	1,0526	1,0526	
	Газообр	1,018	1,018	
Открытая	Твердое	1,0172	1,182	
	Жидкое	1,0519	1,182	
	Газообр	1,0172	1,182	

Примечание - Коэффициенты A и B в вышеприведенной формуле таблицы учитывают затраты тепловой мощности на собственные нужды и потери в ТГУ.

Расчет тепловой схемы ТГУ при работе котлов на газе или твердом топливе должен выполняться при переменной температуре воды на выходе из котлов, которая должна быть определена расчетом. В курсовой работе допускается расчет проводить для повышенного температурного графика.

Расчет тепловой схемы ТГУ при работе на мазуте выполняется при постоянной температуре воды на выходе из котла, которую обычно принимают равной 150 °С.

Расчетные расходы сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение можно определить по формулам, кг/с

$$G_{ов}^c = \frac{Q_{ов} \cdot 10^3}{i_{пп} - i_{об}}$$

$$G_{ГВ}^C = 1,05 \frac{Q_{ГВ} \cdot 10^3}{i_{ПР} - i_{ОБ}} \quad (3.38)$$

где  $i_{ПР}$  и  $i_{ОБ}$  - энтальпия воды в прямом и обратном трубопроводах, определяемая через температуры ( $i_{ПР} = 4,19 \cdot t_{ПР}$ ,  $i_{ОБ} = 4,19 \cdot t_{ОБ}$ ), кДж/кг.

Коэффициент 1,05 в формуле (3.38) учитывает циркуляцию воды в системе горячего водоснабжения (при малых водоразборах) [2].

Общий расход сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение составит, кг/с

$$G^C = G_{ОБ}^C + G_{ГВ}^C \quad (3.39)$$

Примечание - При максимальном зимнем режиме  $G_{ГВ}^C = 0$ , так как вода для горячего водоснабжения подогревается обратной водой из системы отопления.

Расход воды через котел будет, кг/с

$$G_{ТГУ} = \frac{Q_{ТГУ} \cdot 10^3}{i_{ПР} - i_{ОБ}} \quad (3.40)$$

Расход воды на подпитку тепловых сетей при закрытой системе теплоснабжения принимают равным, кг/с

$$G_{ПОД} = (0,015 \div 0,02) \cdot G^C \quad (3.41)$$

Расход воды на подпитку тепловых сетей при открытой системе теплоснабжения принимают равным, кг/с

$$G_{ПОД} = (0,015 \div 0,02) \cdot G^C + G_{ГВ}^C \quad (3.42)$$

Расход воды на линии рециркуляции и по перемычке при различных тепловых нагрузках, отличных от максимального зимнего режима, будет, кг/с

$$G_{РЦ} = \frac{G_{ТГУ} \cdot (t''_K - t'_K)}{t_{ПР} - t'_K} \quad (3.43)$$

$$G_{ПМ} = \frac{G^C \cdot (t''_K - t'_{ОБ})}{t''_K - t_{ПР}} \quad (3.44)$$

Если принять, что расход химически очищенной воды соответствует расходу подпиточной воды, т.е.  $G_{\text{ХОВ}} = G_{\text{ПОД}}$ , то с учетом потерь воды в химводоочистке в размере  $15 \div 20 \%$  расход исходной воды будет, кг/с

$$G_{\text{ИВ}} = (1,15 \div 1,2) G_{\text{ХОВ}}. \quad (3.45)$$

Расход греющей воды через подогреватель очищенной воды К6 может быть найден из уравнения теплового баланса, записанного через температуры, кг/с

$$G_{\text{ПОВ}} (t''_{\text{К}} - t_{\text{ПОВ}}) = G_{\text{ХОВ}} (t'_{\text{ХОВ}} - t'_{\text{ХОВ}}). \quad (3.46)$$

где при расчетах можно принять:  $t'_{\text{ХОВ}} = 60 \div 65 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$$t'_{\text{ХОВ}} = 20 \div 25 \text{ }^\circ\text{C} \text{ (см. пояснения в параграфе 3.1).}$$

Температуру греющей воды после подогревателя исходной воды К9 можно рассчитать из уравнения теплового баланса для подогревателя

$$G_{\text{ПОВ}} (t_{\text{ПОВ}} - t_{\text{ПИВ}}) = G_{\text{ХОВ}} (t'_{\text{ХОВ}} - t_{\text{ИВ}}), \quad (3.47)$$

где температура исходной воды в зимний период может быть принята равной  $5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Расход пара из вакуумного деаэратора  $D_{\text{ВЫП}}$  принимается аналогично, как и для деаэраторов атмосферного типа, по формуле (3.23), при этом  $G_{\text{Д}} \approx G_{\text{ХОВ}}$ .

В тепловых схемах отопительных ТГУ с закрытой системой теплоснабжения теплоту, выносимую с паром  $D_{\text{ВЫП}}$  часто в расчетах можно не учитывать с целью их упрощения и ввиду малого расхода  $D_{\text{ВЫП}}$ . Однако на рисунке 3.3 показан охладитель пара КЗ и, соответственно, используется теплота пара. С учетом этого температуру очищенной воды  $i'_{\text{ХОВ}}$  после охладителя пара можно определить из уравнения теплового баланса

$$D_{\text{ВЫП}}(i''_{\text{Д}} - i'_{\text{Д}}) = 4,19 \cdot G_{\text{ХОВ}}(t_{\text{ОВ}} - t''_{\text{ХОВ}}), \quad (3.48)$$

где  $i''_{\text{Д}}$ ,  $i'_{\text{Д}}$  - энтальпии насыщенного пара и кипящей воды в деаэраторе при давлении  $P_{\text{Д}}$  (берутся из приложения 1), кДж/кг.

Расход греющей воды на деаэрацию определится из уравнения теплового баланса для деаэратора

$$4,19(G'_{\text{Д}} \cdot t''_{\text{К}} + G_{\text{ХОВ}} \cdot t_{\text{ОВ}}) = D_{\text{ВЫП}} \cdot i''_{\text{Д}} + G_{\text{Д}} \cdot i'_{\text{Д}}. \quad (3.49)$$

Расчетные расходы воды в ТГУ составят, кг/с: - на собственные нужды

$$G_{P,CH} = G_{ПОВ} + C'_д ; \quad (3.50)$$

- через котел в расчетном режиме

$$G_{P,ТГУ} = \frac{(Q_{OB} + Q_{ГВ}) \cdot 10^3}{i_{ПР} - i_{OB}} + G_{P,CH} \quad (3.51)$$

Теперь необходимо сравнить полученный расчетный расход воды через котел  $G_{P,ТГУ}$  с ранее найденным  $G_{ТГУ}$  по формуле (3.43) и определить относительную ошибку расчета, %

$$\Delta = \frac{G_{P,ТГУ} - G_{ТГУ}}{G_{P,ТГУ}} \cdot 100. \quad (3.52)$$

Если ошибка не превысит  $\pm 2\%$ , то расчет тепловой схемы ТГУ считается законченным, в противном случае необходимо произвести замену  $G_{ТГУ}$ , полученного по формуле (3.40), на  $G_{P,ТГУ}$ , рассчитанный по формуле (3.51), и повторить расчеты.

#### **4. Расчет установки подготовки исходной воды (химводоочистки)**

После расчета тепловой схемы ТГУ должен быть сделан расчет установки подготовки исходной воды в соответствии с рекомендациями, указанными в п. 3.1 и 3.2 для открытых систем теплоснабжения.

Установка для подготовки исходной воды (ХВО) предназначена для обеспечения безнакипного режима работы паровых и водогрейных котлов, вспомогательного оборудования ТГУ и тепловых сетей.

В соответствии с действующими правилами Госгортехнадзора докотловая обработка воды должна предусматриваться:

- для всех котлов паропроизводительностью более 0,7 т/ч;
- для котлов, имеющих экранные поверхности нагрева;
- для незранированных котлов, сжигающих высококалорийное топливо: газ, мазут;
- для всех водогрейных котлов.

