МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

УО «ПОЛОЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к курсовому проекту
«РАЗРАБОТКА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ»
по курсу «Теплогенерирующие установки»
для студентов специальности 1 – 70 04 02
«Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна»

Новополоцк 2013 г.

Методические указания подготовлены в соответствии с учебным планом и программой курса «Теплогенерирующие установки» для студентов специальности 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» с использованием действующих нормативных документов и учебной литературы.

Кафедра теплогазоснабжения и вентиляции

СОСТАВИТЕЛЬ: ст. преп. Кундро Н.В.
асс. Баратынская С.В.

РЕЦЕНЗЕНТЫ: доцент, к.т.н. Королева Т.И.
ст.преп. Писаренок С.О.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ
1 ОПИСАНИЕ И РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ
1.1 Краткое описание котельного агрегата
1.2. Описание тепловой схемы котельной
1.3 Расчет тепловой схемы котельной
1.4 Выбор числа устанавливаемых котлов
2 ВЫБОР ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
2.1 Состав природной воды
2.2 Показатели качества воды
2.3 Обработка воды для паровых котлов
2.3.1 Удаление механических примесей с помощью фильтров
2.3.2 Умягчение воды методом ионного обмена
2.4 Выбор схемы обработки исходной воды
2.5 Подбор натрий-катионитных фильтров
2.5.1 Подбор натрий-катионитных фильтров I ступени
2.5.1 Подбор натрий-катионитных фильтров II ступени
2.6.Выбор солерастворителя
2.7 Выбор деаэратора
3 РАСЧЕТ И ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ
3.1 Выбор насосов
3.1.1 Выбор насосов исходной воды
3.1.2 Выбор питательных насосов
3.1.3 Выбор сетевых насосов
3.1.4 Выбор подпиточных насосов
3.1.5 Выбор конденсатных насосов
3.2 Выбор теплообменников
3.3 Выбор сепаратора непрерывной продувки
4 РАСЧЕТ И ПОДБОР ТЯГОДУТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
4.1 Описание схемы подачи воздуха и дымоудаления
4.2. Расчет объемов продуктов сгорания и КПД-брутто котлоагрегата
4.2.1 Выбор коэффициента избытка воздуха
4.2.2 Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания
4.2.3 Расчет потерь теплоты и КПД-брутто котельном агрегате
4.3Выбор тягодутьевого оборудования
4.3.1 Выбор дутьевого вентилятора
4.3.2 Выбор дымососа
5. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ. ОЧИСТКА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ
ЛИТЕРАТУРА
ПРИЛОЖЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

В общем балансе теплогазоснабжения паром предприятий различных отраслей промышленности и сельского хозяйства, а также горячей водой коммунальных потребителей значительную роль играют производственные, производственно-отопительные и отопительные котельные.

В связи с большой ролью, которую играют котельные установки в энергетической системе народного хозяйства, а также с целью закрепления и развития знаний, полученных при изучении курса «Теплогенерирующие установки», студенты специальности 70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» выполняют курсовой проект по расчету котельной.

В данных методических указаниях достаточно подробно излагается методика расчёта производственно-отопительной котельной применительно к паровым котлоагрегатам малой мощности типа ДКВр, КЕ, ДЕ и стальным водогрейным котельным агрегатам.

Состав проекта предусматривает расчётную и графическую части.

В расчётной части:

– приводится краткое описание устанавливаемого котельного агрегата и тепловой схемы котельной;

– разрабатывается принципиальная тепловая схема котельной и производится определение основных её элементов;

– производится выбор схемы водоподготовки и расчёт её элементов;

– выбираются необходимые насосные установки с определением потребляемой ими мощности;

– выполняются аэродинамические расчёты газовоздушного тракта и осуществляется выбор тягодутьевых и золоулавливающих устройств.

В *графической части* проекта на листе формата А1 прорабатывается компоновка котельной и располагаемого в ней оборудования со всеми необходимыми строительными размерами, составляется спецификация рассчитанного оборудования.

1 ОПИСАНИЕ И РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ

1.1 Краткое описание котельного агрегата

В этом разделе необходимо, пользуясь различными источниками (конспектами лекций, учебными пособиями, технической литературой и чертежами котельного агрегата), описать устройство котельного агрегата в целом, его составных частей и их назначение, осветив при этом следующие вопросы:

– тип котельного агрегата;

– параметры пара;

– тип топочного устройства и его конструктивные особенности с учетом вида топлива;

– последовательность расположения и размещение в пространства отдельных элементов тепловой схемы котлоагрегата;

– характер движения газа в газоходах, схемы подачи воздуха на горение;

– обоснование выбора хвостовой поверхности нагрева;

– схему подачи питательной воды в верхний барабан котлоагрегата;

– схему циркуляции воды в котельном агрегате (экранах и котельных пучках);

– способ осушки пара и его перегрева;

– каркас, обмуровку, арматуру, гарнитуру.

1.2 Описание тепловой схемы котельной

Теплопотребление предприятия и жилого массива значительно изменяется в течение года. Чтобы иметь правильное представление о загрузке котельной и грамотно планировать её работу, реальное проектирование рекомендуется выполнять для четырех характерных режимов:

1 - максимального зимнего, при минимальной расчётной температуре наружного воздуха (наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92); этот режим определяет максимальную паропроизводительность и тепловую мощность котельной, по которой выбирается число и тип котлоагрегатов и теплофикационных теплообменников;

2 - расчетно-контрольного, соответствующего средней за наиболее холодный месяц температуре наружного воздуха (средней наиболее холодного месяца) и возможному аварийному останову одного из котлов;

3 - среднеотопительного, рассчитываемого по средней за отопительный сезон температуре наружного воздуха. По среднеотопительному режиму можно подсчитать годовой расход теплоты;

4 - летнего, характеризующего работу котельной при отсутствии отопительных нагрузок. Расход пара на производственно-технологические цели принимается максимальным в течение суток, а по горячему водоснабжению средним за неделю.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 1.1

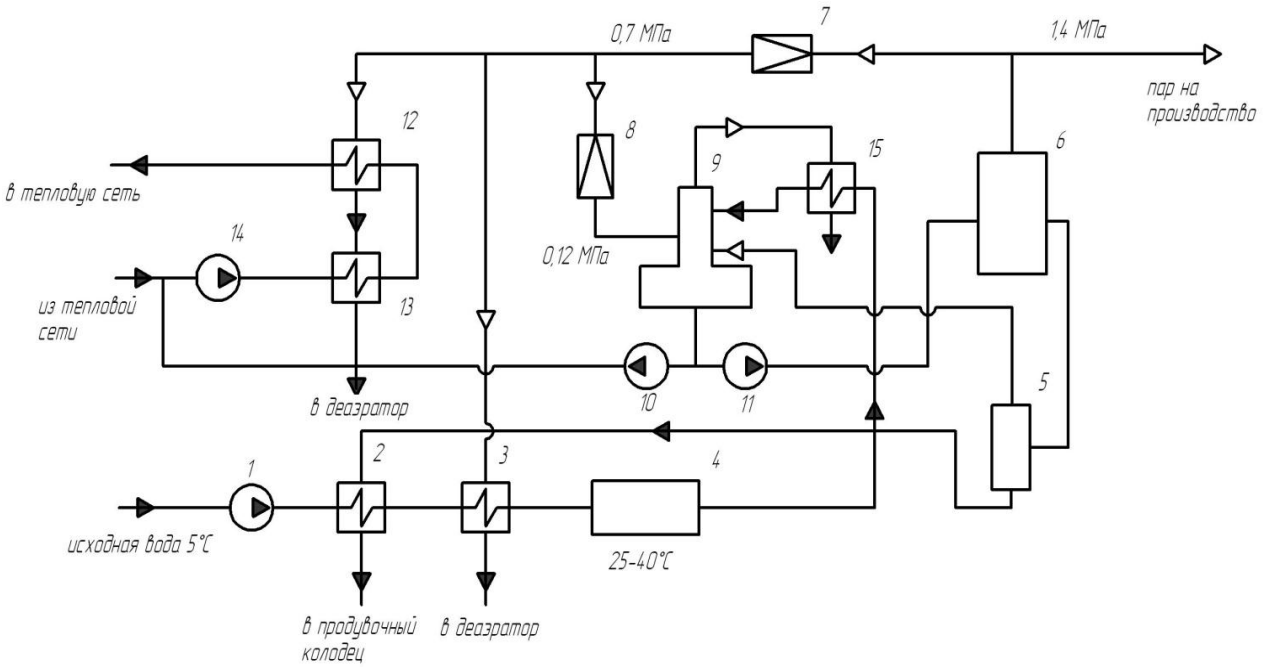


Рис. 1.1 – Принципиальная тепловая схема котельной:
1 – насос; 2 – охладитель непрерывной продувки; 3 – подогреватель исходной (сырой) воды ; 4 – химводоочистка; 5 – сепаратор непрерывной продувки; 6 – котел; 7, 8 – редукционные клапаны; 9 – деаэратор; 10 – подпиточный насос; 11- питательный насос; 12 – сетевой подогреватель; 13 – охладитель конденсата; 14 – насос обратной магистрали тепловой сети; 15 – охладитель выпара.

Исходная вода с температурой 5°С насосом 1 подается в теплообменник 2, в котором нагревается остаточной водой, загрязненной солями, поступающей из сепаратора непрерывной продувки (СНП) 5. Затем, подогретая исходная вода попадает в теплообменник 3, где нагревается паром до температуры 25-40°С. Нагрев до такой температуры необходим для обеспечения более эффективной работы катионитных фильтров и предотвращения конденсации водяных паров на трубах и оборудовании химводоочистки. Далее, вода поступает на химводоочистку 4, где происходит умягчение воды (удаление солей Са и Mg) и, при необходимости, уменьшение солесодержания. Химически обработанная вода поступает в деаэратор 9, в котором из воды удаляются коррозионно-активные газы (O_2, CO_2). Часть воды из деаэратора питательным насосом 11 подается в паровой котел 6, другая часть подпиточным насосом 10 направляется на подпитку тепловой сети.

Паровой котел 6 вырабатывает пар с давлением 1,4 МПа, часть которого без понижения давления подается на производство. Другая часть пара используется для подогрева воды, поступающей в системы отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и для собственных нужд котельной (подогрев воды перед ХВО, деаэрация).

Так как паро-водяные теплообменники по условию прочности рассчитаны на давление ≤1МПа, давление пара перед ними снижается редукционным клапаном 7 до уровня 0,7МПа. Деаэратор атмосферного типа работает при давлении 0,12МПа, которое поддерживается редукционным клапаном 8.

Подогрев сетевой воды осуществляется следующим образом: Вода из обратного трубопровода тепловой сети насосом 14 подается в водо-водяной теплообменник 13, в котором нагревается конденсатом из паро-водяного теплооб-

менника 12, а затем в теплообменник 12, где нагревается паром до необходимой температуры ~130-150°С.

Для использования теплоты продувочной воды в котельной устанавливают сепаратор непрерывной продувки (СНП) 5. Продувочная вода поступает в СНП с давлением, равным рабочему давлению в котле (1,4МПа), в сепараторе давление снижается до уровня 0,15МПа, что приводит к вскипанию воды и разделению ее на пар вторичного вскипания и остаточную, загрязненную солями воду. Пар вторичного вскипания подается в деаэратор, а остаточная вода поступает в теплообменник 2, где подогревает исходную воду, а затем сбрасывается в продувочный колодец.

Для использования теплоты выпара из деаэратора, устанавливается охладитель выпара 15, подогревающий поступающую в деаэратор химически очищенную воду.

Конденсат после паро-водяных теплообменников, а также конденсат с производства подаются в деаэратор.

1.3 Расчет тепловой схемы котельной

При расчете тепловой схемы котельной используются уравнения теплового и материального (весового) баланса для всех её элементов, при расчете диаметров трубопроводов - уравнение неразрывности потока.

В общем случае основными целями расчета тепловой схемы котельной являются:

- определение общих тепловых нагрузок, состоящих из внешних нагрузок и расхода пара на собственные нужды и потерь,
- определение всех тепловых и массовых потоков необходимых для выбора основного оборудования;
- определение исходных данных для дальнейших технико-экономических расчётов (годовых выработок тепла, топлива и т.д.).

Расчёт тепловой схемы позволяет определить суммарную производительность котельной установки при нескольких режимах её работы. Расчёт производится для 4-х характерных режимов с соответствующих температуре наружного воздуха в населенном пункте, определяемые по СНБ 2.04.01-2000 «Строительная климатология» [1], СНБ 4.02.01-03 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» [2] или по таблице 1 приложений.

Для расчетных режимов приняты температуры:

1) наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92;
2) средней наиболее холодного месяца;
3) средней температуры за отопительный период;
4) летнего периода.

Исходя из заданных тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение для всех характерных режимов определяются:

1.3.1 Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию:

$$k_o = \frac{t_в - t_н^{расч}}{t_в - t_{5дн}^{0,92}} \qquad (1.1)$$

где $t_{â} = 18^0$С – расчетная температура внутреннего воздуха;

$t_н^{расч}$, ^{0}С – температура наружного воздуха расчетного периода;

$t_{5дн}^{0,92}$, ^{0}С – средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки [прил. А].

Для летнего периода $k_{î}$ не определяется.

1.3.2 Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию в расчётный период, МВт:

$$Q_{о.в.}^{расч} = Q_{о.в.} \cdot k_o \ , \qquad (1.2)$$

где $Q_{о.в.}$ – тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, МВт, принимается по заданию.

Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение в летний период, МВт:

$$Q_{г.в.}^{т} = Q_{г.в.} \cdot \beta \cdot \frac{(55 - t_{ив}^{т})}{(55 - t_{ив})} \ , \qquad (1.3)$$

где β = 0,8 – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному периоду;

55 – температура горячей воды в системе горячего водоснабжения, ºС;

$t_{ив}$ = 5 ºС – температура холодной воды в отопительный период;

$t_{ив}^{т}$ = 15 ºС – температура холодной воды в летний период.

1.3.4 Текущая температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах:

$$\tau_1^{расч} = t_в + (\tau_1 - t_в) \cdot k_o \qquad (1.4)$$

$$\tau_2^{расч} = t_в + (\tau_2 - t_в) \cdot k_o \qquad (1.5)$$

где τ_1, τ_2 – температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, °С, принимаются по заданию.

В летний период параметры теплоносителя $\tau_1 = 70^o C,\ \tau_2 = 30^o C$.