##### **4.1. Выбор схемы водоподготовительной установки**

Для подготовки питательной воды в паровых котлах рекомендуются следующие схемы обработки:

- натрий-катионирование одноступенчатое - для уменьшения общей жесткости воды до 0,1 мг-экв/л; двухступенчатое - ниже 0,1 мг-экв/л. Указанный метод применяют при карбонатной жесткости менее 3,5 мг-экв/л, если эта схема допустима по величине продувки, концентрации углекислоты в паре, относительной щелочности; для экранированных котлов, требующих глубокого умягчения;

- после натрий-катионирования могут применяться коррекционные методы обработки воды:

а) нитратирование дозировкой нитратов в обрабатываемую воду, снижающих щелочность исходной воды для предупреждения межкристаллической коррозии металла котлов;

б) амминирование - для уменьшения содержания в паре углекислоты;

- водород-натрий-катионирование, когда необходимо снизить жесткость, щелочность, солесодержание и углекислоту в паре;

- натрий-хлор-ионирование, когда требуется снизить жесткость, щелочность и концентрацию углекислоты в паре, а величина продувки котлов не превышает нормы;

- аммоний-натрий-катионирование, когда требуется снизить жесткость, щелочность, солесодержание котловой воды и концентрацию углекислоты в паре (при этом допускается наличие в паре аммиака);

- другие.

При проектировании водоподготовительной установки для паровых котлов выбор схемы производится по трем основным критериям:

- величине продувки котлов ( $P_{пр.}$ );

- относительной щелочности воды ( $\text{Щ}_{ХОВ}^{от}$ );

- содержанию углекислоты в паре ( $\text{CO}_2$ ).

При использовании водогрейных котельных агрегатов, работающих на сетевой воде, в большинстве случаев можно ограничиться одной ступенью умягчения воды в узле ХВО, а для вакуумной деаэрации (при  $t \approx 70$  °С) обычно создают абсолютное давление в вакуумном деаэраторе около 0,03 МПа. Схему водоподготовки ТГУ выбирают в зависимости от качества исходной воды, характеристики которой можно взять из приложения А таблицы А2, применяя методы, исключая использование агрессивных реагентов. Рекомендуется использовать преимущественно прямоточные схемы без промежуточного перекачивания воды.

Величина продувки котлов определяется по формуле (3.15) для режима максимальных потерь пара и конденсата, выраженных в % от паропроизводительности котельной. При  $P_{пр} < 2$  % предусматривается только периодическая продувка.

Относительная щелочность котловой воды  $\text{Щ}_{ХОВ,КВ}^{от}$ , равная относительной щелочности обработанной воды  $\text{Щ}_{ХОВ,ОВ}^{от}$  определяется по формуле



$$\text{Щ}_{\text{ХОВ,КВ}}^{\text{OT}} = \text{Щ}_{\text{ХОВ,ОВ}}^{\text{OT}} = 40 \cdot \frac{\text{Щ}_{\text{ОВ}}}{S_{\text{ХОВ}}} \cdot 100, \quad (4.1)$$

где 40 - эквивалент NaOH, мг/кг;

$\text{Щ}_{\text{ОВ}}$  - щелочность обработанной воды, обычно принимаемая при расчетах равной щелочности котловой воды  $\text{Щ}_{\text{КВ}}$ , а последняя находится по таблице 3, мг-экв/л.

Щелочность обрабатываемой воды для схем натрий -катионирования следует принимать равной щелочности исходной воды; для схем водород-натрий-катионирования и аммоний -катионирования - от 0,5 до 0,7 мг-экв/л; для схем водород-катионирования с "голодной" регенерацией фильтров от 0,7 до 1,0 мг-экв/л. В соответствии с правилами Госгортехнадзора относительная щелочность котловой воды для паровых котлов не должна превышать 20 %. Для котлов типа ДКВР, ДЕ и КЕ при величине относительной щелочности  $\text{Щ}_{\text{ХОВ}}^{\text{OT}} > 20 \%$  следует предусмотреть нитратирование воды.

Концентрацию углекислоты в паре определяют при отсутствии деаэрации питательной воды или при использовании деаэраторов атмосферного типа без барботажа по формуле, мг/кг

$$\text{CO}_2 = 22 \cdot \text{Щ}_{\text{ОВ}} \cdot \alpha_{\text{ОВ}} \cdot (1 + \sigma), \quad (4.2)$$

где  $\alpha_{\text{ОВ}}$  - доля химически очищенной воды в питательной  $\left( \alpha_{\text{ОВ}} = \frac{G_{\text{ХОВ}}}{G_{\text{ПН}}} \right)$

$\sigma$  - доля разложения  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  в котле, принимаемая равной 0,6 при давлении в котле до 1 МПа; 0,8 - от 1 до 2 МПа; 0,9 - от 2 до 3 МПа; 0,95 - от 3 до 4 МПа.

При деаэрации питательной воды с барботажем концентрацию углекислоты в паре определяют по формуле

$$\text{CO}_2 = 22 \cdot \text{Щ}_{\text{ОВ}} \cdot \alpha_{\text{ОВ}} \cdot (\sigma_1 + \sigma_2), \quad (4.3)$$

где  $\sigma_1$  - доля разложения  $\text{NaHCO}_3$  в котле, принимаемая ориентировочно равной 0,4;

$\sigma_2$  - доля разложения  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  в котле, принимаемая ориентировочно равной 0,7.

При содержании  $\text{CO}_2$  более 20 мг/кг следует принимать меры против углекислотной коррозии.

Обычно при выборе схемы водоподготовительной установки для ТГУ студенту рекомендуется рассчитать при паровых котлах двухступенчатую натрий-

катионитовую установку, а при водогрейных котлах одноступенчатую натрий-катионитовую установку, расчет которых позволит студенту усвоить основные методы по выбору химводоочистного оборудования.

## 4.2 Расчет оборудования двухступенчатой установки На-катионирования

Для сокращения устанавливаемого оборудования и его унификации в обеих ступенях установки ХВО принимаются однотипные конструкции фильтров, хотя на практике это делается не всегда. При этом следует предусмотреть резервные фильтры, чтобы в период регенерации фильтров первой и второй ступеней резервные фильтры позволили проводить умягчение воды в полном объеме без нарушения технологического режима очистки воды.

Нормальная скорость фильтрации воды через фильтр принимается обычно в пределах  $12 < W < 15$  м/ч, а максимальная скорость  $W_{\Phi,MAX}$  до 25 м/ч.

Расчет оборудования установки ХВО начинают с расчета 2-й ступени, т.к. оборудование должно обеспечить добавочное количество воды, расходуемой на собственные нужды водоподготовки.

### 4.2.1 Расчет 2-й ступени На-катионитового фильтра

Расчетная площадь фильтрации определяется по формуле, м<sup>2</sup>

$$f_{P,\Phi} = \frac{G_{XOB}}{W_{\Phi,MAX}} \cdot 3,6 \quad (4.4)$$

где  $G_{XOB}$  - расход химически очищенной воды (берется из предыдущих расчетов), кг/с.

Здесь и далее в расчетах принято, что плотность химически очищенной воды принята 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Зная расчетную площадь фильтрации, определяется расчетный минимальный диаметр фильтра, м

$$d_{P,\Phi} = \sqrt{\frac{4 \cdot f_{P,\Phi}}{\pi}}, \quad (4.5)$$

по которому, исходя из условия  $d_{P,\Phi} \leq d_{\Phi}$ , по приложению А таблицы А3 выбирается к установке фильтр с диаметром  $d_{\Phi}$ , имеющий ближайшее значение к расчетному.

При большей производительности водоподготовительной установки могут быть параллельно установлены несколько фильтров как в первой, так и во второй ступени.