1.3.5 Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию, т/ч:

$$G_{о.в.}^{расч} = \frac{3600 \cdot Q_{о.в.}^{расч}}{c_в \cdot (\tau_1 - \tau_2)} \quad (1.6)$$

где $c_в = 4{,}187 кДж/(кг \cdot ^{o} C)$ – теплоемкость воды.

1.3.6 Расход сетевой воды на горячее водоснабжение, т/ч:

$$G_{г.в.} = \frac{3600 \cdot Q_{г.в.}}{c_в \cdot (\tau_1 - \tau_2)} \quad (1.7)$$

где $Q_{г.в.}$ – тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, МВт, принимается по заданию.

1.3.7 Общий расход сетевой воды внешними потребителями в подающей магистрали тепловой сети, т/ч:

$$G_c = G_{о.в.}^{расч} + G_{г.в.} \quad (1.8)$$

1.3.8 Расход пара на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, т/ч:

$$D_{о.в.}^{расч} = \frac{3600 \cdot Q_{о.в.}^{расч}}{\eta \cdot (i_{0,7}^{''} - i_к)} \quad (1.9)$$

$$D_{г.в.} = \frac{3600 \cdot Q_{г.в.}}{\eta \cdot (i_{0,7}^{''} - i_к)} \quad (1.10)$$

где $i_{0,7}^{''}$ – энтальпия пара, подаваемого на подогреватели воды, кДж/кг (давление 0,7 МПа), $i_{0,7}^{''}$ =2763 кДж/кг;

$i_к = c_в \cdot t_к = 4{,}187 \cdot 95 = 398$ кДж/кг – энтальпия конденсата на выходе из подогревателей воды;

$\eta = 0{,}98$ – КПД подогревателя.

1.3.9 Выработка пара для внешних потребителей, т/ч:

$$D_{вн} = D_{о.в.}^{расч.} + D_{г.в.} + D_{тех} , \quad (1.11)$$

где $D_{тех}$ – расход пара на технологические нужды, т/ч; принимается по заданию.

1.3.10 Максимальная паропроизводительность котельной установки, т/ч:

$$D_{к.у.}^{max} = D_{вн} + D_{с.н.} + D_{пот}, \quad (1.12)$$

где $D_{с.н.} = 0{,}1 \cdot D_{вн}$ – расход пара на собственные нужды котельной, т/ч;

$D_{пот} = 0{,}02 \cdot D_{вн}$ – потери пара внутри котельной, т/ч.

1.3.11 Расход питательной воды, подаваемой в котел, т/ч:

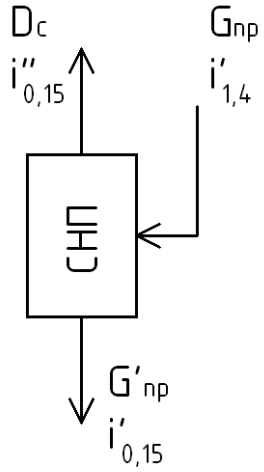
$$G_{пит} = D_{к.у.}^{max} + G_{пр} \quad , \tag{1.13}$$

где $G_{пр}$ – расход продувочной воды, т/ч. Согласно СНиП II-35-76 «Котельные установки» [3], для котлов с давлением до 1,4 МПа включительно, расход продувочной воды должен быть не более 10% от $D_{к.у.}^{max}$,

$$G_{пр} = 0{,}1 \cdot D_{к.у.}^{max}$$

С учетом расхода пароводяной смеси $G_{пр}$, т/ч, идущей на продувку котла, принимается типоразмер сепаратора непрерывной продувки (СНП). Характеристики СНП приведены в таблице 3.4.

1.3.12 Расход пара D_c, т/ч, расход остаточной воды $G'_{пр}$, т/ч, на выходе из сепаратора непрерывной продувки определяется исходя из уравнения материального и теплового баланса сепаратора.



$$\begin{cases} G_{пр} = D_c + G'_{пр} \\ G_{пр} \cdot i'_{1,4} = D_c \cdot i''_{0,15} + G'_{пр} \cdot i'_{0,15} \end{cases},$$

отсюда:

$$D_c = \frac{G_{пр} \cdot \left(i'_{1,4} - i'_{0,15} \right)}{i''_{0,15} - i'_{0,15}} \tag{1.14}$$

$$G'_{пр} = G_{пр} - D_c \tag{1.15}$$

где D_c – расход остаточной воды на выходе из сепаратора, т/ч;

$i''_{0,15}$, $i'_{0,15}$ энтальпии насыщенного пара и воды на выходе из СНП при давлении 0,15МПа, кДж/кг °С, $i''_{0,15} = 2693 кДж/кг \cdot^{o} C$, $i'_{0,15} = 467 кДж/кг \cdot^{o} C$;

$i'_{1,4} = 814{,}8 кДж/кг \cdot^{o} C$ - энтальпия насыщенного пара при давлении $P_{техн}$ на входе в СНП, кДж/кг°С по таблице 2 приложений.

1.3.13 Потери конденсата технологическими потребителями, т/ч:

$$G_{пк} = D_{тех} \cdot \frac{100 - \mu}{100} \tag{1.16}$$

где μ – возврат конденсата технологическими потребителями, принимается согласно заданию.

1.3.14 Расход подпиточной воды, т/ч, определяется для максимального зимнего периода. Согласно ТКП 45-4.02-182-2009 «Тепловые сети» [4], принимается как 0,75% от объема воды в системе теплоснабжения:

$$G_{подп} = 0,0075 \cdot V_{сист}, \tag{1.17}$$

где $V_{сист}$ – объем воды в системе теплоснабжения, м^3.

$$V_{сист} = \left(g_c^{ж} + g_c^{пр}\right) \cdot \left(Q_{о.в.} + Q_{г.в.}\right), \tag{1.18}$$

где g_c – удельный объем воды в системе, м^3/МВт. Для закрытых систем теплоснабжения жилых районов $g_c^{ж} = 40 - 43 м^3 / МВт$; для промышленных предприятий $g_c^{пр} = 22 - 30 м^3 / МВт$ [5].

1.3.15 Расход деаэрированной воды, т/ч:

$$G_д = G_{пит} + G_{подп} \tag{1.19}$$

1.3.16 Выпар из деаэратора, т/ч:

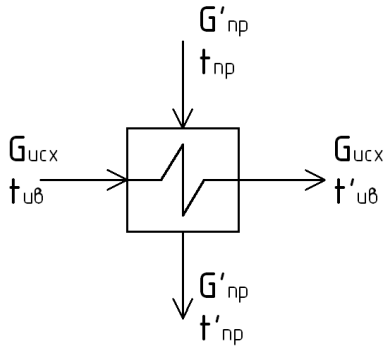
$$D_{вып} = 0,05 \cdot G_д \tag{1.20}$$

1.3.17 Общее количество воды, которое должно подвергнуться умягчению, т/ч:

$$G_{ХВО} = G_{пк} + G'_{пр} + G_{подп} + D_{пот} + D_{вып} \tag{1.21}$$

Действительный расход сырой воды, которая подается в котельную, будет несколько больше, т.к. часть воды используется для регенерации фильтров: $G_{исх} = 1,1 \cdot G_{ХВО}$, т/ч.

1.3.18 Определяем температуру исходной воды на выходе из охладителя непрерывной продувки. Из уравнения теплового баланса:



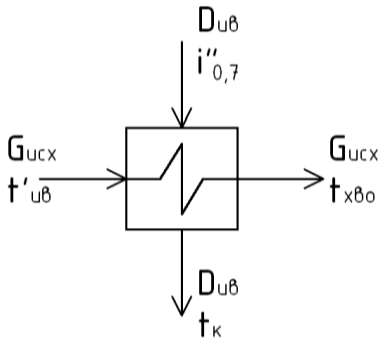
$$t'_{ив} = t_{ив} + \frac{G'_{пр} \cdot \left(t_{пр} - t'_{пр}\right)}{G_{исх}} \tag{1.22}$$

где $t_{èâ}$ – температура исходной воды. Принимаем $t_{ив} = 5^o C$ для зимнего периода и $t_{ив} = 15^o C$ для летнего периода;

$t_{пр}$ – температура продувочной воды на выходе из сепаратора, °С. Принимается равной температуре насыщения $t_{пр}$=111,35 °С при давлении на выходе 0,15 МПа.

$t'_{пр}$ – температура продувочной воды на выходе из теплообменника, °С, $t'_{пр} = 60^{o}C$.

1.3.19 Расход пара на подогрев исходной воды:



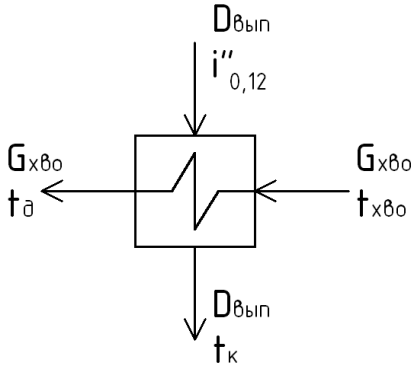
$$D_{ив} = \frac{G_{исх} \cdot c_{в} \cdot \left(t_{ХВО} - t'_{ив}\right)}{i''_{0,7} - c_{в} \cdot t_{к}} \qquad (1.23)$$

где $t_{ХВО} = 25 \div 40^{o}C$ – температура воды, необходимая для эффективной химводоочистки;

$t_{к}$ – температура конденсата после паро-водяного теплообменника;

$i''_{0,7}$ – тоже, что в формуле 1.9.

1.3.20 Температура воды на выходе из охладителя выпара (на входе в деаэратор):

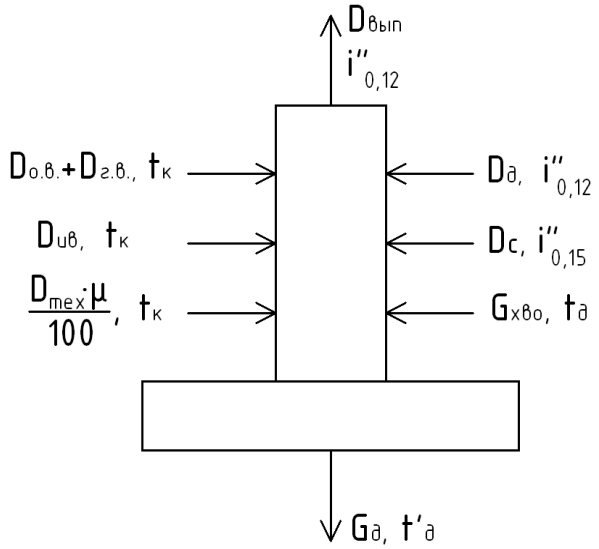


$$t_{д} = t_{ХВО} + \frac{D_{вып} \cdot \left(i''_{0,12} - c_{в} \cdot t_{к}\right)}{G_{ХВО} \cdot c_{в}} \qquad (1.24)$$

где $t_{к}$ – температура конденсата после охладителя выпара, $t_{ê} = 95^{\hat{i}}\,\tilde{N}$.

$i''_{0,12}$ – энтальпия насыщенного пара на выходе из деаэратора, кДж/кг; принимается по давлению 0,12 МПа; $i''_{0,12}$=2684 кДж/кг.

1.3.21 Расход пара на деаэрацию воды:



$$D_{д} = \frac{D_{вып} \cdot i''_{0,12} + G_{д} \cdot c_{в} \cdot t'_{д}}{i''_{0,12}} - \frac{\left(D_{о.в.} + D_{г.в.}\right) \cdot c_{в} \cdot t_{к}}{i''_{0,12}} - \frac{D_{ив} \cdot c_{в} \cdot t_{к} + \frac{D_{ив} \cdot \mu}{100} c_{в} \cdot t_{к} + D_{с} \cdot i''_{0,15} + G_{ХВО} \cdot c_{в} \cdot t_{д}}{i''_{0,12}} \qquad (1.25)$$

где $t'_{д}$ – температура деаэрированной воды после деаэратора, °С; принимается по таблице насыщения пара при давлении $P_{техн} = 1{,}4\ МПа$, $t'_{д} = 104{,}8^{\hat{i}}\,\tilde{N}$.

1.3.22 Расчетное значение расхода пара на собственные нужды котельной, т/ч:

$$D_{с.н.}^{р} = D_{д} + D_{ив} \tag{1.26}$$

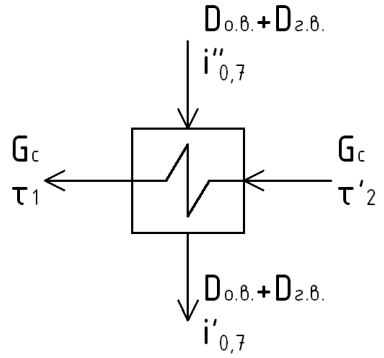
1.3.23 Относительная погрешность расчета:

$$\Delta = \frac{D_{с.н.}^{р} - D_{с.н.}}{D_{с.н.}^{р}} \cdot 100\% \tag{1.27}$$

При Δ<10% считается, что учебный расчет выполнен с необходимым приближением и не требует пересчета. Если погрешность расчета составила более 10 %, то производится перерасчет с уточненным значением расхода пара на собственные нужды, т.е. $D_{с.н.}$ принимается равным $D_{п.і.}^{д}$ (начиная с п.1.3.10).

С учетом расчетного значения расхода пара максимальная паропроизводительность котельной составит:

$$D_{к.у.}^{уточн} = D_{к.у.}^{max} + \left(D_{с.н.}^{р} - D_{с.н.}\right) \tag{1.28}$$

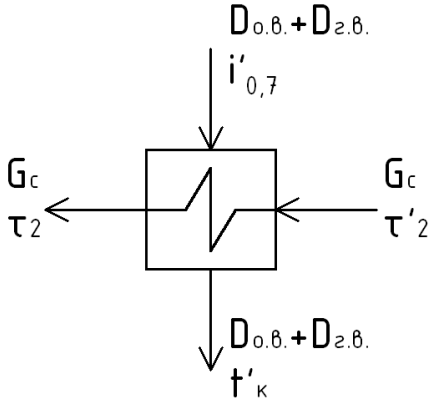


1.3.24 Температура на входе в сетевой подогреватель, т/ч:

$$\tau_{2}^{'} = \tau_{1} - \frac{\left(D_{о.в.} + D_{г.в.}\right) \cdot \left(i_{0,7}^{''} - i_{0,7}^{'}\right)}{G_{c} \cdot c_{в}} \tag{1.29}$$

$i_{0,7}^{'}$ – энтальпия насыщенного пара на выходе из сетевого подогревателя, кДж/кг; принимается по давлению 0,7 МПа; $i_{0,7}^{'}$ =697 кДж/кг.