Действительная скорость фильтрации воды в фильтре составит, м/ч

$$W_{\Phi} = \frac{G_{\text{ХОВ}}}{f_{\Phi}} \cdot 3,6 \quad (4.6)$$

где  $f_{\Phi}$  - площадь фильтрации у выбранного стандартного фильтра, м<sup>2</sup>.

Количество солей жесткости, подлежащих удалению в течение суток во второй ступени фильтра при условии, что жесткость воды на входе во вторую ступень (выход из первой ступени) принята равной 0,1 мг-экв/кг, определится по формуле, г-экв/сут

$$A_2 = 0,1 \cdot G_{\text{ХОВ}} \cdot 3,6 \cdot 24. \quad (4.7)$$

Число регенераций фильтра в сутки будет

$$R_2 = \frac{A_2}{V_{\Phi} \cdot E}, \quad (4.8)$$

а межрегенерационный период работы составит, ч

$$\tau_2 = \frac{24 \cdot n}{R_2} - 2, \quad (4.9)$$

где  $V_{\Phi}$  - объем фильтрующей загрузки, м<sup>3</sup>;

$E$  - рабочая обменная способность фильтрующей загрузки (сульфоугля), принимаемая  $E = 300$ , г-экв/м<sup>3</sup>;

$n$  - число работающих фильтров;

2 - время регенерации фильтра (15 минут - взрыхляющая промывка, 1 час 30 минут - регенерация, 15 минут - отмывка), ч.

Расход 100 % соли (NaCl) на одну регенерацию фильтра 2-й ступени будет, кг/рег

$$G_c = \frac{E \cdot V_{\Phi} \cdot g_c}{1000}, \quad (4.10)$$

где  $g_c$  - удельный расход соли на регенерацию фильтров ( $g_c = 350$ ), г/(г-экв).

Объем 26 % насыщенного раствора соли на одну регенерацию составит, м<sup>3</sup>

$$G_{c2} = \frac{100 \cdot g_c}{26 \cdot \rho_{PC}} \quad (4.11)$$

где  $\rho_{PC}$  - плотность насыщенного раствора соли при 20 °С ( $\rho_{PC} = 1200$ ), кг/м<sup>3</sup>.

Расход технической соли, требующейся для регенерации фильтра второй ступени, за сутки и месяц будет, кг

$$G_{CVV,2} = \frac{R_2 \cdot G_{C2}}{0,965},$$

$$G_{MEC,2} = G_{CVV,2} \cdot 30, \quad (4.12)$$

где 0,965 - содержание NaCl в технической соли в долях.

Объем воды на регенерацию Na-катионитового фильтра складывается из расходов воды на взрыхляющую промывку  $V_{B3P}$ , на приготовление регенерационного раствора -  $V_{PEГ}$ , на отмывку катеонита от продуктов регенерации -  $V_{OTM}$ , которые могут быть определены по соотношениям, м<sup>3</sup> :

$$V_{B3P} = \frac{30 \cdot f_{\phi} \cdot 15 \cdot 60}{1000},$$

$$V_{PEГ} = \frac{G_{C,2} \cdot 100}{7 \cdot 1040},$$

$$V_{OTM} = 4 \cdot V_{\phi}, \quad (4.13)$$

где 30 - интенсивность взрыхления фильтрующей загрузки, (м<sup>3</sup>/с)/м<sup>2</sup>;

15 - продолжительность взрыхления, мин;

7 - содержание NaCl в регенерационном растворе, %;

1040 - плотность 7 %- го раствора соли при температуре 20 °С, кг/ м<sup>3</sup>;

4 - расход воды на отмывку 1 м<sup>3</sup> фильтрующей загрузки, м<sup>3</sup>. Если использовать отмывочную воду и для взрыхления фильтрующей загрузки, то расход воды на регенерацию второй ступени фильтра уменьшится и составит, м<sup>3</sup>

$$V_{B2} = V_{PEГ} + V_{OTM}. \quad (4.14)$$

Расход воды за сутки в среднем составит, м

$$V_{B2}^{CVT} = V_{B2} \cdot R_2. \quad (4.15)$$

## 4.2.2 Расчет 1-й ступени Na-катионитового фильтра

К установке в первой ступени станции химводоочистки при работе ТГУ при закрытой системе теплоснабжения принимается такое же число и таких же фильтров 2-й ступени. Методика расчета аналогична расчету фильтра второй ступени. При расчетах необходимо заменить индекс «2» на индекс «1», что будет указывать на фильтр первой ступени, и рабочую обменную способность фильтрующей загрузки для 1-й ступени взять равной  $E = 230$  г-экв/м<sup>3</sup>. Количество солей жесткости, подлежащих удалению в течение суток в фильтре первой ступени при условии, что жесткость воды на выходе из первой ступени равна 0,1 мг-экв/кг, рассчитывают по формуле, г-экв/сут

$$A_1 = (Ж_0 - 0,1) \cdot G_{\text{ХОВ}} \cdot 3,6 \cdot 24, \quad (4.16)$$

где  $Ж_0$  - общая жесткость воды, поступающей на водоподготовительную установку, мг-экв/кг (приложение А таблица А2).

### Примечания

1. Расчет станции химводоочистки при работе ТГУ при открытой системе теплоснабжения ведется по вышеприведенной методике с учетом рекомендаций, данных в параграфе 3.1.

2. Расчет водоподготовительной установки для водогрейных котлов в соответствии с рекомендациями, данными в параграфе 4.1, ведут аналогично, как в п.п. 4.2.2.

## 5 Подбор оборудования ТГУ

После расчета принципиальной тепловой схемы ТГУ и установки ХВО студенту необходимо подобрать следующее оборудование: деаэратор; питательный, подпиточный и сетевой насосы; насосы исходной и промывочной воды.

### 5.1 Подбор деаэратора

Деаэрационные установки термической деаэрации воды для паровых котлов комплектуются из устройств, совмещенных с питательными емкостями (баками-аккумуляторами), по расходу деаэрированной воды  $G_d$  и подбираются по приложению А таблица А4. Такие деаэраторы называются деаэраторами атмосферного типа. Емкость бака должна составлять для ТГУ паропроизводительностью до 8,33 кг/с (30 т/ч) 40-минутный запас воды по максимальному расходу; для ТГУ паропроизводительностью более 8,33 кг/с - 30-минутный запас по максимальному расходу питательной воды. При паропроизводительности ТГУ до 20,8 кг/с устанавливают один бак - деаэратор питательной воды, а при большей - не менее двух. Деаэратор комплектуется охладителем выпара.

В отопительных ТГУ с водогрейными котлами используются деаэраторы вакуумного типа, которые подбираются также по расходу деаэрированной воды  $G_d$  по приложению А таблицы А5.

## 5.2 Подбор насосов

Для нормального функционирования ТГУ, ее основного оборудования и системы теплоснабжения в соответствии с графиком отпуска энергии потребителям устанавливаются насосы различного назначения: сетевые, подпиточные, циркуляционные, питательные и др. Марку насоса и его типоразмер выбирают, исходя из назначения, производительности насоса и развиваемого им напора. Число устанавливаемых насосов и их производительность определяются в соответствии со строительными нормами и правилами [10].

Насосы исходной воды должны обеспечить максимальный расход химически очищенной воды для питания паровых котлов, подпитку тепловой сети и дополнительный максимальный расход на отмывку фильтров, т.е. производительность насоса равна, кг/с

$$G_{ИВ} = G_{ХОВ} + G_{ОТМ}. \quad (5.1)$$

Необходимый напор, который должен обеспечить насос исходной воды, составит, МПа

$$P_{ИВ} = \sum \Delta P_i + \Delta P_d, \quad (5.2)$$

где  $\sum \Delta P_i$  - сумма потерь напора в подогревателях исходной воды, фильтрах 1-й и 2-й ступеней ХВО, подогревателях химически очищенной воды, трубопроводах и др., МПа;

$\Delta P_d$  - напор, необходимый на подъем воды и ввод ее в деаэратор, МПа.