1.3.25 Температура конденсата на выходе из охладителя конденсата, т/ч:



$$t_{к}^{'} = \frac{\left(D_{о.в.} + D_{г.в.}\right) \cdot i_{0,7}^{'} + G_{c} \cdot c_{в} \cdot \left(\tau_{2} - \tau_{2}^{'}\right)}{\left(D_{о.в.} + D_{г.в.}\right) \cdot c_{в}} \tag{1.30}$$

Результаты расчета сводятся в таблицу 1.1.

1.4 Выбор числа устанавливаемых котлов

В соответствии с [3], расчётная мощность котельной определяется суммой мощностей, требующихся потребителям отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение при максимально-зимнем режиме.

Таблица 1.1 – Расчет тепловой схемы котельной

№ п/п	Наименование величин	Режимы			
		наиболее холодной пятидневки обесп. 0,92 $t_{5дн}^{0,92}$	Средняя температура наиболее холодного месяца $t_{наиб.хол.м.}^{ср}$	Средняя температура за отопительный период $t_{от.п.}^{ср}$	Летний $t_{т}$
1	2	3	4	5	6
1	Температура наружного воздуха $t_{нв.}$, °С				
2	Температура внутри отапливаемых помещений $t_{в.н.}$, °С	18	18	18	18
3	Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию $К_{ов}$				
4	Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию $Q_{о.в.}$, ГДж/ч				
5	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение $Q_{г.в.}$, ГДж/ч				
6	Текущая температура сетевой воды в подающем трубопроводе τ_1, °С				
7	Текущая температура сетевой воды в обратном трубопроводе τ_2, °С				
8	Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию $G_{о.в.}$, т/ч				-
9	Расход сетевой воды на горячее водоснабжение $G_{г.в.}$, т/ч				
10	Расход воды внешними потребителями в подающей магистрали тепловой сети $G_{с}$, т/ч				
11	Энтальпия пара, подаваемого на подогреватели воды $i''_{0,7}$, кДж/кг	2763			
12	Энтальпия конденсата после пароводяных теплообменников $i_{к}$, кДж/кг	398			
13	КПД подогревателя				
14	Расход пара на отопление и вентиляцию $D_{о.в.}$, т/ч				-
15	Расход пара на ГВС $D_{г.в.}$, т/ч				
16	Расход пара технологические нужды $D_{техн..}$, т/ч				
17	Выработка пара для внешних потребителей $D_{вн}$, т/ч				
18	Расход пара на собственные нужды котельной $D_{с.н.}$, т/ч				
19	Потери пара внутри котельной $D_{пот}$, т/ч				
20	Максимальная паропроизводительность котельной установки $D_{к.у.}^{max}$, т/ч				
21	Расход продувочной воды $G_{пр}$, т/ч				
22	Расход питательной воды, подаваемой в котел $G_{пит}$, т/ч				

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6
23	Расход пара на выходе из СНП $D_с$, т/ч				
24	Расход остаточной воды на выходе из СНП $G'_{пр}$, т/ч				
25	Потери конденсата технологическими потребителями $G_{пк}$, т/ч				
26	Объем воды в системе теплоснабжения $V_{сист}$, $м^3$				
27	Расход подпиточной воды $G_{подп}$, т/ч				
28	Расход деаэрированной воды $G_д$, т/ч				
29	Выпар из деаэратора $D_{вып}$, т/ч				
30	Количество воды, подвергаемое умягчению $G_{хво}$, т/ч				
31	Расход сырой воды $G_{исх}$, т/ч				
32	Температура воды до химводоочистки $t_{хво}$, ^oC				
33	Температура исходной воды на выходе из теплообменника 2 $t'_{ив}$				
34	Расход пара на подогрев исходной воды $D_{ив}$, т/ч				
35	Температура конденсата после охладителя выпара $t_д$, °C				
36	Расход пара на деаэрацию $D_д$, т/ч				
37	Расчетный расход пара на собственные нужды котельной $D^р_{с.н.}$, т/ч				
38	Невязка расхода пара на собственные нужды котельной Δ, %				
39	Уточненная максимальная паропроизводительность котельной $D^{мах}_{ку.}$, , т/ч				
40	Температура воды на входе в сетевой подогреватель τ'_2, °C				
41	Температура конденсата после охладителя конденсата $t'_к$, °C				

При определении мощности котельной должны также учитываться мощности, расходуемые на собственные нужды котельной и покрытия потерь в котельной и тепловых сетях.

Количество котлов, устанавливаемых в котельной, следует выбирать по режиму наиболее холодного месяца:

$$N_к = \frac{1}{1 - K_{о.в.}} \tag{1.33}$$

где $K_{о.в.}$ – коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию, рассчитанный по режиму наиболее холодного месяца.

Для определения количества устанавливаемых котельных агрегатов нужно полученное число округлить до целого в сторону увеличения.

Для определения количества устанавливаемых котельных агрегатов N нужно полученное число округлить до целого в сторону увеличения.

Производительность одного котла, т/ч, в максимально-зимний период в таком случае будет равна:

$$D_к = \frac{D_{к.у.}^{5дн.}}{N} \tag{1.34}$$

По условиям надежности теплоснабжения потребителям второй категории (жилой фонд и объекты социальной сферы) количество котлов должно быть таким, чтобы при выходе из строя одного из котлов оставшиеся обеспечили расчетную тепловую нагрузку котельной при температуре наиболее холодного месяца.

$$D_к = \frac{D_{к.у.}^{наиб.хол.м.}}{N-1} \tag{1.35}$$

Для обеспечения требуемой паропроизводительности принимаются к установке котлы с требуемой мощностью. Характеристики котлов приведены в таблицах [6, 7, 9] или в таблицах 4, 5 приложений.

Количество котлов, работающих при летнем режиме для обеспечения выработки пара на технологические нужды и горячего водоснабжения потребителей определяется аналогично, при этом еще один дополнительный котёл должен находиться в резерве на случай выхода из строя работающего котла.

2 ВЫБОР ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Надежная и экономичная работа котельной установки в значительной степени зависит от качества воды, применяемой для питания котлов.

Источниками водоснабжения для питания котлов могут служить пруды, реки, озера (поверхностный водозабор), а также грунтовые или артезианские воды, городской или поселковый водопровод. Природные воды, обычно содержат примеси в виде растворенных солей, коллоидные и механические примеси, поэтому непригодны для питания котлов без предварительной очистки.

2.1 Состав природной воды

Твердые вещества, содержащиеся в воде, разделяют на механически взвешенные примеси, состоящие из минеральных и иногда органических частиц, коллоидно-растворенные вещества и истинно растворенные вещества. Количество вещества, растворенного в единице раствора (воде), определяет концентрацию раствора и обычно выражается в миллиграммах на килограмм раствора (мг/кг).

Вода, как и всякая жидкость, может растворять только определенное количество того или иного вещества, образуя при этом насыщенный раствор, а избыточное количество вещества остается в нерастворенном состоянии и выпадает в осадок.

Различают вещества, хорошо и плохо растворимые в воде. К веществам, хорошо растворимым в воде, относят хлориды (соли хлористоводородной кислоты) CaC_{12}, MgC_{12}, KaC_1, к плохо растворимым — сульфиды (соли серной кислоты) $CaSO_4$, $MgSO_4$, N_3SO_4 и силикаты (соли кремниевой кислоты) $CaSiO_3$, $MgSiO_3$. Присутствие сульфидов и силикатов в воде приводит к образованию твердой накипи на поверхности нагрева котлов.

Растворимость веществ зависит от температуры жидкости, в которой они растворяются. Различают вещества, у которых растворимость увеличивается с ростом температуры, например CaC_{12}, MgC_{12}, $Mg(NO_3)_2$, $Ca(NO_3)_2$, и у которых уменьшается, например $CaSO_4$, $CaSiO_3$, $MgSiO_3$.

2.2 Показатели качества воды

Качество воды характеризуется прозрачностью (содержанием взвешенных веществ), сухим остатком, жесткостью, щелочностью, окисляемостью.

Сухой остаток содержит общее количество растворенных в воде веществ: кальция, магния, натрия, аммония, железа, алюминия и др., которые остаются после выпаривания воды и высушивания остатка при 110°С. Сухой остаток выражают в миллиграммах на килограмм или в микрограммах на килограмм.
Жесткость воды характеризуется суммарным содержанием в воде солей кальция и магния, являющихся накипеобразователями. Различают жесткость общую, временную (карбонатную) и постоянную (некарбонатную).

Общая жесткость представляет собой сумму величин временной и постоянной жесткости и характеризуется суммой содержания в воде кальциевых и магниевых солей: сернокислых ($CaSO_4$ и $MgSO_4$), хлористых (CaC_{12} и MgC_{12}), азотнокислых ($Ca(NO_3)_2$ и $Mg(NO_3)_2$), кремнекислых ($CaSiO_3$ и $MgSiO_3$), фосфорнокислых ($Ca_3(PO_4)_2$ и $Mg(PO_4)_2$), двууглекислых ($Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$).

Временная жесткость характеризуется содержанием в воде бикарбонатов кальция и магния $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$. Постоянная жесткость обусловливается содержанием указанных выше солей кальция и магния, за исключением двууглекислых.

Для определения величины жесткости в настоящее время установлена единица показателя жесткости — миллиграмм-эквивалент на 1 кг раствора (мг-экв/кг) или микрограмм-эквивалент на 1 кг раствора (мкг-экв/кг); 1 мг-экв/кг жесткости соответствует содержанию 20,04 мг/кг иона кальция Ca^{+} или 12,16 мг/кг иона магния Mg^{2+}.

Щелочность воды характеризуется содержанием в ней щелочных соединений. Сюда относят гидраты, например NaOH — едкий натр, карбонаты Na_2CO_3 — кальцинированная сода, бикарбонаты $NaHCO_3$, Na_3PO_4 и др. Величина щелочности воды равна суммарной концентрации в ней гидроксильных, карбонатных, бикарбонатных, фосфатных и других анионов слабых кислот, выраженной в эквивалентных единицах (мг-экв/кг или мкг-экв/кг). В зависимости от преобладающего наличия в воде анионов тех или иных солей различают щелочность: гидратную (концентрация в воде гидроксильных анионов OH), карбонатную (концентрация карбонатных анионов $CO3^{2-}$) и бикарбонатную (концентрация бикарбонатных анионов $HCO3^{3-}$.).

Окисляемость воды характеризуется наличием в воде кислорода и двуокиси углерода, выраженных в миллиграммах или микрограммах на килограмм.

Вода, подготовленная для питания котельной установки, не должна давать отложений шлама и накипи, разъедать стенки котла и его вспомогательные поверхности нагрева, а также вспениваться.

Примерные показатели воды в открытых источниках при отборе проб приведены в таблице 3 приложений.

2.3 Обработка воды для паровых котлов

Исходными данными для выбора оборудования предварительной водоочистки является:

- величина продувки котла;
- содержание углекислоты в паре;
- относительная щелочность котловой воды.

Обработка воды для водогрейных котлов включает в себя следующие основные этапы:

- удаление взвешенных частиц;
- удаление железа;
- умягчение, предотвращение накипеобразования;
- предотвращение коррозии (удаление кислорода и углекислого газа из питающей воды с помощью деаэраторов различных конструкций; применение деаэратора позволяет существенно снизить содержание свободного кислорода (до 0,02 мг/кг), остальное же количество должно связываться химическим способом).

2.3.1 Удаление механических примесей с помощью фильтров

Для удаления осаждаемых (песок, окислы железа, соли $CaCO_3$ и другие тяжелые частицы) и взвешенных частиц (мелкая глина, грязь и органические вещества) используются механические фильтры различных конструкций.

При незначительных механических загрязнениях (до 5,0 мг/кг), можно устанавливать компактные фильтры картриджного типа (сменные или промывные), основные достоинства которых – малые габариты, высокие скорость и глубина фильтрации.

При содержании в воде взвешенных частиц более 15 мг/л, целесообразно осуществлять фильтрацию на напорных фильтрах с комбинированным слоем (песок + антрацит).

Отфильтрованные частицы, по мере необходимости, удаляются из слоя противоточной промывкой.

2.3.2 Умягчение воды методом ионного обмена

Наиболее распространенным способом очистки воды для ее последующего использования в качестве теплоносителя являются методы ионного обмена. Сущность этих методов заключается в том, что вода фильтруется через специальный материал, называемый ионитом. Этот материал имеет способность изменять ионный состав воды в нужном направлении. С электрохимической точки зрения молекулы ионита представляют собой твердый электролит. В зависимо-

сти от того какой заряд несет диффузионный слой, иониты разделяются на катиониты и аниониты.

Наиболее распространенными катионитами являются: сульфоуголь и ионообменные смолы КУ 1, КУ 2. Наиболее распространенные аниониты: АН-31, АВ-17, АВ-18. В зависимости от качества исходной воды и требований к качеству обработанной воды в практике применяют следующие методы ионного обмена: натрий-катионирование, водород-катионирование, хлор-ионирование, аммоний-катионирование.

<u>Na-катионирование</u> – наиболее распространенный метод обработки воды. Заключается в фильтровании ее через слой катионита, содержащего обменный ион натрия.

При этом протекают следующие реакции:

$$Ca(HCO)_3 + 2NaR \rightarrow CaR_2 + 2NaHCO_3$$

$$Mg(HCO)_3 + 2NaR \rightarrow MgR_2 + 2NaHCO_3$$

$$CaCl_2 + 2NaR \rightarrow CaR_2 + 2NaCl$$

$$MgSO_4 + 2NaR \rightarrow MgR_2 + Na_2SO_4$$

Как видно из приведенных реакций, кальциевые и магниевые соли, содержащиеся в воде, вступают в обменные реакции с катионитом, замещая в нем натрий и, тем самым, умягчая воду. Вместо кальциевых и магниевых солей в обрабатываемой воде образуется эквивалентное количество легко растворимых натриевых солей. Следовательно, солесодержание при обработке воды не снижается, а несколько увеличивается. Щелочность воды и анионный состав при Na-катионировании не изменяются.

Эксплуатация катионитного фильтра сводится к последовательному проведению следующих операций: умягчение, взрыхление, регенерация, отмывка.

Основная операция процесса – умягчение. При умягчении происходит реакция обмена катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} на катионы Na^{+}. По мере прохождения ионного обмена катионит истощается и уплотняется, обменные реакции замедляются вплоть до проскока катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в обработанную воду. Для восстановления обменной способности катионита его взрыхляют и регенерируют. Взрыхление осуществляется обратным потоком воды, подаваемой из бака, расположенного выше фильтра, или с помощью насоса. Регенерация осуществляется раствором поваренной соли NaCl. Последней операцией является отмывка (промывка) катионита от остаточных продуктов регенерации.