При расчетах ориентировочно принимают:  $\sum \Delta P_i = 0,3$  МПа;  $\Delta P_d = 0,18$  МПа.

По рассчитанной производительности и напору насоса исходной воды выбирается его тип по приложению А таблицы А6. К установке принимаются два насоса, один из которых является резервным.

При подборе насоса промывочной воды рассчитывают его производительность, кг/с

$$G_{ПРВ} = \frac{1000 \cdot V_{ВЗР}}{15 \cdot 60}, \quad (5.3)$$

где время взрыхления принято равным 15 минутам.

Напор, который должен создавать насос для взрыхляющей промывки фильтров, составит, МПа

$$P_{\text{ПРВ}} = \sum \Delta P_i, \quad (5.4)$$

где  $\sum \Delta P_i$  - суммарная потеря напора в фильтрах, трубопроводах, водомерах и пр., ориентировочно может быть принята равной 0,11 МПа.

К установке принимается один насос промывочной воды, который выбирается по приложению А таблицы А6 по найденным производительности и напору.

Подбор сетевых насосов, которые устанавливаются для обеспечения циркуляции теплоносителя в тепловых сетях, а в водогрейных ТГУ для подачи воды через котел, может быть проведен по найденному ранее расходу сетевой воды  $G_C$  по приложению А таблицы А7.

Давление воды  $P_C$ , развиваемое насосом, должно определяться для отопительного и летнего периодов и приниматься равным сумме потерь давления в источниках теплоты, в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети и в системе потребителя. При отсутствии данных о суммарных потерях давление сетевого насоса принимается по паспорту насоса.

Количество устанавливаемых сетевых насосов должно приниматься не менее двух, из которых один является резервным.

Подпиточные насосы устанавливаются для восполнения утечки воды в тепловой сети и для создания статистического давления, включая водогрейный котел, которое исключит возможность вскипания воды.

Производительность насоса  $G_{\text{у,пот}}$  для паровых и  $G_{\text{под}}$  для водогрейных котлов принимается по данным расчета тепловой схемы ТГУ. Напор, создаваемый насосом, ориентировочно может быть принят равным рабочему давлению в водогрейном котле или тепловой сети для ТГУ с паровыми котлами при условии, что вода при этом давлении имеет температуру меньше температуры насыщения на 20 К.

В ТГУ устанавливается не менее двух подпиточных насосов, один из которых является резервным.

Для питания паровых котлов с давлением пара более 0,17 МПа, если отработанный пар после насосов используется в схеме ТГУ, следует предусматривать питательные насосы с паровым приводом [10]. В качестве резервного тогда используется насос с электрическим приводом. При невозможности использования пара к установке необходимо принять два насоса с электрическим приводом и питанием двигателей от двух независимых источников.

Производительность питательного насоса с электроприводом должна быть не менее 120 % максимальной паропроизводительности работающего котельного агрегата.

Давление, которое должен создать насос, можно определить по формуле, МПа

$$P_{\text{пн}} = 1,15(P_{\text{б}} - P_{\text{д}} + \Delta P_{\text{с}} + \Delta P_{\text{г}}), \quad (5.5)$$

где  $P_{\text{б}}$  - избыточное давление в барабане парового котла, МПа;

$P_{\text{д}}$  - избыточное давление в деаэраторе, МПа;

$\Delta P_{\text{с}}$  - суммарное сопротивление всасывающего и нагнетательного тракта питательной воды (принимается равным от 0,08 до 0,1), МПа;

$\Delta P_{\text{г}}$  - давление, соответствующее разности уровней воды в барабане котла и в деаэраторе (принимается равным от 0,04 до 0,06), МПа.

После подбора насосов необходимо проверить на достаточность мощности установленного на насосе электродвигателя, для чего определяют мощность на привод насоса и сравнивают ее с мощностью установленного электродвигателя (по приложению А таблицам А6 и А7).

Мощность на привод всех вышеназванных насосов рассчитывается, исходя из его производительности и давления нагнетания, по формуле, кВт

$$N = \frac{G \cdot P}{\eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{эд}}} \quad (5.6)$$

где  $G$  - производительность насоса, кг/с;

$P$  - развиваемое насосом давление, МПа;

$\eta_{\text{н}}, \eta_{\text{эд}}$  - КПД насоса и электродвигателя (при отсутствии данных принимаются равными соответственно 0,8 и 0,9).

### 5.3 . Аэродинамический расчет газоздушного тракта

Аэродинамический расчет осуществляется по нормативному методу [7], а также [2,3,4], где приводится весь необходимый справочный материал, номограммы и таблицы.

На основании аэродинамических расчетов определяются перепады полных давлений газового и воздушного трактов, по которым выбираются типоразмеры дымососов и вентиляторов и двигатели к ним.

Последовательность проведения аэродинамического расчета:

1.Выполнить схематически компоновку котельного оборудования (на миллиметровке): разместить котлоагрегаты, определить расположение и размеры внешних газоходов и воздухопроводов, разместить золоуловители, дымососы, вентиляторы- пылеприготовительную установку, дымовую трубу.

2.Составить схемы газового и воздушного тракта с указанием всех местных сопротивлений и составлением на них спецификации.



3. Определить по тракту все живые сечения  $F_{ж}$  (для прохода газов, воздуха), длины участков, определить по скорости газа (воздуха) с поправкой на температуру (формула 13). Результаты свести в таблицы (см. 3.1 таблицы 3,6,7).

4. Определить значения всех местных сопротивлений по номограммам и таблицам [7] и  $l$  для прямых участков.

5. Определить величины  $\Delta h_m$  и  $\Delta h_{тр}$  для всех участков газохода (воздуховода) по удельному весу сухого воздуха с учетом поправочного коэффициента  $K$  (Л.7, табл. VII-5, с.175),

6. Определить самотягу по отдельным участкам тракта, включая дымовую трубу.

7. Определить суммарное сопротивление газового (воздушного) тракта с внесением поправки на разницу удельного веса газа и воздуха  $s_0/0,132$  (формула 36). Отдельно суммируется самотяга (без поправок) с учетом знака.

8. Результаты расчета сопротивления и самотяги по участкам и расчет полного перепада давлений по тракту с учетом поправок вводятся в таблицу (см. типовую скелетную таблицу 12).

#### **5.4 Исходные данные для расчета сопротивления газового тракта**

Исходные данные для расчета сопротивлений газового тракта в пределах котлоагрегата берутся из теплового расчета и конструктивных характеристик котлоагрегата (курсовая работа) и сводятся в таблицу 5.

Таблица 5 – Данные для аэродинамического расчета газового тракта на участке топка-выход из воздухоподогревателя

Участок тракта	Диаметр трубы, м	Расположение труб	Число рядов труб по ходу газа	отношение $\sigma_1 = S_1/d$	"-"-"-" $\sigma_2 = S_2$	$\Psi = \frac{S_1 - d}{S_2 - d}$ *	Длина продольно - омываемых труб, м	Средняя темп. газов, °С	Средняя скорость газов, м	Поправочный коэффициент К из табл. УП-5 [7]
Фестон Пароперегр. Котельно- пучки Вод. эконом.										

\*Для шахматных пучков  $\Psi = \frac{S_1 - d}{S_2 - d}$ , где d- диагональный шаг

Сопротивления газоходов за пределами котлоагрегата рассчитывается:

1. На участке воздухоподогреватель-золоуловитель - по расходу и температуре уходящих газов (на выходе из воздухоподогревателя), взятым из теплового расчета.

2. На участках золоуловитель-дымосос - дымовая труба по расходу газов перед дымососом (т.е. с учетом присосов на этом участке) и температуре уходящих газов.

Объем газов перед дымососом и определяется по формуле:

$$V_g = \frac{B_p}{3600} (x_{yx} + Дб \cdot x^0) \frac{x_{yx} + 273}{273}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.7)$$

где  $x_{yx}$  -объем дымовых газов при избытке воздуха за воздухоподогревателем,  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;

Дб- присос воздуха в газоходах за воздухоподогревателем принимается по таблице 6;

$B_p$ - расход топлива на один котел  $\text{кг}/\text{ч}$ .

Таблица 6 – Присосы воздуха в газоходах за котлоагрегатом

Присос воздуха на каждые 10 м длины газохода		
первичный	золоуловитель циклонный	конвективный
$\Delta\alpha$ 0,05	0,05	0,01

Скорости в газоходах принимаются предварительно 10-12 м/с с последующим уточнением. По принятой скорости и секундному расходу газа определяется сечение газохода, после чего конструируется газоход (круглый, прямоугольный) и выбираются его размеры.

Сечение сборного газохода (подвод к дымовой трубе), скорость в нем рассчитывается по участкам в зависимости от количества газов (на 1, 2 или 3 котла). При этом сечение подводящего (сборного) газохода к дымовой трубе рекомендуется 1,25 площади выходного сечения трубы. Отношение высоты сборного газохода «h» к ширине «a» -1,2. Исходные данные для расчета газоходов сводятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Исходные данные для аэродинамического расчета газоходов (вариант)

Участок	Скорость газов W, м/с	Секундный объем, U, м <sup>3</sup> /с	Расчетное сечение газохода, м <sup>2</sup> F=U/W	Материал и форма газохода	Конструктивные размеры d, h*a
От котла до экономайзера (воздухонагревателя)					
От экономайзера (воздухонагревателя) до золоуловителя.					
От золоуловителя до дымососа					
От дымососа до входа в сборный газоход					
Сборный газоход участки 1 2					

Примечание – Расчетное сечение газохода округляется до стандартных величин с последующим уточнением скорости газов.

### 5.5 Расчет и выбор золоуловителя

При сжигании твердого топлива установка золоуловителя обязательна независимо от производительности котельной. Рекомендации по выбору типа золоуловителя в зависимости от производительности котельной и объема продуктов сгорания приводится в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор типа золоуловителя в зависимости от производительности котельной и объема продуктов сгорания

Производительность котла, в т/ч	Объем уходящих Газов, м <sup>3</sup> /ч	Тип золоуловителя	Основные сведения о конструкции и размерах	Примечание
2,5-20	до 20000	Жалюзийный ВТИ	§77 [2]	Только для малозольных топлив при слоевом сжигании
2,5-20	до 20000	Блок-циклон Ц	§77[2] прил. Ш табл. Ш-9 [7]	
6,5-20	20000-90000	Батарейные циклоны БЦ	§77[2] прил. Ш табл. Ш-7 [7]	
20-50	до 100000	Центробежные скрубберы ЦС-ВТИ МП-ВТИ	прил. Ш табл.Ш-10 [7] §77 [2]	

Примечание - При сжигании торфа и древесных отходов рекомендуется установка жалюзийных золоуловителей в газоходе перед воздухоподогревателем.

Золоуловитель устанавливается на всасывающей стороне дымососа (для уменьшения золосодержания последнего), как правило, за пределами здания котельной установки.

В зависимости от объема уходящих газов у дымососа выбирается тип золоуловителя согласно таблицам Ш-7; Ш-8; Ш-9 [7] и указаниям § 77 [2], § 57 [3].

Количество элементов в циклоне рассчитывается из выражения

$$N=V_g/V_{эл}, \quad (5.8)$$

где  $V_g$  - объем газов перед дымососом, определяется по формуле (5.7);

$V_{эл}$  - объем газов, проходящих через один элемент, определяется по рекомендованному значению сопротивления золоуловителя.

$$V_{эл} = 0,785 \cdot D^2 \sqrt{\frac{h_{зy}}{c_g}} \cdot \frac{2}{7_{зy}}, \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (5.9)$$

где  $D$ -диаметр цилиндрической части корпуса элемента, м;

$\Delta h_{zy}$  - гидравлическое сопротивление золоуловителя выбирается из оптимальных условий работы циклонов в пределах

$$\Delta h_{zy} = 55 - 75 \text{ кг/см}^2,$$

$c_g$  - плотность газов перед дымососом

$$c_g = 0,132 \frac{273}{273 + x_{yx}} \left[ \frac{\text{кг} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^4} \right]; \quad (5.10)$$

$\xi_{zy}$  - коэффициент аэродинамического сопротивления для блок-циклонов

$$\xi_{zy} = 105 - 115;$$

Для батарейных циклонов  $\xi_{zy}$  - от 60 до 130 (в зависимости от типа закручивающего аппарата, см. табл. 2-1 [7]).

В случае расхождения полученного числа элементов с принятым по конструкции необходимо из формулы (5.8) найти  $V_{эл}$  при количестве элементов  $n$  для выбранного типоразмера и определять  $\Delta h_{zy}$  из формулы (5.9) при полученном значении  $V_{эл}$ .

Сопротивление золоуловителя  $\Delta h_{zy}$  суммируется к сопротивлениям газового тракта котлоагрегата и котельной установки (см. ниже).

## 5.6 Определение местных сопротивлений газового тракта

Все местные сопротивления определяются по формуле:

$$\Delta h_m = o \cdot \frac{W^2}{2} \cdot c = o \cdot h_g, \quad \text{кг/м}^3 \quad (5.11)$$

Значение  $\xi$  для поворотов, резкого изменения сечения и выходе из канала и других местных сопротивлений принимаются по графикам (УП-12 - УП-21) [7] или 21-2 [4].

$W$  - скорость в месте сопротивления,

$$W = \frac{V_r}{3600 \cdot F_{ж}} \cdot \frac{x_r + 273}{273}, \quad \text{м/с} \quad (5.12)$$

$V_r, v_k$  - объем и температура газов в месте сопротивления соответственно  $\text{нм}^3/\text{ч}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$F_{ж}$  - живое сечение,  $\text{м}^2$ .

Значение  $F_{ж}$  в месте поворотов и при изменении сечения в газоходе определяются согласно указаниям § 83 [2] и § I-Д [7]

$c$  - плотность газа в месте сопротивления

$$c = 0,132 \frac{273}{273 + x_r} \left[ \frac{\text{кг} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^4} \right] \quad (5.13)$$

При внезапном изменении сечения при выходе и входе газов коэффициенты  $\alpha_{\text{вх}}$  и  $\alpha_{\text{вых}}$  определяется по графику УП-II[7] в зависимости от отношения меньшего сечения к большему. При этом скорость газа в формуле (5.11) берется по формуле (5.12) для меньшего сечения. Плотность газа  $c$  определяется из выражения (5.13) при температуре в месте изменения сечения.

Сопротивление трения определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \lambda; l/d_3 \cdot W^2/2 \cdot c, \quad \text{кг/м}^2 \quad (5.14)$$

где  $\lambda$  - коэффициент сопротивления определяется по формуле в зависимости от числа  $Re = \frac{W \cdot d}{\nu}$  относительной шероховатости стенок  $d_3/K$  по рисунку УП-3 [7] или рисунку 15-5 2;

$l$  и  $d_3$  - соответственно длина и эквивалентный диаметр рассматриваемого участка. Методика определения  $\Delta h_{\text{тр}}$  газопроводов приведена в п.1-14 [7] и § 83[2];

$K$  - шероховатость стенок (высота выступов) принимается по таблице УП-1 приложения УП [7].

Сопротивление трения  $h_{\text{тр}}$  определяется только при течении потока в прямом канале постоянного сечения, в том числе при продольном омывании пучка труб или при течении внутри труб(воздухоподогреватель с газовой стороны, см. ниже).

При скорости в газопроводах  $W < 12$  м/с величину  $\Delta h_{\text{тр}}$  можно не учитывать.

### **5.7 Сопротивление поперечно-омываемых пучков труб (кипятильные пучки, пароперегреватель и др.)**

Сопротивление поперечно-омываемого пучка с коридорным расположением труб рассчитывается по формуле (5.11) как местное сопротивление.

При этом сопротивление входа в ряды пучка и выхода из него отдельно не учитывается, так как входят в коэффициент сопротивления.