В практике применяются две схемы умягчения воды по методу Na-катионирования: одноступенчатая и двухступенчатая.

Одноступенчатым Na-катионированием можно получить воду с остаточной жесткостью до 0,1 мг-экв/кг. При необходимости более глубокого умягчения воды (до 0,01 – 0,02 мг-экв/кг) следует применять двухступенчатое (последовательное) Na-катионирование.

Число ступеней катионирования определяется требованиями к обработанной воде; так для паровых экранированных котлов, где требуется глубокое умягчение воды, целесообразно применение схемы двухступенчатого Na-катионирования; для горячего водоснабжения, требуется частичное умягчение воды, достаточно одной ступени катионирования.

<u>Н-катионирование</u>. Обработка воды методом Н-катионирования состоит в фильтровании ее через слой катионита, содержащего в качестве обменных ионов катионы водорода. Протекающие в водородном фильтре реакции сводятся к замене катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} и Na^{+} на катион водорода. При этом протекают следующие химические реакции:

$$Ca(HCO_3)_2 + 2HR \rightarrow CaR_2 + 2H_2O + CO_2\uparrow$$
$$Mg(HCO_3)_2 + 2HR \rightarrow MgR_2 + 2H_2O + CO_2\uparrow$$
$$CaCl_2 + 2HR \rightarrow CaR_2 + 2HCl$$
$$MgSO_4 + 2HR \rightarrow MgR_2 + H_2SO_4$$
$$NaCl + HR \rightarrow NaR + HCl$$
$$Na_2SO_4 + 2HR \rightarrow 2NaR + H_2SO_4$$
$$2HR + Na_2SiO_3 \rightarrow 2NaR + H_2SiO_3$$

Следовательно, присутствующие в воде соли (сульфаты, хлориды и др.) превращаются в процессе ионного обмена в кислоты (серную, соляную и др.), т.е. обработанная вода имеет кислую реакцию (pH<7), что недопустимо. Поэтому Н-катионирование всегда совмещается с Na-катионированием, которое обуславливает щелочную реакцию обработанной воды.

Принцип работы Н-катионитного фильтра аналогичен работе Na-катионитного фильтра. Регенерация фильтра производится раствором серной кислоты.

Различают следующие схемы H-Na-катионирования:

- H-Na-катионирование с «голодной» регенерацией фильтров;
- параллельное H-Na-катионирование;
- последовательное H-Na-катионирование;
- совместное H-Na-катионирование.

H-Na-катионирование с «голодной» регенерацией фильтров применяется для обработки вод с повышенной карбонатной жесткостью при сравнительно малом содержании солей натрия.

Параллельное H-Na-катионирование применяется в тех случаях, когда вода, поступающая на фильтры, имеет Жк> 0,5 Жо; $C_{SO_4^{2-}} + C_{Cl^-} + C_{NO_3^-} \leq 7 мг-экв/кг$ и когда необходимо получить умягченную воду с заданной остаточной щелочностью не выше 0,35 мг-экв/кг.

Последовательное H-Na-катионирование применяется для обработки сильно минерализованных вод с солесодержанием выше 1000 мг/кг при Жк< 0,5 Жо и при $C_{SO_4^{2-}} + C_{Cl^-} + C_{NO_3^-} \leq 7 мг-экв/кг$.

Совместное H-Na-катионирование применяется в тех случаях, когда сумма анионов сильных кислот в воде, поступающей на фильтры, не превышает 3,5 мг -экв/кг и когда получаемая по этой схеме щелочность ($Щ_{ост}$= 1 – 1,3 мг-экв/кг) не вызовет заметного увеличения продувки котлов сверх установленных норм.

<u>Na-Cl-ионирование</u>. Na-Cl-ионитный метод основан на умягчении воды с одновременным снижением щелочности и осуществляется путем последовательного фильтрования обрабатываемой воды через Na–катионитный фильтр

первой ступени, Cl-анионитный фильтр и затем Na- катионитный фильтр второй ступени.

Вторую ступень Na-катионирования, как правило, совмещают в одном фильтре с Cl-ионированием, при этом внизу загружается катионит, а сверху сильноосновный анионит типа АВ – 17.

В этом методе катионит и анионит регенируются поваренной солью NaCl (Na+ регенерирует катионит, Cl- - анионит). В фильтрах первой ступени происходит умягчение воды по реакциям. Во второй ступени (в совмещенном Na-Cl-ионитном фильтре) в слое анионита происходит обмен анионов SO_4^{2-}, NO^{3-}, NO^{2-}, HCO^{3-}, содержащихся в воде, на хлор, а в слое катионита «проскочившие» катионы жесткости обмениваются на Na^+.

При этом в анионите протекают следующие реакции:

$$Na_2SO_4 + 2АнCl \rightarrow АнSO_4 + 2NaCl$$

$$NaNO_3 + АнCl \rightarrow АнNO_3 + NaCl$$

$$NaHCO_3 + АнCl \rightarrow АнHCO_3 + NaCl$$

Методом Na-Cl-ионирования воды можно снизить жесткость воды до 0,01 мг-экв/кг и щелочность до 0,2 мг-экв/кг.

2.4 Выбор схемы обработки исходной воды

Выбор схемы обработки воды для котлов обуславливается:

- качеством исходной воды;
- требованиями к качеству пара, котловой и питательной воды.

Для выбора схемы обработки определяются основные показатели водно-химического режима парового котла:

Величина продувки котла по сухому остатку, %:

$$P = \frac{S_{о.в.} \cdot \alpha_{о.в.} \cdot 100}{S_{к.в.} - S_{о.в.} \cdot \alpha_{о.в.}} \qquad (2.1)$$

где $S_{о.в.}$ – сухой остаток обработанной воды, мг/кг.

Для Na-катионирования $S_{о.в.} = 1{,}1 \cdot S_{и.в.}$;

$\alpha_{о.в.}$ – доля обработки питательной воды;

$S_{к.в.}$ – сухой остаток котловой воды, мг/кг; $S_{к.в.} = 3000 мг/кг.$

$$\alpha_{о.в.} = \frac{G_{ХВО}}{G_{пит}} \qquad (2.2)$$

где $G_{ХВО}$ - расход химобработанной воды, м^3/ч;

$G_{пит}$ - расход питательной воды воды, м^3/ч;

Относительная щелочность котловой воды $Ù^{îò}_{ê.â.}$, %, равна относительной щелочности обработанной воды $Щ^{от}_{о.в.}$ и определяется по формуле:

$$Щ_{к.в.}^{от} = Щ_{о.в.}^{от} = \frac{40 \cdot Щ_{о.в.} \cdot 100}{S_{о.в.}} \qquad (2.3)$$

где $Ù_{î.â.}$ – относительная щелочность обработанной воды, мг-экв/кг. Для схемы натрий-катионирования принимается равной щелочности исходной воды $Щ_{и.в.}$. мг-экв/кг, (принимается исходя из источника водоснабжения по табл.3 приложений).

Полученную величину сравниваем с рекомендациями [6, табл. 3.5]. В паровых котлоагрегатах со сварными барабанами может быть допущено повышение относительной щелочности котловой воды сверх допустимой (20 %) в пределах 20 – 50 %, но необходимо предусмотреть ее нитрование. Относительная щелочность котловой воды более 50 % не допускается.

Содержание углекислоты в паре, мг/кг, при использовании деаэратора с барботажем определяется по формуле:

$$CO_2 = 22 \cdot Щ_{о.в.} \cdot \alpha_{о.в.} \cdot (\sigma_1 + \sigma) \qquad (2.4)$$

где σ – доля разложения Na_2CO_3 в котле σ=0,7;

σ_1 – доля разложения Na_2CO_3 в котле σ_1=0,4.

Для полученных значений величины продувки P, %, щелочности котловой воды, $Щ_{к.в.}^{от}$ %, и содержания углекислоты в паре CO_2, мг/кг принимается оптимальный способ очистки воды. Определяются последовательность установки оборудования (фильтров, солерастворителей и т.д.) и его количество.

2.5 Подбор натрий-катионитных фильтров

2.5.1 Подбор натрий-катионитных фильтров I ступени

Расчет и выбор Na-катионитных фильтров ведется на основе следующих данных:

- производительность установки $G_{хво}$, $м^3$/ч;
- общая жесткость воды, поступающей на фильтры $Ж_о$, г-экв/ $м^3$;
- остаточная жесткость воды после фильтров $Ж_{ост}$, г-экв/ $м^3$.

Технологические данные для расчета Na-катионитных фильтров приведены в таблицах 12.14, 12.17 [5] или в таблице 2.1.

Требуемая площадь фильтра определяется по скорости фильтрования:

$$f_{Na} = \frac{G_{XBO}}{\omega_{Cl} \cdot a_I} \qquad (2.5)$$

где ω_{Cl} – скорость фильтрования, принимается, $м^3 / м^2 \cdot ч$;

G_{XBO} – производительность фильтра, $м^3$/ч;

$à_I$ – количество фильтров первой ступени; принимается не менее трех, один из которых является резервным и в расчете не участвует.

Исходя из рассчитанного живого сечения, выбирается стандартный фильтр с ближайшим сечением. Тип устанавливаемого натрий-катионитового фильтра первой ступени [5, табл. 12.14] или таблице 2.1:

– высота слоя катионита $H_{сл}$, м;

– диаметр фильтра d, м;

– площадь фильтрования $f_{Na}^{ст}$, м^2;

– объем катионита $V_к$, м^3.

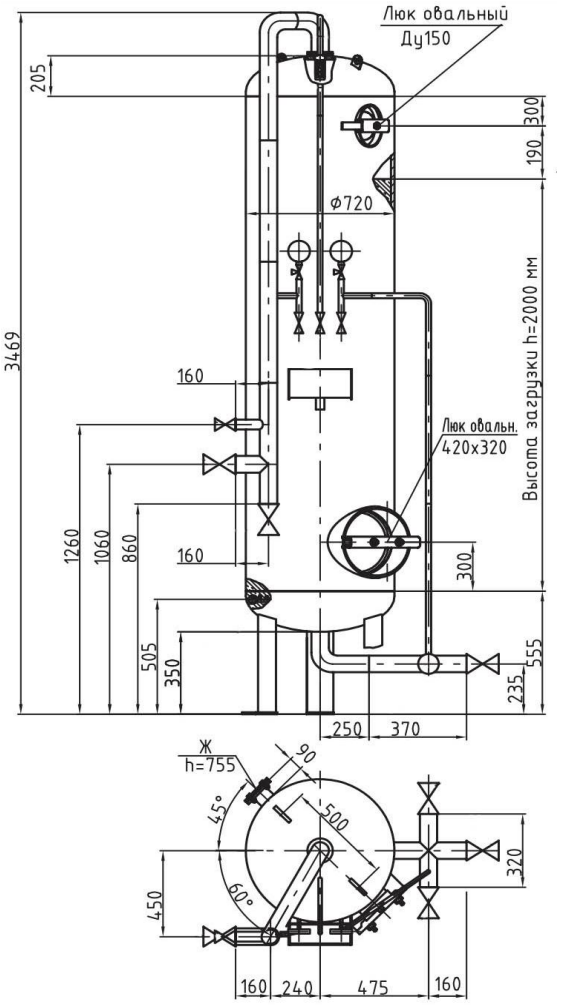


Рис.2.1 Натрий-катионитовый фильтр типа ФИПа

Выбор фильтров осуществляется таким образом, чтобы их суммарная площадь фильтрования была не менее расчетной и проверяется выбранный типоразмер фильтра:

– по нормальной скорости (когда все фильтры в работе):

$$\omega_{Cl} = \frac{G_{XBO}}{f_{Na}^{ст} \cdot a_I}, \qquad (2.6)$$

– по максимальной скорости (когда один из фильтров регенерируется):

$$\omega_{Cl} = \frac{G_{XBO}}{f_{Na}^{ст} \cdot (a_I - 1)}, \qquad (2.7)$$

Количество солей жесткости, г-экв/сут., удаляемое в Na-катионитовых фильтрах:

$$A = 24 \cdot Ж_o \cdot G_{XBO}, \qquad (2.8)$$

где $Ж_o$ – общая жесткость воды, поступающей на фильтр, г-экв/м^3; (таблица 3 приложений).

Рабочая обменная способность катионита, г-экв/м^3:

$$E_p^I = \frac{A}{f_{Na}^{ст} \cdot a_I \cdot H_{сл} \cdot n_I}, \qquad (2.9)$$

где $H_{сл}$ – высота слоя катионита, м;

n_I – число регенераций каждого фильтра в сутки ($n_I = 1 – 2$).

Полученную величину необходимо сопоставить с рекомендуемой, которая для сульфоугля равна 280 – 400 г-экв/м^3.

Таблица 2.1 – Технологические данные для расчета натрий-катионитовых фильтров

Показатель	Фильтр первой ступени ФИПаI			Фильтр второй ступени
	0,7-0,6-Na	1.0-0,6-Na	1.5-0,6-Na	
Производительность, $м^3/ч$	10	20	50	
Крупность зерен катионита, мм	0,5 – 1,1			0,5 – 1,1
Высота слоя катионита $H_{сл}$, м	2 – 2,5			1,5
Вместимость корпуса, $м^3$	1,1	2,27	5,32	
Внутренний диаметр корпуса d, мм	700	1000	1500	
Объем катионита $V_к$, $м^3$. ,	0,77	1,6	3,54	
Скорость фильтрования ω_{Cl}, м/ч, нормальная, в скобках максимальная (при регенерации одного из фильтров), при жесткости, мг-экв/л: до 5 до 10	25 (35) 15 (25)			40 (50)
Взрыхляющая промывка катионита: Интенсивность, кг/($м^2$·с), при крупности зерен катионита, мм 0,5 – 1,1 0,8 – 1,2 продолжительность, мин	 4 5 30 (15)			 4 5 30 (15)
Удельный расход поваренной соли на регенерацию сульфоугля, г/г-экв, при двухступенчатом натрий-катионировании и жесткости обрабатываемой воды, мг-экв/л: до 5 до 10	100 – 120 120 –200			300 – 400
Концентрация регенерационного раствора, %	5 – 8			8 – 12
Скорость пропуска регенерационного раствора, м/ч	3 – 4			3 – 5
Отмывка катионита от продуктов регенерации: скорость пропуска отмывочной воды через катионит, м/ч удельный расход отмывочной воды, $м^3/м^3$, при загрузке фильтра: сульфоуглем катионитом КУ-2	 6 – 8 4 6			 6 – 8 6 8

2.5.2 Подбор натрий-катионитных фильтров II ступени

В небольших водоподготовительных установках в целях сокращения устанавливаемого оборудования и его унификации допускается для второй ступени катионирования применение фильтра конструкции первой ступени. При этом устанавливается не менее четырех фильтров, из них два – первой ступени, один – второй ступени, один – резервный, обычно используемый для работы на второй ступени в период регенерации основного фильтра и в качестве резервного – при ремонте одного из фильтров.