Коэффициент сопротивления  $\xi$  для коридорного пучка определяется по номограммам рисунок УП-6 [7] или 21-2 [4] рисунок У-2 [3]; рисунок 15-8 [2].

Все величины, необходимые для пользования номограммой (средняя скорость, диаметр труб и др.) берутся из данных теплового расчета, сведенных в таблицу 7.

$$\text{При } y_1 \leq y_2 \quad o = o_{\text{тр}} \cdot C_{\sigma} \cdot \mathcal{J}_2, \quad (5.15)$$

где  $o_{\text{тр}}$  - определяется по основному полю номограммы;

$\mathcal{J}_2$  - количество рядов групп по глубине пучка;

$C_y$  - поправка на шаги труб (там же).

$$\text{При } y_1 \leq y_2 \quad o = o_{\text{тр}} \cdot C_y \cdot C_{\text{re}} \cdot Z_2$$

где  $C_{\text{re}}$  - поправка на число  $Re$  определяется по той же номограмме.

Сопротивления для поперечно-омываемого шахматного пучка определяется по номограмме УП-7 [7] или рисунке 21-3 [4]; У-3 [3]; I5-9 [2].

По основному полю номограммы определяется  $Dh_{\text{тр}}$ , по вспомогательным - поправки  $C_s$  и  $C_d$ .

Суммарное сопротивление пучка с шахматным расположением труб

$$Dh = Dh_{\text{тр}} \cdot C_s \cdot C_d \cdot (Z_2 + 1), \quad (5.16)$$

где число рядов труб по глубине пучка:

а) стальной змеевиковый экономайзер, рассчитывается как сопротивление обтекаемого пучка. Сопротивление входа и выхода отдельно не учитывается, так как они входят в сопротивление пучка, рассчитанное по указанной выше методике;

б) чугунный экономайзер: сопротивление рассчитывается по формуле (5.11), где  $\xi = 0,5Z_2$ .

### **5.8 Сопротивление трубчатого воздухоподогревателя (по газовой стороне)**

Сопротивление трубчатого воздухоподогревателя с газовой стороны складывается из сопротивления трения в трубах, сопротивления входа в трубы и выхода из них.

$$Dh_{\text{вп}} = Dh_{\text{тр}} + Dh_{\text{вх}} + Dh_{\text{вых}} \quad \text{кг/м}^2 \quad (5.17)$$



Определение  $Dh_{тр}$  при течении газа внутри труб трубчатых воздухоподогревателей производится по номограмме рис. УП-4 [7], или рис. 15-П [2] по формуле

$$Dh_{тр} = Dh_{тр} \cdot C_{ш} \cdot \ell \quad \text{кг/м}^2 \quad (5.18)$$

где  $Dh_{тр}$  -сопротивление трения на 1 погонный метр длины трубы, определяется по основному полю номограммы;

$C_{ш}$  - поправка на шероховатость, определяется по вспомогательному полю той же номограммы. Высота выступов на трубе (шероховатость) принимается  $K = 0,2$  мм;

$\ell$  - суммарная высота установленных последовательно кубов воздухоподогревателя, м.

Суммарное сопротивление  $Dh_{вх}$  и  $Dh_{вых}$  определяется в зависимости от отношения меньшего сечения (суммарной площади живого сечения труб).

$F_m$  к площади живого сечения газохода до и после воздухоподогревателя  $F_6$  по графику УП-1 I [7]:

$$\frac{F_m}{F_6} = \frac{0,785d_{вн}^2}{S_1 \cdot S_2}, \quad (5.19)$$

где  $S_1$  и  $S_2$  - шаги труб в пучке воздухоподогревателя по ширине и глубине.

## 5.9 Сопротивление газоходов

Сопротивление газоходов складывается из сопротивления трения и местных сопротивлений.

Сопротивление трения при скорости в газоходе  $W < 12$  м/с и местные сопротивления в газоходах (повороты, диффузоры и пр.) рассчитываются по рассмотренной ранее методике (см. 3.2).

Участки газохода, примыкающие к дымососу, выполняются согласно п. Ш-14 приложения Ш [7].

Типовые схемы подвода общего газохода (на все котлы) к дымовой трубе показаны на рис. Ш-49 [7].

Вход в дымовую трубу выполняется плавным. В этом случае коэффициент сопротивления входа  $\alpha_{вх} = 0,9$ .

## 5.10 Расчет дымовой трубы

Для производственно-отопительных котельных наиболее распространены кирпичные трубы со стволом конической формы и из монолитного или сборного железобетона со стволом цилиндрической, формы. Конструкции дымовых труб описаны в § 39 [3]; § 21-5[4].

При искусственной тяге высота дымовой трубы определяется по условиям рассеивания вредных примесей (зола, сернистого газа, окислов азота) до допустимой концентрации у земной поверхности, т.е. жизнедеятельном приземном слое.

Минимально допустимая высота дымовой трубы, при которой максимальная концентрация каждого вредного вещества не должна превышать соответствующей ПДК, определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot F \cdot M \cdot m}{\text{ПДК} \cdot \sqrt[3]{V_{\text{общ}} \cdot D_x}}}, \text{ м} \quad (5.20)$$

где А-безразмерный коэффициент, зависящий от климатических условий района, принимается равным:

- а) 250 - для районов Средней Азии южнее 40°с.ш., Бурятии и Читинской области;
- б) 200 - для европейской территории, бывшего СССР районов РСФСР южнее 50°с.ш., районов Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии, Казахстана, Дальнего Востока и остальной территории Сибири и Средней Азии;
- в) 180 - для европейской территории и Урала от 50 до 52°с.ш.;
- г) 160 - для европейской территории и Урала севернее - 52°с.ш.;
- д) 140 - для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской, Ивановской областей;

m - коэффициент, зависящий от скорости дымовых газов на выходе из устья трубы. При обычно принимаемых скоростях  $W_{\text{вых}}=10-15$  м/с;  $m = 1,0$ ;

F - коэффициент, зависящий от скорости осаждения выбросов в атмосфере.

Таблица 9 – Количество газообразных выбросов

		Газообразные выбросы		
		Летучая зола, при:		
F	1,0	$z_{\text{зy}} > 90\%$	$z_{\text{зy}} > 90\%$	$z_{\text{зy}} > 75\%$
		2,0	2,5	3

ПДК - предельно допустимая концентрация вредной примеси в атмосфере (по санитарным нормам) в мг/м<sup>3</sup>.

Таблица 10 – Предельно допустимые концентрации вредных примесей в атмосфере

	Летучая зола	SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	CO
ПДК мг/м <sup>3</sup>	0,5	0,5	0,085	3,0

V<sub>общ</sub>- общий объем дымовых газов перед трубой:

$$V_{\text{общ}} = n \cdot V_{\text{д}}, \quad (5.21)$$

V<sub>д</sub>- объем газов перед дымососом одного котла, определяется по формуле (5.7); n- число котлов;

Дх- перепад между температурой газов на входе в дымовую трубу и температурой наружного воздуха в самый теплый летний месяц.

$$Дх = x_{\text{ух}} - t_{\text{возд}}, \quad (5.22)$$

M- суммарный выброс газообразных вредных примесей (SO<sub>2</sub>; NO<sub>2</sub>; + CO) или золы, (г/с) через дымовую трубу при работе всех котлоагрегатов.

Значения M рассчитываются по следующим формулам:

$$M_3 = 0,01 \cdot V_p (A^p \cdot a_{\text{ун}} + q_4^{\text{ун}} \cdot \frac{Q^{\text{пн}}}{32680}) \cdot (1 - 2_{\text{зy}}) \cdot \eta \quad \text{г/с}; \quad (5.23)$$

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot V^p \cdot S^p (1 - \dot{y}_{\text{SO}_2}) \cdot z \quad \text{г/с} \quad (5.24)$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot V_p \cdot Q_{\text{н}}^p \cdot (1 - q_{\text{y/100}}) \cdot v \cdot z \quad \text{г/с} \quad (5.25)$$

В формулах (5.23), (5.24), (5.25) приняты следующие обозначения:

V<sub>p</sub>- расход топлива г/с на один котел (или м<sup>3</sup>/ч);

η - число котлов в котельной;

Q<sub>н</sub><sup>p</sup>- низшая теплота сгорания топлива кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup> (для газового топлива);

Q<sub>4</sub>- потеря тепла от механической неполноты сгорания, %;

a<sub>ун</sub>- доля золы в уносе;

й<sub>зy</sub> - к.п.д. золоуловителя; %

ι<sub>SO<sub>2</sub></sub> - доля SO<sub>2</sub> улавливаемая летучей золой в газоходах котла. Принимается в зависимости от вида топлива по Ш-44 [7];

S<sup>p</sup>- содержание серы в топливе; %

K- коэффициент, характеризующий выход NO<sub>2</sub> на тонну условного топлива, кг/т. у. т. Принимается:

$$\text{для паровых котлов } D < 70 \text{ т/ч; } K = \frac{D}{20}$$

$$\text{для водогрейных котлов: } K = \frac{2,5Q}{84Q}$$

где Q- тепловая производительность котла, ГДж/ч. При задании в Гкал/ч.

$$K = \frac{2,5Q}{20 + Q}$$

Таблица 11 – β<sub>1</sub>- коэффициент, учитывающий влияние на выход NO<sub>2</sub>, содержания азота в топливе N<sup>f</sup>.

	N <sup>f</sup> в твердом топливе, %				Природный газ	Мазут
	< 1,0	1-1,4	1,4-2,0	> 2,0		
β <sub>1</sub>	0,55	0,7	1,0	1,4	0,85	0,8

Высота трубы H рассчитывается по формуле (5.20) для максимального комплекса FM, который определяют отдельно для золы по M<sub>зола</sub> (формула 5.23), для газообразных выбросов M<sub>SO<sub>2</sub></sub> + M<sub>NO<sub>2</sub></sub><sup>прив</sup>

$$\text{Где } M_{\text{NO}_2}^{\text{прив}} = M_{\text{NO}_2} \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} = 5,9M_{\text{NO}_2} \quad (5.26)$$

(M<sub>SO<sub>2</sub></sub> и M<sub>NO<sub>2</sub></sub> определяется по формулам 5.24 и 5.25).

Диаметр устья дымовой трубы определяется по формуле:

$$d''_{\text{мп}} = 1,13 \sqrt{V_{\text{об}} / W_{\text{вых}}} \quad (5.27)$$

где V<sub>общ</sub> определяется по формуле (5.21);

W<sub>вых</sub>- скорость дымовых газов на выходе из трубы, м/с.

Применяется по рисунку Ш-47 и указаниям п.45 приложения [7].  
Прежний внутренний диаметр трубы определяется:

$$\text{Для кирпичной трубы } d'_{\text{мп}} = d''_{\text{мп}} + 0,02H ;$$

Для цилиндрической железобетонной трубы  $d'_{\text{мп}} = d''_{\text{мп}}$

Полученный по формуле (5.26) диаметр трубы на выходе  $d''_{\text{мп}}$  округляется с учетом выбранной высоты трубы до ближайшего типоразмера по рисунку 21-5 [4] или рисунку Ш-44 приложения Ш [7]. После этого скорость  $W_{\text{вых}}$  соответственным образом пересчитывается.

Сопротивление дымовой трубы

$$Dh_{\text{д.тр}} = Dh_{\text{тр}} + Dh_{\text{вых}}, \text{ (кг/м}^2\text{)} \quad (5.28)$$

- сопротивление трения. Для конических кирпичных труб 2м рассчитывается по приближенной формуле:

$$Dh_{\text{тр}} = \frac{0,004}{i} \cdot \frac{W_{\text{вых}}^2}{2} \cdot c, \text{ (кг/м}^2\text{)} \quad (5.29)$$

где  $i=0,02$  - средний уклон внутренних стен трубы;

$c$  - плотность газа в дымовой трубе, определяется по формуле (5.13) для

$$\mathcal{G} = \mathcal{G}_{\text{ух}};$$

$Dh_{\text{вых}}$  - потеря с выходной скоростью, определяется по формуле (5.11)

где  $\sigma = 1,0$  - коэффициент сопротивления выхода из трубы.

### 5.11 Самотяга котлоагрегата и дымовой трубы

Самотяга любого вертикального участка газового тракта, включая дымовую трубу, рассчитывается по формуле:

$$h_c = h'_c \cdot H, \quad (5.30)$$

где  $H$  - высота вертикального участка тракта;

$h_{c'}$  - величина самотяги на  $1$  м высоты при температуре наружного воздуха  $t_b=20$  °С. Определяется по нижнему полю графика УП-26 [7] в зависимости от средней температуры газов и объемной доли водяных паров  $Z_{\text{H}_2\text{O}}$  в этом газоходе (берутся из теплового расчета). Определение  $h_c$  дымовой трубы производится по  $\mathcal{G} = \mathcal{G}_{\text{ух}}$ .

При направлении газового потока вверх  $h_c$  вычитается на  $Dh_{\text{полн}}$ . При направлении вниз- прибавляется.

## 5.12 Перепад полных давлений по газовому тракту

Перепад полных давлений по газовому тракту определяется:

$$ДН_{\text{полн}} = h_r'' + УДh \pm h_c, \quad \text{кгс/м}^2 \quad (5.31)$$

где  $h_r'' = 1,5 + 2 \text{ кгс/м}^2$  - разрежение в верхней части топки;

$УДh$  - суммарное сопротивление газового тракта, включая сопротивление дымовой трубы. (Рассчитанные значения отдельных газоходов корректируются умножением на коэффициент  $K$ , приведенный в таблице УП-5[7].

С учетом поправок на запыленность и разницу удельных весов газа и воздуха:

$$УДh = [УУД_{\text{т-з}(1+\mu)} + УДh_{\text{з-тр}}] \cdot \frac{c_0}{0,132}, \quad (5.32)$$

где  $УДh_{\text{т-з}}$  - сумма сопротивлений на участке топка-золоуловитель;

$\mu$  - весовая концентрация золы в дымовых газах, учитывается только при камерном сжигании твердых топлив для случаев, когда

$$\frac{A_{\text{ун}} \cdot A^p}{Q_{\text{н}}^p} \cdot 10^3 > 6 \quad \mu = \frac{A^p \cdot A_{\text{ун}}}{V_{\text{yx}} \cdot c_{\text{vx}} \cdot 100}, \quad \text{кг/мг} \quad (5.33)$$

$\frac{c_0}{0,132}$  - поправка на разницу удельных весов дымовых газов и сухого воздуха, определяется по верхнему полю графика УП-26[7];

$\rho_0$  -  $[\text{кг с}^2/\text{м}^4]$  - плотность дымовых газов при нормальных условиях;

$h_c$  - суммарная самотяга котлоагрегата и дымовой трубы, определяется согласно 3.9 с учетом знака.

Результаты аэродинамического расчета газового тракта сводятся в таблицу 12.