Тип устанавливаемого натрий-катионитового фильтра второй ступени принимается тот же, что для первой ступени.

Общая жесткость фильтрата (после первой ступени натрий-катионирования), поступающего на фильтры второй ступени

$$Ж_o^{остI} = 0{,}1 \text{ мг-экв/л.}$$

Жесткость фильтрата после второй ступени катионирования:

$$Ж_o^{остII} = 0{,}02 \text{ мг-экв/л.}$$

Число регенераций фильтра в сутки:

$$n_{II} = \frac{G_{ХВО} \cdot Ж_o^{остII} \cdot 24}{V_к \cdot E_p^{II} \cdot a_{II}}, \qquad (2.10)$$

где $V_к$ – объем фильтрующего катионита, м^3;

E_p^{II} – рабочая обменная способность сульфоугля на второй ступени катионирования, E_p^{II} = 250 – 300 г-экв/м^3;

$a_{II} = 1$ – число фильтров второй ступени.

2.6.Выбор солерастворителя

Регенерацию натрий-катионитовых фильтров осуществляют, пропуская через слой катионита 6 – 10 %-ный раствор хлористого натрия NaCl (поваренной соли).

Расход 100 %-ной соли на одну регенерацию фильтров первой ступени, кг:

$$Q_c^I = \frac{E_p^I \cdot V_к \cdot a_I \cdot q_c}{1000}, \qquad (2.11)$$

где q_c – удельный расход соли на регенерацию объемной способности катионита ($q_c = 150$ – 170 г/г-экв).

Расход 100 %-ной соли на одну регенерацию фильтров второй степени, кг:

$$Q_c^{II} = \frac{E_p^{II} \cdot V_к \cdot a_{II} \cdot q_c}{1000}. \qquad (2.12)$$

Общий суточный расход технической соли на регенерацию фильтров первой и второй ступени, кг/сут.:

$$Q_{m.c} = \frac{100}{93}\left(Q_c^I \cdot n_I + Q_c^{II} \cdot n_{II}\right), \qquad (2.13)$$

где 93 – содержание NaCl в технической соли в %.

Расчет солерастворителя (бака для раствора соли).

Объем технической соли на одну регенерацию фильтров первой ступени, м^3:

$$V_{m.c} = \frac{100 \cdot Q_c^I}{93 \cdot 1000} = \frac{Q_c^I}{930}, \qquad (2.14)$$

где 1000 – насыпная масса соли в кг/м^3.

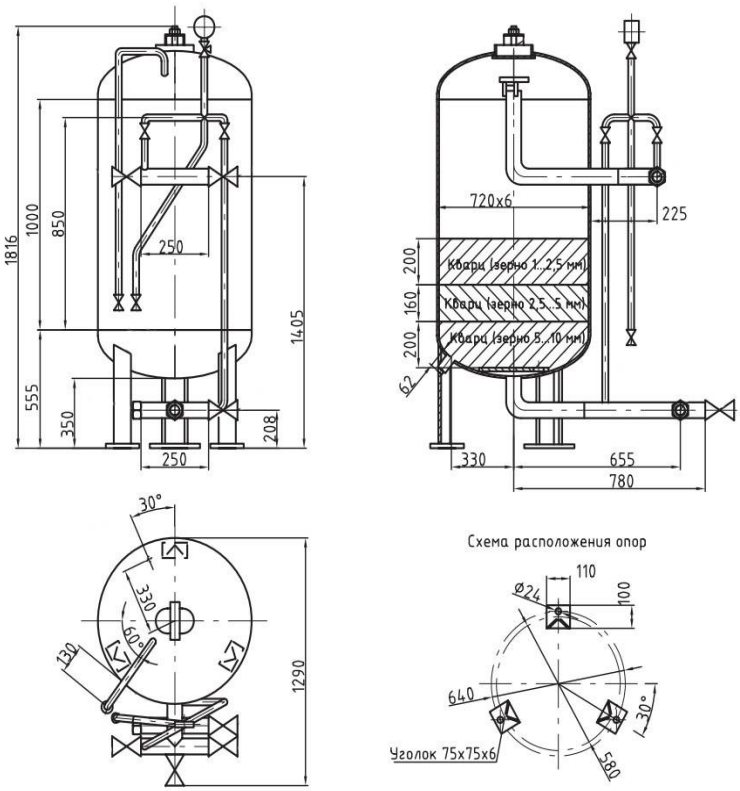


Рисунок 2.2 – Солерастворитель

Требуемая площадь растворителя, м^2:

$$f = \frac{V_{m.c}}{h_{m.c}}, \qquad (2.15)$$

где $h_{m.c} \approx 0,6$ м – высота загрузки соли.

Расчетный диаметр растворителя, м:

$$d_c = 1,13\sqrt{f}\,. \qquad (2.16)$$

Тип солерастворителя подбирают по диаметру [5, табл. 12.24] или по таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристики солерастворителей

Наименование	С-0,125-0,4	С-0,5-0,7	С-1,0-1,0
Диаметр, м	0,4	0,7	1
Давление, МПа	до 0,6	до 0,6	до 0,6
Температура, ^{o}С	до 40	до 40	до 40
Вместимость, м^3	0,125	0,5	1
Масса одной загрузки поваренной соли или хлористого калия, кг	12,5	60	110
Диаметр фильтра, мм	426	720	1020
Высота, мм	1230	1816	1800
Масса аппарата без загрузки, кг	151	238	440

2.7 Выбор деаэратора

Деаэраторы предназначены для удаления коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты) из питательной воды паровых котлов и подпиточной воды систем теплоснабжения. Процесс деаэрации воды основан на повышении ее температуры до кипения, при котором из воды выделяются растворенные газы.

В производственно-отопительных котельных чаще используются деаэраторы атмосферного типа. Процесс деаэрации в них происходит при давлении, близком к атмосферному (0,12 МПа). Кипение в них достигается за счет нагрева воды паром, отбираемым после парового котла и поступающим в колонку деаэратора. Содержание кислорода в сетевой воде для паровых котлов не должно превышать 0,03мг/кг.

Выбор деаэратора осуществляется по двум параметрам: номинальной производительности и емкости бака.

Номинальная производительность, т/ч, должна быть не меньше расхода деаэрированной воды в котельной при максимально-зимнем режиме:

$$G_Д = G_{ПИТ} + G_{ПОДП} \tag{2.17}$$

Емкость бака деаэратора, м^3, должна быть не менее 50% от часовой паропроизводительности котельной $D_{к.у.}^{max}$.

Основные параметры деаэраторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики деаэраторов

Деаэратор	ДА-5/2	ДА-15/4	ДА-25/8	ДА-50/15	ДА-100/25	ДА-200/50
Производительность номинальная, т/ч	5	15	25	50	100	200
Диапазон производительности, %	30…120	30…120	30…120	30…120	30…120	20…120
Диапазон производительности, т/ч	1,5…6	4,5…18	7,5…30	15…60	30…120	40…240
Давление рабочее избыточное, МПа	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Температура деаэрированной воды, °С	104,25	104,25	104,25	104,25	104,25	104,25
Тип охладителя выпара	ОВА-2	ОВА-2	ОВА-2	ОВА-2	ОВА-8	ОВА-16
Тип предохранительного устройства	ДА-25	ДА-25	ДА-25	ДА-50	ДА-100	ДА-200М2
Тип бака деаэраторного	БДА-2	БДА-4	БДА-8	БДА-15	БДА-25	БДА-50
Емкость бака, м^3	2	4	8	15	25	50

В состав деаэратора входят:

- деаэрационная колонка;
- деаэраторный бак;
- охладитель выпара;
- комбинированное предохранительное устройство для защиты от аварийного повышения давления и уровня.

В деаэраторе атмосферного типа применена двухступенчатая схема дегазации: две ступени размещены в деаэрационной колонке первая ступень - струйная, вторая - барботажная. В деаэраторном баке размещена третья, дополнительная ступень, в виде затопленного барботажного устройства.

Принципиальная схема деаэратора атмосферного типа приведена на рис. 2.3.

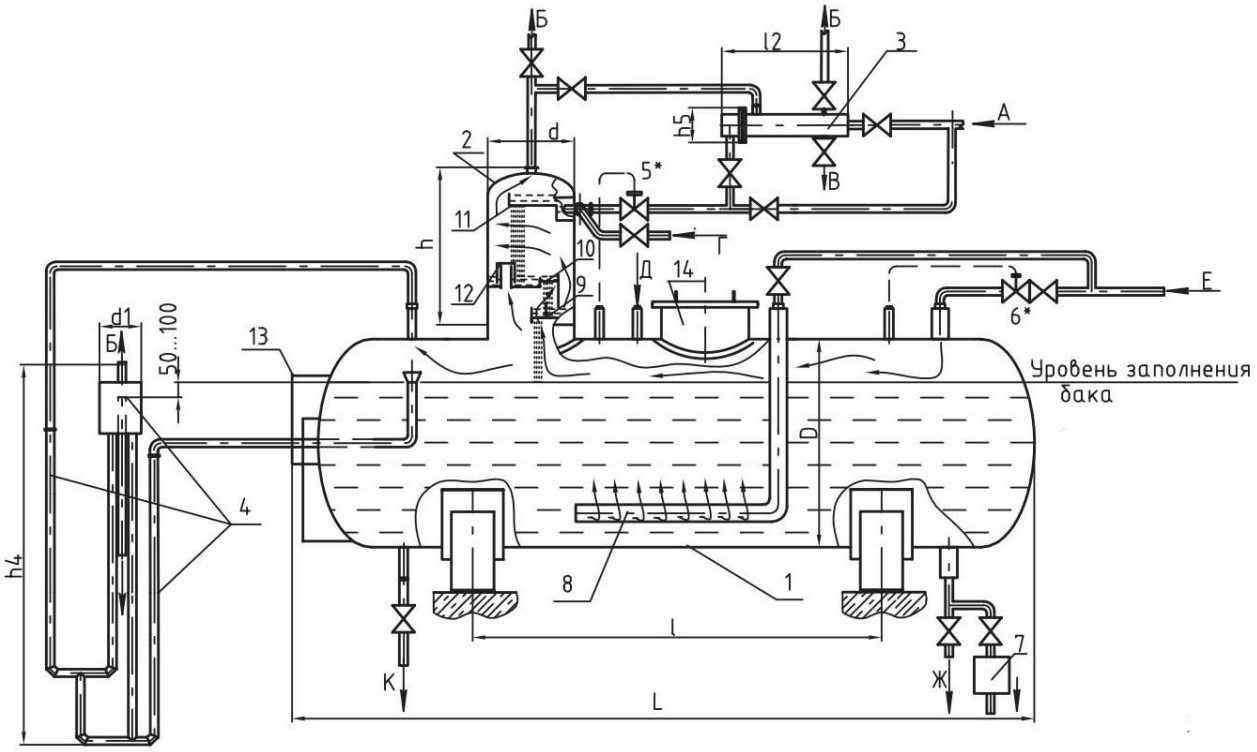


Рис.2.3 – Деаэратор

Вода, подлежащая деаэрации, подается в колонку (2) через штуцеры (А, 3, И, Г). Здесь она последовательно проходит струйную и барботажную ступени, где осуществляется ее нагрев и обработка паром. Из колонки вода струями стекает в бак, после выдержки в котором отводится из деаэратора через штуцер (Ж).

Основной пар подается в бак деаэратора через штуцер (Е), вентилирует паровой объем бака и поступает в колонку. Проходя сквозь отверстия барботажной тарелки (9), пар подвергает воду на ней интенсивной обработке (осуществляется догрев воды до температуры насыщения и удаление микроколичеств газов). При увеличении тепловой нагрузки срабатывает гидрозатвор паро-перепускного устройства (12), через которое пар перепускается в обвод барботажной тарелки. При снижении тепловой нагрузки гидрозатвор заливается водой, прекращая перепуск пара.

Из барботажного отсека пар направляется в струйный отсек. В струях происходит нагрев воды до температуры, близкой к температуре насыщения, удаление основной массы газов и конденсация большей части пара. Оставшаяся парогазовая смесь (выпар) отводится из верхней зоны колонки через штуцер (Б) в охладитель выпара (3) или непосредственно в атмосферу. Процесс дегазации завершается в деаэраторном баке (1), где происходит выделение из воды мельчайших пузырьков газов за счет отстоя. Часть пара может подаваться через штуцер в размещенное в водяном объеме бака барботажное устройство (8), предназначенное для обеспечения надёжной деаэрации (особенно в случае ис-

пользования воды с низкой бикарбонатной щёлочностью (0,2...0,4 мг-экв/кг) и высоким содержанием свободной углекислоты (более 5 мг/кг) и при резко переменных нагрузках деаэратора.

Конструкция внутренних устройств деаэрационной колонки обеспечивает удобство внутреннего осмотра. Перфорированные листы внутренних устройств изготавливаются из коррозионно-стойкой стали.

Охладитель выпара поверхностного типа состоит из горизонтального корпуса и размещенной в нем трубной системы (материал трубок - латунь либо коррозионно-стойкая сталь).Химически очищенная вода проходит внутри трубок и направляется в деаэрационную колонку через штуцер (А). Парогазовая смесь (выпар) поступает в межтрубное пространство, где пар из нее практически полностью конденсируется. Оставшиеся газы отводятся в атмосферу, конденсат выпара сливается в деаэратор или дренажный бак.

Для обеспечения безопасной эксплуатации деаэраторов предусматривается их защита от опасного повышения давления и уровня воды в баке с помощью комбинированного предохранительного устройства.Устройство подключается к деаэраторному баку через штуцер перелива.Устройство состоит из двух гидрозатворов, один из которых защищает деаэратор от превышения допустимого давления, а другой от опасного повышения уровня, объединенных в общую гидравлическую систему, и расширительного бака. Расширительный бак служит для накопления объёма воды (при срабатывании устройства), необходимого для автоматической заливки устройства (после устранения нарушения в работе установки), т.е. делает устройство самозаливающимся. Диаметр парового гидрозатвора определён исходя из наибольшего допустимого давления в деаэраторе при работе устройства 0,07 МПа и максимально возможного в аварийной ситуации расхода пара в деаэратор при полностью открытом регулирующем клапане и максимальном давлении в источнике пара.