Таблица 12 – Скелетная схема аэродинамического расчета газового тракта

Наименование величины	Размерность	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Расчет
1	2	3	4	5
Топка				
Разряжение на выходе из топки (из поворотной камеры)	кг/м <sup>2</sup>	$h''_m$	Принимается 1+2	
Пароперегреватель (или 1-й пучок)				
Коэффициент сопротивления пучка				
Средняя скорость газов	м/с			
Динамическое давление	Па			
Сопротивление пучка				
Местные сопротивления в пучке (повороты, изменения сечения)				
Коэффициент, К				
Общее сопротивление пучка с учетом К				
Газоход между котлом и водяным экономайзером				
Средняя скорость дымовых газов	м/с			
Динамическое давление	Па			
Коэффициенты местного сопротивления				
Сопротивление участка				

## Список использованных источников

1. Делягин Г.Н. Теплогенерирующие установки/ Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков -М.: Стройиздат, 1986.-559 с.
2. Лебедев В.И. Расчет и проектирование теплогенерирующих установок/ В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков, П.А. Хаванов -М.: Стройиздат, 1992.-360 с.
3. ГОСТ 2.105-95.Общие требования к текстовым документам.- М.: Изд-во стандартов, 1995.-37 с.
4. ГОСТ 21.606-95. Правила выполнения рабочей документации тепломеханических решений котельных. -М.: Изд-во стандартов, 1995.-22 с.
5. ГОСТ 21.403-80. Обозначения условные графические в схемах. Оборудование энергетическое. -М.: Изд-во стандартов, 1981.-34 с.
6. ГОСТ 21.205-93. Условные обозначения элементов санитарно-технических систем. -М.: Изд-во стандартов, 1995.-24 с.
7. Роддатис К.Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности/ К.Ф. Роддатис, А.Н. Полтарецкий -М.: Энергоатомиздат, 1989.- 488 с.
8. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара/ С.Л. Ривкин, А.А. Александров -М.:Энергоатомиздат, 1984.- 80 с.
9. СНиП П-35-76\*. Котельные установки.-М.: ГУП ЦПП Госстроя России, 1997.-49 с.



## Приложение А

(справочное)

Таблица А1 – Термодинамические свойства воды и водяного пара в состоянии насыщения (по давлению) [ 9 ]

Р, МПа	t, °С	ρ', м <sup>3</sup> /кг	ρ'', м <sup>3</sup> /кг	i', кДж/кг	i'', кДж/кг
0,001	6,982	0,0010001	129,208	29,33	2513,8
0,005	32,90	0,0010052	28,196	137,77	2561,2
0,01	45,83	0,0010102	14,676	191,84	2584,4
0,02	60,09	0,0010172	7,6515	251,46	2609,6
0,04	75,89	0,0010265	3,9949	317,65	2636,8
0,06	85,95	0,0010333	2,7329	359,93	2653,6
0,08	93,51	0,0010387	2,0879	391,72	2666,0
0,1	99,63	0,0010434	1,6946	417,51	2675,7
0,12	104,81	0,0010476	1,4289	439,36	2683,8
0,15	111,37	0,0010530	1,1597	467,13	2693,9
0,2	120,23	0,0010608	0,88592	504,7	2706,9
0,4	143,62	0,0010839	0,46242	604,7	2738,5
0,6	158,84	0,0011009	0,31556	670,4	2756,4
0,8	170,42	0,0011150	0,24030	720,9	2768,4
1,0	179,88	0,0011274	0,19430	758,7	2777,0
1,1	184,06	0,0011331	0,17739	781,1	2780,4
1,2	187,96	0,0011386	0,16320	798,4	2783,4
1,3	191,60	0,0011438	0,15112	814,7	2786,0
1,4	195,04	0,0011489	0,14072	830,1	2788,4
1,5	198,28	0,0011538	0,13165	844,7	2790,4
1,6	201,37	0,0011586	0,12368	858,6	2792,2
1,7	204,30	0,0011633	0,11661	871,8	" 2793,8
1,8	207,10	0,0011678	0,11031	884,6	2795,1
1,9	209,79	0,0011722	0,10464	896,8	2796,4
2,0	212,37	0,0011766	0,09953	908,6	2794,4
2,5	223,94	0,0011972	0,07990	957,0	2800,8
3,0	233,84	0,0012163	0,06662	1008,4	2801,9
3,5	242,54	0,0012345	0,05702	1049,8	2801,3
4,0	250,33	0,0012521	0,04974	1087,5	2799,4

Таблица А2 – Состав воды некоторых рек России [8]

Название реки	Взвешенные вещества, мг/кг	Сухой остаток, мг/кг	Жесткость, мг-экв/кг	
			общая	карбонатная
Амур	35,0	66,0	0,87	0,7
Ангара	1,78	116,0	1,18	1,1
Енисей	2,6	154,4	2,6	2,3
Иртыш	172,4	344,4	2,8	2,7
Лена	-	474,0	3,46	2,42
Обь	405	206,0	3,23	1,21
Томь (Кемерово)	753	151,2	1,6	0,96
Томь	4,0	136,0	2,32	2,3
Тура	8,0	117,0	1,77	1,43
Урал	34,0	769,6	6,2	3,84

Таблица А3 – Фильтры Na-катионитовые [8]

Наименование	Марка фильтра		
	ФИПаI-0,7-0,6-	ФИПаI-1,0-0,6-	ФИПаI-1,5-0,6-
Производительность, м <sup>3</sup>	10	20	50
Давление, МПа	0,6	0,6	0,6
Температура, ° С	40	40	40
Фильтрующая загрузка:			
высота, м	2	2	2
объем, м <sup>3</sup>	0,77	1,6	3,54
Внутренний диаметр корпуса фильтра d <sub>ф</sub> , м	0,7	1,0	1,5

Таблица А4 – Деаэраторы атмосферного давления [8]

Наименование	Марка деаэратора						
	ЛА-1	ЛА-3	ЛА-5	ЛА-15	ЛА-25	ЛА-50	ЛА-100
Номинальная производительность (вд), т/ч	1	3	5	15	25	50	100
Рабочее давление, МПа	0,12						
Температура деаэрированной воды, °С	104						
Емкость аккумуляторного бака, м	0,6	1,0	2,0	4,0	8,0	15,0	25,0
Тип охладителя выпара			ОВА-2				ОВА-8
Диаметр и толщина стенки	1116х8	1116х8	1212х6	1212х6	1616х8	2016х8	2216х8

Таблица А5 – Вакуумные деаэраторы [8]

Наименование	Марка деаэратора					
	ДВ-5	ДВ-15	ДВ-25	ДВ-50	ДВ-75	ДВ-100
Номинальная производительность (Гд), т/ч	5	15	25	50	75	100
Рабочее давление, МПа	0,0075-0,05					
Температура деаэрированной воды, °С	40-80					
Емкость аккумуляторного бака, м <sup>3</sup>	0,67	0,90	1,2	1,96	1,96	2,80
Тип охладителя вы пара	ОВВ-2			ОВВ-8		
	ЭВ-10	ЭВ-10	ЭВ-30	ЭВ-60	ЭВ-60	ЭВ-60

Таблица А6 – Насосы питательные центробежные и вихревые

Марка насоса	Производительность, кг/с	Создаваемый напор, МПа	Мощность электродвигателя, кВт	Габаритные размеры, мм		
				высота	длина	ширина
ЗМСГ-10-10	9,4	2,30	40	430	500	2100
ЗМСГ-10-9	9,4	2,07	40	430	500	2000
ЗМСГ-10-8	9,4	1,84	* 30	430	600	1900
4МСГ-10-8	16,7	2.64	75	500	600	2200
4МСГ-10-7	16,7	2,31	75	500	600	2100
4МСГ-10-61	16,7	1,98	55	500	600	2000
4МСГ-150-23	41,7	2,40	160	880	970	2750
2,5ЦВ-0,8	1,39-3.33	2,2	14	525	1150	528
2,5ЦВ-1,1	2,2-6,1	2,5	20	525	1150	528
2,5ЦВ-1,3	3,9-7.8	2,5	28	595	1255	604
2,5ЦВ-1,5	4,2-8,4	2,7	40	595	1255	604

Таблица А7 – Центробежные сетевые насосы

Марка насоса	Производительность, кг/с	Создаваемый напор, МПа	Мощность электродвигателя, кВт	Габаритные размеры, мм		
				высота	длина	ширина
СЭ-500-50	139	0,7	160	1065	2300	1235
СЭ-800-55	222	0,55	200	1468	2485	1207
СЭ-800-100	222	1,0	320	1850	2190	1370
СЭ-1250-70	347	0,7	320	1330	3040	1235