Бак деаэратора имеет антикоррозийное покрытие, деаэрационная колонка и бак имеют наружную теплоизоляцию.

3 РАСЧЕТ И ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

3.1 Выбор насосов

Питательные устройства являются важными элементами котельной установки, обеспечивая безопасность ее эксплуатации.

Питательные устройства должны иметь паспорт завода-изготовителя и обеспечивать необходимый расход питательной воды при давлении, соответствующем полному открытию рабочих предохранительных клапанов, установленных на паровом котле.

В проектируемой котельной могут использоваться насосы с электро- или паровым приводом. В соответствии со СНиП II-35-76 «Котельные установки» [2], при использовании насосов с электроприводом, они должны быть подключены к двум независимым источникам электроснабжения.

Число и производительность питательных насосов выбираются с таким расчетом, чтобы в случае остановки наибольшего по производительности насоса оставшиеся обеспечили подачу воды в необходимых количествах.

Насосы выбираются по расходу (производительности) и потерям давления. Расходы насосов принимаются по таблице 1.1 в максимальный зимний период с учетом коэффициента запаса $K_ç = 1{,}1$.

3.1.1 Выбор насосов исходной воды

Насос исходной воды служит для подачи сырой воды из системы водопровода жилого района к оборудованию водоподготовки котельной. Данные насосы выбираются исходя из максимальной потребности котельной в химически очищенной воде ($G_{ХВО}$), включая расход воды на собственные нужды химводоочистки. При определении расхода учитывается коэффициент запаса. Расчетный расход сырой воды для выбора насоса, т/ч:

$$G^{P}_{ИСХ} = G_{ИСХ} \cdot K_з, \qquad (2.18)$$

где $G_{ИСХ}$ – расход исходной воды в максимальный зимний период, т/ч; принимается из таблицы 1.1;

$K_ç = 1{,}1$ – коэффициента запаса.

3.1.2 Выбор питательных насосов

Питательные насосы предназначены для бесперебойного снабжения паровых котлов питательной водой. Количество и подача питательных насосов выбирается так, чтобы в случае остановки самого мощного насоса оставшиеся обеспечили подачу воды в количестве, необходимом для питания всех рабочих паровых котлов. Расчетный расход питательной воды, т/ч:

$$G^{P}_{пит} = G_{пит} \cdot K_з, \qquad (2.19)$$

Двигатель насоса должен быть снабжен защитой от перегрузки и перегрева. Расход питательной воды не является постоянной величиной, и меняется в зависимости от режима работы котельной установки. Для обеспечения плавного регулирования подачи питательных насосов, экономии электроэнергии и увеличения ресурса оборудования, электродвигатели питательных насосов подключаются к источнику электроснабжения через преобразователи частоты.

Использование преобразователей частоты позволяет осуществлять автоматическое плавное регулирование подачи питательных насосов в зависимости от расхода воды. При этом исключаются гидроудары и обеспечивается экономия электроэнергии за счет регулирования подачи насоса частотой вращения рабочего колеса, а не закрытием задвижки.

3.1.3 Выбор сетевых насосов

Сетевые насосы предназначены для обеспечения циркуляции теплоносителя в тепловой сети. Сетевые насосы устанавливаются на выходе из котельной

в обратной линии тепловой сети перед подогревателями, так как температура сетевой воды в данной точке не превышает 70 °С. В котельной должно быть установлено не менее двух сетевых насосов. Расход одного насоса, т/ч:

$$G_c^P = G_c \cdot K_з, \tag{2.20}$$

3.1.4 Выбор подпиточных насосов

Подпиточные насосы служат для восполнения утечек воды из системы теплоснабжения. Подпитка ведется химически обработанной водой из бака деаэратора. Вода подается в обратную линию тепловой сети.

Производительность подпиточных насосов выбирается равной удвоенной величине полученного количества воды для восполнения возможной аварийной подпитки:

$$G_{подп}^P = 2 \cdot G_{подп} \tag{2.21}$$

3.1.5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы предназначены для подачи конденсата, возвратившегося с производства в деаэратор. Производительность конденсатного насоса равна часовому расходу конденсата от технологического потребителя:

$$G_{конд}^P = \frac{D_{тех} \cdot \mu}{100} \cdot K_з \tag{2.22}$$

где $D_{тех}$ – расход пара на технологические нужды, т/ч;

μ – процент возврата конденсата.

Таблица 3.1 – Характеристики центробежных насосов

Марка насоса	Подача, м^3/ч	Напор, м	Двигатель		Габариты, мм	Масса, кг
			N, кВт	об/мин		
ЦН 400-105	400	105	200	1500	2690×1215×1148	3180
ЦН 400-105а	380	96	160	1500	2485×1215×1148	2605
ЦН 400-105б	360	83	132	1500	2445×1215×1148	2555
ЦН 400-210	400	210	400	1500	3710×1370×1645	5550
ЦН 400-210а	380	192	315	1500	3785×1370×1440	5225
ЦН 400-210б	360	166	250	1500	3725×1370×1440	4975
ЦН 1000-180-3	1000	180	630	1500	3405×1475×1630	4730
ЦН 1000-180а-3	900	157	500	1500	3405×1475×1630	4730
ЦНС 63-1400	63	1400	630	3000		
ЦНС 63-1800	63	1800	800	3000		
ЦНС 90-1100	90	1100	630	3000		
ЦНС 90-1400	90	1400	800	3000		
ЦНС 90-1900	90	1900	1000	3000		
ЦНС 630-1700	630	1700	4000	3000		
ЦНС 63-1400	63	1400	630	3000		

3.2 Выбор теплообменников

Выбор теплообменников производится на основании теплового расчета установки. На практике, обычно выполняются только проверочные расчеты для определения пригодности выбранных по каталогам теплообменников для заданных расчетных условий. Поверхности нагрева серийно изготавливаемых теплообменников должны быть несколько больше требуемых по расчету, то есть выбираться с запасом. В курсовом проекте выбор ведется по теплопроизводительности и площади поверхности нагрева.

Теплопроизводительность теплообменника, т.е. количество передаваемой теплоты, определяется из уравнения теплового баланса.

Для водо-водяного теплообменника, кВт:

$$Q = 3{,}6 \cdot c_в \cdot G_{греющ.} \cdot \left(t'_{греющ.} - t''_{греющ.}\right) = 3{,}6 \cdot c_в \cdot G_{нагрев.} \cdot \left(t'_{нагрев.} - t''_{нагрев.}\right) \quad (2.23)$$

где $G_{греющ.}, G_{нагрев.}$ – расход греющей и нагреваемой воды, т/ч;

$t'_{греющ.}, t''_{греющ.}, t'_{нагрев.}, t''_{нагрев.}$ - температуры воды греющей и нагреваемой на входе и выходе из теплообменника, ^{o}С.

Для паро-водяного теплообменника, кВт:

$$Q = 3{,}6 \cdot D \cdot \left(i_п - i_к\right) = 3{,}6 \cdot c_в \cdot G_{нагрев.} \cdot \left(t'_{нагрев.} - t''_{нагрев.}\right) \quad (2.24)$$

D - расход пара, кг/с;

$i_п, i_к$ – энтальпии пара и конденсата, кДж/кг.

Среднелогарифмический температурный напор, ^{o}С:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\lg \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} \quad (2.25)$$

$\Delta t_б$, $\Delta t_м$ – большая и меньшая разности температур теплоносителей на входе и выходе из теплообменника, °С.

Площадь поверхности нагрева теплообменника, м^2, определяется по формуле:

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t \cdot \eta} \quad (2.26)$$

где Q – количество передаваемой теплоты, кВт;

К – коэффициент теплопередачи. для ориентировочного расчета принимаем $k = 3{,}5\ кВт / м^2 \cdot {}^{o}C$ – для паро-водяных теплообменников и $k = 1{,}7\ кВт / м^2 \cdot {}^{o}C$ для водо-водяных теплообменников.

$\eta = 0,98$ - коэффициент, учитывающий потери теплоты от наружного охлаждения.

Результаты расчета параметров Q и F сводятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет основных параметров теплообменников

Наименование, обозначение	Температура греющей среды на входе t'_1, °С	Температура греющей среды на выходе t''_1, °С	Температура нагреваемой среды на входе t'_2, °С	Температура нагреваемой среды на выходе t''_2, °С	Расход нагреваемой среды $G_{нагрев}$, кг/с	Среднелогарифмический температурный напор Δt, °С	Коэффициент теплопередачи К, кВт/м^2·°С	Теплопроизводительность Q, кВт	Площадь поверхности теплообмена F, м^2
Охладитель непрерывной продувки							1,7		
Подогреватель сырой воды							3,5		
Сетевой подогреватель							3,5		
Охладитель конденсата,							1,7		
Охладитель выпара	Поставляется в комплекте с деаэратором								

Примечание: значения температур и расходов принимаются по расчетам тепловой схемы: для охладителя непрерывной продувки по формуле 1.22, подогревателя сырой воды – ф. 1.23, сетевого подогревателя – ф. 1.29, охладителя конденсата – ф.1.30.

Для установки в котельной выбираются разборные теплообменники пластинчатого типа, как наиболее эффективные. Пластинчатые теплообменники применяются для теплообмена между различными жидкими и газообразными средами. Кроме высокого коэффициента теплопередачи достоинствами разборных пластинчатых теплообменников являются удобство обслуживания, возможность изменения мощности, компактность и устойчивость к вибрации.

Основные преимущества разборных пластинчатых теплообменников:

1. Экономичность и простота обслуживания. При засорении пластинчатый теплообменник может быть разобран, промыт и собран двумя работниками в течение 4-6 часов.

2. Низкая загрязняемость поверхности теплообмена вследствие высокой турбулентности потока жидкости, образуемой рифлением, а также качественной полировки теплообменных пластин.

3. Срок эксплуатации уплотнительной прокладки у ведущих европейских производителей достигает 10 лет. Срок работы теплообменных пластин: 20-25 лет. Стоимость замены уплотнений колеблется в пределах 15-25% от стоимости пластинчатого теплообменника, что дешевле аналогичного процесса замены ла-

тунной трубной группы в кожухотрубном теплообменнике, составляющей 80-90% от стоимости аппарата.

4. Стоимость монтажа пластинчатого теплообменника составляет 2-4% от стоимости оборудования, что на порядок ниже, чем у кожухотрубного теплообменника. Низкие массогабаритные показатели пластинчатого теплообменника позволяют сэкономить на монтаже и уменьшить площади, отводимые под теплообменное оборудование.

5. Изменяемость под задачи: в случае необходимости площадь поверхности теплообмена в пластинчатом теплообменнике может быть легко уменьшена или увеличена простым извлечением или добавлением пластин.

6. Устойчивость к вибрациям: пластинчатые теплообменники высокоустойчивы к наведенной двухплоскостной вибрации, вызывающей повреждения кожухотрубного теплообменника.

7. Меньшие последствия при гидроударах. Самое негативное последствие гидравлического удара для разборного пластинчатого теплообменника — выход из строя прокладок. В то время как для паяного или сварного, кожухотрубного в том числе, возможно повреждение.

Устройство разборного пластинчатого теплообменника показано на рисунке 3.1.

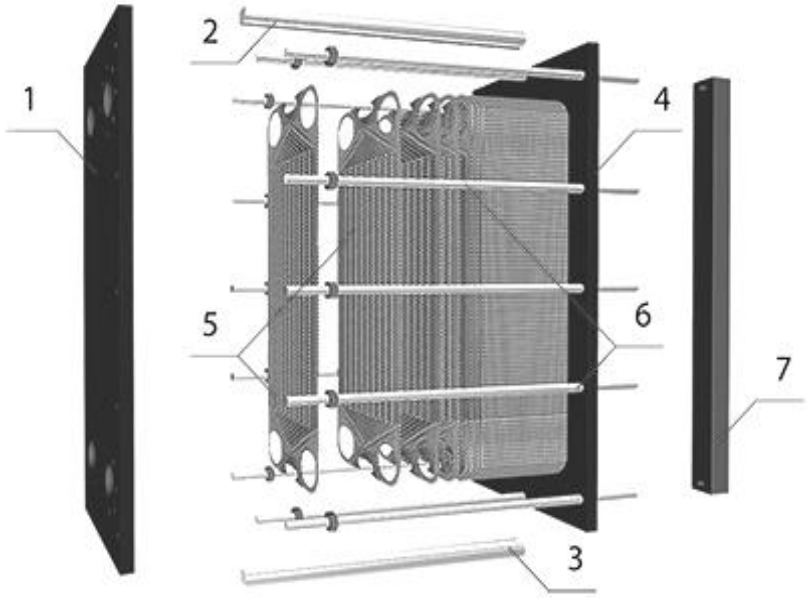


Рисунок 3.1 – Устройство разборного пластинчатого теплообменника: 1 - неподвижная плита с присоединительными патрубками; 2 - верхняя направляющая; 3 - нижняя направляющая; 4 - задняя прижимная плита; 5 - теплообменные пластины с уплотнительными прокладками; 6 - комплект резьбовых шпилек; 7 - задняя стойка.

Основные параметры теплообменников приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Характеристики теплообменников

Наименование	Марка теплообменников			
	ТР-0,04	ТР-0,15	ТРС-0,2	ТР-0,4
Рабочее давление, МПа	1,6	1,6	1,6(1,0)	1,6
Максимальная рабочая температура, °С	150	150	150	150
Поверхность теплообмена одной пластины, м²	0,04	0,15	0,20	0,40
Максимальное число пластин, шт.	125	240	350	325
Максимальная поверхность теплообмена, м²	5,0	36,0	70,0	130,0
Ориентировочная теплопроизводительность, кВт	33-245	245-2450	490-3590	2450-6520
Диаметр условного прохода фланцев, мм	40 (1½)	50; 80	50; 80	100
Габаритные размеры теплообменника: длина, мм	835	1 900	2 430	2640
ширина, мм	215	384	466	520
высота, мм	555	925	1 165	1 500
Максимальная масса теплообменника, кг	90	545	1 250	1 420

3.3 Выбор сепаратора непрерывной продувки

Сепараторы непрерывной продувки предназначены для разделения на пар и воду пароводяной смеси, образующейся из продувочной воды паровых котлов путем снижения её давления до давления в сепараторе (что приводит к вскипанию воды), с последующим использованием тепла воды и пара.

Для ускорения процесса сепарации применяется тангенциальный подвод продувочной воды. Также в сепараторах присутствуют вертикальные жалюзийные каплеуловители для осушки пара вторичного вскипания.

Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд сварной конструкции и состоит из корпуса с приваренным к нему нижним эллиптическим днищем; верхнее эллиптическое днище соединяется с корпусом с помощью фланцевого разъёма. В средней части корпуса приварены 2 или 4 опоры для установки сепаратора в подвешенном состоянии на опорных балках.

В нижней части корпуса находится приёмное устройство, состоящее из двух концентрично установленных обечаек и двух тангенциально вваренных в корпус патрубков, предназначенное для приёма тангенциально подводимой продувочной воды. В верхней части корпуса крепится болтами к кольцу сепарирующее устройство, состоящее из набора специально отогнутых лопаток и предназначенное для отделения мелких капель воды от пара.

Постоянный уровень отсепарированной воды автоматически поддерживается поплавковым регулятором уровня, встроенным в штуцере в нижней части корпуса.

Для визуального наблюдения за уровнем отсепарированной воды сепаратор оснащён водоуказательным устройством, состоящим из водоуказательного стекла и кранов клапанного типа.

Для наблюдения за рабочим давлением в паровом пространстве сепаратора имеется показывающий манометр с пределом измерения до 1,6МПа с продувочным 3-х ходовым краном и спускным вентилем.

Отсекание давления пара в корпусе выше допустимого (0,75МПа) обеспечивается клапаном предохранительным полноподъёмным фланцевым, снабжён-

ным сменной пружиной, работающей при давлении в пределах 0,7-1,3МПа. Срабатывание клапана регулируется на давление 0,75МПа. Верхняя часть клапана закрыта колпаком, в котором имеется регулировочный винт для установки пружины на заданное давление.

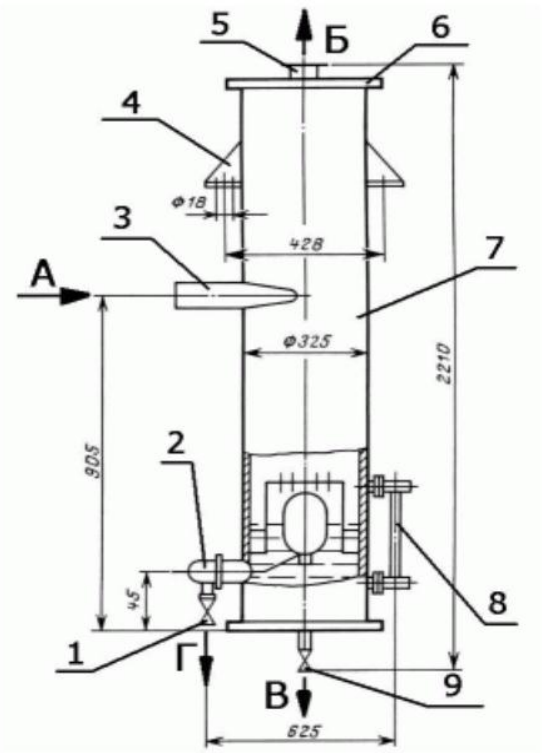


Рис. 3.2. Сепаратор непрерывной продувки: А – подвод продувочной воды; Б – отвод отсепарированного пара; В – дренаж; Г – отвод отсепарированной воды. 1 – задвижка выхода отсепарированной воды; 2 – регулятор уровня воды; 3 – сопло для входа продувочной пароводяной смеси; 4 – опоры; 5 – патрубок для выхода пара; 6 – верхнее и нижнее донышко; 7 – корпус сепаратора; 8 – указатель уровня воды; 9 – задвижка на дренаж.

Работа сепаратора заключается в приёме пароводяной смеси от котла, разделении её на пар и воду за счёт расширения и вращательного движения потока в приёмном устройстве сепаратора. Окончательно пар осушается в сепарирующем устройстве.

Сепаратор непрерывной продувки выбирается исходя из расхода пароводяной смеси, т/ч

$$G_{пр} = G'_{пр} + D_c \qquad (2.27)$$

где $G'_{пр}$ – расход остаточной воды на выходе из СНП, т/ч;

D_c – расход пара на выходе из СНП, т/ч.

Основные характеристики сепараторов непрерывной продувки приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Технические характеристики сепараторов непрерывной продувки

Обозначение	Объём, м^3	Давление, МПа	Температура, °С	Расход пароводяной смеси, т/ч	Паропроизводительность, т/ч	Масса, кг
СП-0,15-0,3	0,15	0,06	113	7,0	1,0	242,5
СП-0,28-0,45	0,28	0,7	170	3,5	0,7	470
СП-0,7-0,6	0,7	0,7	170	13,75	2,75	756
СП-1,4-0,8	1,4	0,7	170	26,3	5,26	1113
СП-1,5-0,8	1,5	0,78	175	65,0	12,5	1200
СП-5,5-1,4	5,5	0,15	127	320	70	1878

4 РАСЧЕТ И ПОДБОР ТЯГОДУТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

4.1. Описание схемы подачи воздуха и дымоудаления

В соответствии с [3], для обеспечения подачи воздуха к котельным агрегатам и отвода продуктов сгорания тягодутьевые установки предусматриваются индивидуально для каждого котла. В состав тягодутьевой установки котельного агрегата входят: дутьевой вентилятор – для подачи воздуха, необходимого при сжигании топлива; дымосос – для отвода продуктов сгорания от котлоагрегата в окружающую среду.

Для подачи в топочную камеру в зимнее время используется теплый воздух из верхней зоны котельной, а в летний – наружный воздух. Воздухопроводы внутри котельной изготавливаются стальными круглого сечения.

Отвод продуктов сгорания осуществляется по железобетонным подземным газоходам. Каждый котлоагрегат имеет индивидуальный газоход, отводящий продукты сгорания к дымовой трубе.

В котельной предусмотривается одна дымовая железобетонная труба высотой 30 м с диаметром устья 1,2м. В местах сопряжения газоходов с дымовой трубой предусматриваются температурно-осадочные швы.

Для обеспечения экономичной работы тягодутьевого оборудования, электроприводы вентиляторов и дымососов подключаются к электросети через преобразователи частоты, которые осуществляют плавное регулирование оборотов электродвигателя, а следовательно и производительность оборудования, в зависимости от режима работы котлоагрегатов. Установка преобразователей частоты позволяет обеспечить экономию электроэнергии до 30%, автоматизировать работу тягодутьевого оборудования и продлить срок его службы, исключить человеческий фактор при управлении аппаратами.

4.2. Расчет объемов продуктов сгорания и КПД-брутто котлоагрегата

Расчетные характеристики твердого топлива – состав рабочей массы, низшая теплота сгорания рабочей массы, выход летучих на горючую массу приводятся по [2, табл. 2.1]; жидких топлив: состав и теплота сгорания – по [2, табл. 2.8]; газообразных – по [2, табл. 2.9] или по таблицам 6,7 приложений.

4.2.1 Выбор коэффициента избытка воздуха

Действительное количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1кг($м^3$) топлива, должно быть несколько большим теоретического, так как при практическом сжигании топлива не все количество теоретически необходимого воздуха используется для горения топлива; часть его не участвует в реакции горения в результате недостаточного перемешивания воздуха с топливом, а также из-за того, что воздух не успевает вступить в соприкосновение с углеродом топлива и уходит в газоходы котла в свободном состоянии.

Коэффициентом избытка воздуха α называют отношение действительного количества воздуха, подаваемого для сжигания, к теоретически необходимому.

Коэффициент избытка воздуха в общем случае зависит от вида сжигаемого топлива, его состава, типа горелок, способа подачи воздуха, конструкции топочного устройства и т.д.

Для сжигания твердых топлив коэффициент избытка воздуха принимается $\alpha_m = 1,3 - 1,7$. Для сжигания природного газа – $\alpha_m = 1,05 - 1,15$. Общий присос воздуха в котельный агрегат, включая хвостовые поверхности нагрева, составляет $\Delta\alpha = 0,4 \div 0,5$.

4.2.2 Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Теоретическое количество сухого воздуха, м^3/кг, необходимого для сгорания твердого или жидкого топлива (коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1$), определяем по формуле:

$$V^0 = 0,0889(C^p + 0,376S^p_{op+k}) + 0,265H^P - 0,0333O^P; \quad (4.1)$$

для газообразного топлива, м^3/м^3:

$$V^0 = 0,0476\left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \Sigma(m + \frac{n}{4})C_mH_n - O_2\right] \quad (4.2)$$

Теоретические (минимальные) объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива, с теоретически необходимым количеством воздуха ($\alpha = 1$), м^3/кг (м^3/м^3):

– теоретический объем азота:

а) для твердого и жидкого топлив:

$$V^0_{N_2} = 0,79V^0 + 0,8\frac{N^P}{100}; \quad (4.3)$$

б) для газообразного топлива:

$$V^0_{N_2} = 0,79V^0 + \frac{N_2}{100}; \quad (4.4)$$

– объем трехатомных газов:

а) для твердого и жидкого топлив:

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{c_p + 0,375 \cdot S^p_{op+k}}{100}; \quad (4.5)$$

б) для газообразного топлива:

$$V_{RO_2} = 0,01\left[CO_2 + CO + H_2S + \Sigma(mC_mH_n)\right]; \quad (4.6)$$

– теоретический объем водяных паров для твердого и жидкого топлив:

$$V^0_{H_2O} = 0,111H^p + 0,0124W^p + 0,0161V^0. \quad (4.7)$$

При паровом распыливания мазута при расходе пара $G_Ф$ = 0,35 кг/кг к величине $V^0_{H_2O}$ добавляется $1{,}24G_Ф$:

– теоретический объем водяных паров для газообразного топлива:

$$V^0_{H_2O} = 0{,}01\left[H_2S + H_2 + \Sigma(\frac{n}{2}C_mH_n) + 0{,}124d_г\right] + 0{,}0161V^0, \quad (4.8)$$

где $d_г$ принимается равным 10 г/м^3.

4.2.3 Расчет потерь теплоты и КПД-брутто котельном агрегате

Тепловой баланс котельного агрегата устанавливает равенство между поступающим в агрегат количеством теплоты и его расходом. На основании теплового баланса определяется расход топлива и вычисляется коэффициент полезного действия, эффективность работы котельного агрегата.

В котельном агрегате химически связанная энергия топлива в процессе горения преобразуется в физическую теплоту горючих продуктов сгорания. Эта теплота расходуется на нагревания воды. Вследствие неизбежных потерь при передаче теплоты и преобразования энергии вырабатываемый продукт (вода) воспринимает только часть теплоты. Другую часть составляют потери, которые зависят от эффективности организации процессов преобразования энергии (сжигания топлива) и передачи теплоты вырабатываемому продукту.

Располагаемая теплота топлива на 1 кг твердого или жидкого и 1 м^3 газообразного определяется в общем случае в кДж/кг(м^3)

– для твердого или жидкого:

$$Q^P_P = Q^P_H + i_{тл} + Q_Ф; \quad (4.9)$$

– для газа

$$Q^P_P = Q^c_H, \quad (4.10)$$

где Q^P_H – низшая теплота сгорания рабочей массы топлива;

$i_{тл} = c_{тл} \cdot t_{тл}$ – физическая теплота топлива (паровой подогрев мазута и т.п.), кДж/кг;

$c_{тл} = 1{,}74 + 0{,}0025t_{тл}$ – удельная теплоемкость мазута, кДж/(кг·К);

$t_{тл}$ – температура подогрева мазута (в зависимости от вязкости), 90-130 °С;

$Q_Ô = 0{,}35 \cdot (i^{//} - 2520)$ – теплота, вносимая в агрегат через форсунку при паровом распылении жидкого топлива, кДж/кг;

$i^{//}$ – энтальпия пара, расходуемого на распыление топлива, кДж/кг;

Q^c_H – низшая теплота сгорания сухой массы газа, кДж/м^3.

Потери теплоты с механическим недожогом, %:

– для жидкого и газообразного топлива q_4 = 0;

– для твердого топлива q_4 – из [2, табл. 7.12].

Потери теплоты с уходящими газами, %:

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_P^P} \cdot 100 = \frac{(I_{ух} - \alpha_{ух} \cdot I_{хв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_P^P}, \qquad (4.11)$$

где $I_{ух}$ – энтальпия уходящих из котельного агрегата дымовых газов, подсчитанная для объема газов, определенного при $\alpha_{об}$ (т.е. при коэффициенте избытка воздуха за последней поверхностью котельного агрегата), и температуры уходящих газов, $\vartheta_{ух}$, °С, кДж/кг (м^3);

$I_{хв}^0$ – энтальпия теоретически необходимого количества холодного воздуха, определяемая интерполяцией значений $I_{хв}^0$ при 0 и 100 °С.

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания вычисляется для уходящих газов и холодного воздуха при соответствующих температурах:

– энтальпия теоретического объема дымовых газов при температуре $\vartheta_{ух}$, °С:

$$I_Г^0 = V_{RO_2}(c\vartheta)_{RO_2} + V_{H_2O}^0(c\vartheta)_{H_2O} + V_{N_2}^0(c\vartheta)_{N_2} \qquad (4.12)$$

– энтальпия действительного объема дымовых газов при $\alpha_{ух}$ и $\vartheta_{ух}$, °С:

$$I_Г = I_Г^0 + (\alpha_{ух} - 1) \cdot I_в^0 \qquad (4.13)$$

– энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при $\vartheta_{об}$, °С:

$$I_в^0 = V^0(c\vartheta)_в \qquad (4.14)$$

Значения энтальпий компонентов дымовых газов (RO_2, H_2O, N_2) и влажного воздуха приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1 - Энтальпия 1 м^3 воздуха, газообразных продуктов сгорания (кДж/м^3)

ϑ, °С	$(c\vartheta)_{RO_2}$	$(c\vartheta)_{N_2}$	$(c\vartheta)_{O_2}$	$(c\vartheta)_{H_2O}$	$(c\vartheta)_B$	$(c\vartheta)_{зл}$
100	170	130	132	151	133	81
200	359	261	268	305	267	170

Потери теплоты от химического недожога, %:

– для жидкого и газообразного топлива q_3= 0,5;

– для твердых топлив в зависимости от типа топочных устройств значения q_3 приведены в [2, табл. 7.12].

Потери теплоты от наружного охлаждения, % (рис. 4.1):

$$q_5 = \ldots$$

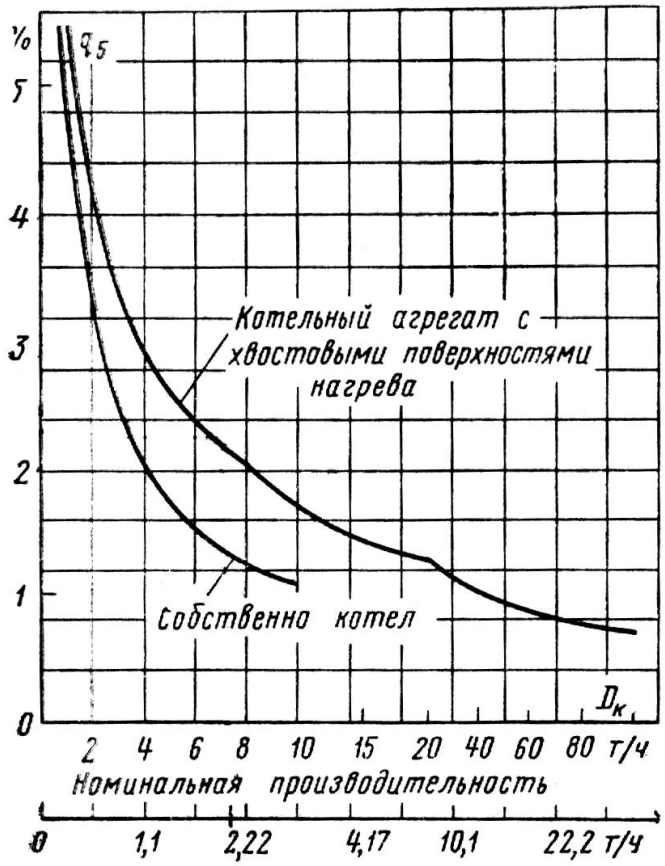


Рис. 4.1. Потери теплоты в окружающую среду собственным котлом и котельным агрегатом q_5

Потери теплоты со шлаком, % (только для твердых топлив):

$$q_6 = \frac{a_{шл} \cdot (cv)_{зл} \cdot A^P}{Q_P^P}, \qquad (4.15)$$

где $a_{шл} = 1 - a_{ун}$ – доля золы топлива в шлаке; $a_{ун}$ принимается по табл. 7.12 [2];
$(c\vartheta)_{зл}$ = 562 кДж/кг – энтальпия золы (шлака) при 600 °С.

Суммарные потери теплоты, %:

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 \qquad (4.16)$$

Коэффициентом полезного действия парового котла называют отношение полезной теплоты, израсходованной на выработку пара, к располагаемой теплоте котла. Не вся полезная теплота, выработанная котельным агрегатом, направляется потребителям, часть теплоты расходуется на собственные нужды. С учетом этого различают КПД котла по выработанной теплоте (КПД-брутто) и по отпущенной теплоте (КПД-нетто).

Коэффициент полезного действия котельного агрегата (брутто), %:

$$\eta_{бр} = 100 - \sum q \qquad (4.17)$$

Общее количество теплоты, полезно воспринимаемой теплоносителем в котельном агрегате, кВт:

$$Q_{ка} = D_{пп} \cdot (i''_{1,4пп} - i_{пв}) + D_{нп} \cdot (i''_{1,4} - i_{пв}) + 0,01 \cdot p \cdot \left(D_{пп} + D_{нп}\right) \cdot (i''_{1,4} - i_{пв}) \ , \qquad (4.18)$$

где $D_{нп}$ – паропроизводительность котлоагрегата, кг/с;

p – величина продувки, %; p=10%.

$i''_{1,4ïï}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг; определяется исходя из температуры перегретого пара и давления в котле 1,4 МПа (табл. 2.1 приложений);

$i''_{1,4}$=2789 – энтальпия насыщенного пара в котле, кДж/кг ;

$i_{ïâ} = 436$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг, определяется по температуре и давлению воды 0,12 МПа в котельном агрегате.

Расход топлива, подаваемого в топку, в кг/с (м^3/с):

$$B = \frac{Q_{ка}}{Q_P^P \cdot \eta_{бр}} \cdot 100 . \qquad (4.19)$$

Расчетный расход топлива в кг/с (м^3/с):

$$B_P = B \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) . \qquad (4.20)$$

4.3Выбор тягодутьевого оборудования

Тягодутьевое оборудование котельной выбирается по производительности и создаваемому давлению. Для выбора данного оборудования необходимо определить величину аэродинамического сопротивления газовоздушного тракта котельной установки. Расчет производится по упрощенной методике.

4.3.1 Выбор дутьевого вентилятора

Расчетная производительность дутьевого вентилятора, м^3/с:

$$Q_в = K_з \cdot B_р \cdot V^o \cdot \alpha_T \cdot \frac{t_{х.в.} + 273}{273} \qquad (4.21)$$

где $K_з = 1,05$ – коэффициент запаса. Согласно приложению В [4];

$B_р$ – расход топлива на котельный агрегат, кг(м^3)/с;

V^o – теоретический объем воздуха, необходимого для полного сгорания твердого или жидкого топлива, м^3/кг(м^3);

α_T – коэффициент избытка воздуха в топке, принимается из задания;

$t_{х.в.}$ – температура холодного воздуха, подаваемого на горение; принимается из задания;

Расчетный напор вентилятора определяется с учетом аэродинамического сопротивления решетки (горелки) и воздушного тракта котельной установки:

$$H_B = K_з \cdot \left(\Delta h_{К.Р.(Г)} + \Delta h_B\right) \quad (4.22)$$

где $K_з = 1{,}1$ – коэффициент запаса согласно приложению В [4];

$\Delta h_{К.Р.(Г)}$ – аэродинамическое сопротивление колосниковой решетки или горелки. Принимается в соответствии с выбранным типом котлоагрегата по [6];

Δh_B – аэродинамическое сопротивление воздуховодов, принимаем $\Delta h_B = 200$ Па.

Центробежные дутьевые вентиляторы одностороннего всасывания типа ВДН предназначены для подачи воздуха в топки паровых котлов. Такими вентиляторами комплектуются котлы с уравновешенной тягой паропроизводительностью 1...25 т/ч, а также газомазутные водогрейные котлы теплопроизводительностью 0,5...16 Гкал/ч.

Дутьевые вентиляторы предназначены для эксплуатации при температуре окружающего воздуха не ниже -30°С и не выше +40°С; максимально допустимая температура перемещаемой среды на входе в вентиляторы +200°С.

Центробежный дымосос одностороннего всасывания типа ДН предназначен для отсасывания дымовых газов из топок котельных агрегатов, оборудованных эффективно действующими системами золоулавливания, а также для отсасывания дымовых газов из топок газомазутных котельных агрегатов. Максимальная температура газов на входе не должна превышать +200°С.

Тип устанавливаемого дутьевого вентилятора подбирается по табл. 4.2 или [6, табл.14.1] с указанием производительности и напора и других характеристик.

4.3.2 Выбор дымососа

Аэродинамическое сопротивление газовоздушных трактов котельной установки, Па, определяется по формуле:

$$\Delta h_{Г.В.ТР.} = \Delta h_{КА} + \Delta h_{ЭК} + \Delta h_Б + \Delta h_Ш + \Delta h_{Д.ТР.} \quad (4.23)$$

где $\Delta h_{КА}$ – аэродинамическое сопротивление котельного агрегата; принимается ы зависимости от типа котла по табл. 8.17, 8.20, 8.21, 8.23, 8.24 [6] или по таблицам 4, 5 приложений;

$\Delta h_{ЭК}$ – аэродинамическое сопротивление водяного экономайзера; принимается $\Delta h_{ЭК}$=200 Па;

$\Delta h_Б$ – аэродинамическое сопротивление борова; принимается $\Delta h_A = 20$ Па;

Таблица 4.2– Технические характеристики дутьевых вентиляторов и дымососов

Типоразмер машины	Мощность, кВт	Частота вращ., мин$^{-1}$	Производительность, м^3/ч	Полное давление, даПа	Масса, кг
ВДН-6,3	5,5	1500	5102	880	460
ДН-6,3	5,5	1500	5102	880	490
ВДН-8	11	1000	6970	990	518
	15	1500	10460	2260	
ДН-8	11	1000	6970	632	549
	15	1500	10460	1430	
ВДН-9	11	1000	9930	1250	564
	15	1500	14900	2830	
ДН-9	11	1000	9930	800	668
	15	1500	14900	1810	
ВДН-10	11	1000	13620	1550	650
	30	1500	20450	3520	
ДН-10	11	1000	13620	990	895
	30	1500	20450	2250	
ВДН-11,2	22	1000	19130	1940	1014
	45	1500	28750	4440	
ДН-11,2	22	1000	19130	1240	1235
	45	1500	28750	2810	
ВДН-12,5	30	1000	26600	2430	1345
	90	1500	39900	5520	
ДН-12,5	55	1500	39900	3510	1345
	75	1500	39900	3510	
ВДН-13	132	1500	40000	3280	1570
ДН-13	132	1500	40000	3280	1570
ВДН-15	55	750	37500	1930	2590
	75	1000	50000	3430	
	315	1500	75000	7720	
ДН-15	45	750	37500	1245	2900
	75	1000	50000	2220	
	250	1500	75000	4980	
ВДН-17	90	750	54700	2480	2760
	160	1000	73000	4410	
	630	1500	109500	9930	
ДН-17	55	750	54700	1590	3100
	160	1000	73000	2820	
	500	1500	109500	6360	
ВДН-19	200	1000	108000	2500	4600
ДН-19	200	1000	108000	4520	4600
ВДН-21	315	1000	143000	3800	5360
ДН-21	315	1000	143000	5850	5360

$\Delta h_{Ш}$ – аэродинамическое сопротивление шиберов. Установлено 4 шибера с сопротивлением по 20Па, тогда $\Delta h_{Ш} = 4 \cdot 20 = 80$ Па;

$\Delta h_{Д.ТР.}$ – аэродинамическое сопротивление дымовой трубы; принимается $\Delta h_{Б}$=200 Па.

Определим расчетную производительность дымососа:

$$Q_{в} = K_{з} \cdot B_{р} \cdot V_{ух} \cdot \alpha_{ух} \cdot \frac{\vartheta_{ух.} + 273}{273} \qquad (4.24)$$

где $K_{з}$, $B_{р}$ – то же, что в формуле 4.22;

$V_{ух}$ – полный объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании твердого (жидкого) или газообразного топлива, м^3/кг(м^3);

$$V_{ух} = V_{RO_2} + V^0_{H_2O} + V^0_{N_2} + \left(\alpha_{ух} - 1\right) \cdot V^0 \qquad (4.25)$$

Расчетный напор дымососа определяется с учетом аэродинамического сопротивления газовоздушных трактов котельной установки:

$$H_{Г} = K_{з} \cdot \Delta h_{Г.В.ТР.} \qquad (4.26)$$

где $K_{з} = 1{,}1$ – коэффициент запаса согласно приложению В [3].

Тип устанавливаемого дымососа подбирается по табл. 4.2 или [6, табл.14.4] с указанием производительности и напора и других характеристик.

5. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ. ОЧИСТКА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ.

В разделе топливоснабжение котельной, пользуясь справочной литературой [6, 7, 8] необходимо раскрыть следующие вопросы:

– вид топлива, форма его поставки, приема, хранение на складе котельной;
– устройства и процесс приготовления топлива к сжиганию;
– подача топлива к котлам;
– техника безопасности при работе котлов

Для котельных, работающих на твердых видах топлива, необходимо раскрыть следующие вопросы:

– разгрузка и дробление топлива;
– компоновка устройств, сооружений и механизмов топливного хозяйства;
– размол и подсушка топлива, пылеприготовительные установки (молотковая мельница, мельница вентилятор, среднеходная мельница с волками, шаровая барабанная мельница).

Для котельных, работающих на газообразном топливе необходимо рассмотреть следующие вопросы:

– основное и резервное топливо котельных;
– схема и основное оборудование ГРУ;
– подача газа от ГРУ к котлоагрегатам.

Для котельных, работающих на жидком топливе, необходимо раскрыть следующие вопросы:

– размещение оборудования в мазутном хозяйстве, хранилищах;

– прокладка паропроводов;

– устройство для продувки мазутопроводов.

Описать схемы и установки очистки дымовых газов перед выбросом в атмосферу (сухие и мокрые золоуловители).

Описать устройство для удаления шлака и золы в производственно-отопительных котельных.

Для борьбы с загрязнением воздуха установлены предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ – выбросов в атмосферу, измеряемые на уровне дыхания человека, т.е. на высоте 1,5 метра от уровня земли. В силу того, что котельные являются источником загрязнения воздушного бассейна, выбор мест для их размещения регламентирован. Котельные должны быть расположены с подветренной стороны ближайших жилых и промышленных объектов и иметь санитарно-защитные зоны определённых размеров (от 15 до 200 м.), зависящих от вида и качества топлива. При выборе размеров санитарно-защитной зоны предполагается, что дымовые газы в значительной степени очищены от содержащихся твёрдых частиц уноса и золы.

ЛИТЕРАТУРА

1. СНБ 2.04.05-2000. Строительная климатология. – Мн.: Минархстрой. 2001.-40с.
2. СНБ 4.02.01-03. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Мн.: Минархстрой РБ, 2004 г.
3. Котельные установки. СНиП II-35-76.
4. ТКП 45-4.02-182-2009 «Тепловые сети». Мн.2010
5. Теплоснабжение: учеб. пособие для студентов ВУЗов / В.Е. Козин [и др.]. – М.: Высш.шк., 1980. – 408 с.
6. Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Эстеркин Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: Учеб.пособ. для техникумов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1989.
8. Роддатис К.Ф. Котельные установки. Учебное пособие для студентов неэнергетических специальностей вузов. – М.: «Энергия», 1977.
9. Соколов Б.А. Котельные установки и их эксплуатация: учебник для нач. проф. образования / Б.А. Ссоколов. 2-е изд., испр. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. - 432 с.
10. Делягин
11. Сайт ОАО «Бийский котельный завод» www.bikz.ru
12. Сайт Саратовского завода энергетического машиностроения www.sarzem.ru
13. Сайт http://sibpromenergo.ru

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 1 – Расчетные температуры наружного воздуха

Область, пункт	Температура воздуха , °С			
	наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	средняя наиболее холодного месяца	средняя за отопительный период с тем-рой не выше +8°С	в летний период года
ВИТЕБСКАЯ ОБЛАСТЬ				
Езерище	-	-7,20	–1,5	-
Верхнедвинск	-25	-6,30	–1,0	21
Полоцк	-25	-6,40	–1,1	21,1
Шарковщина	-24	-6,10	–1,0	21
Витебск	-25	-7,00	–1,5	21,1
Лынтупы	-	-5,90	–0,8	-
Докшицы	-	-6,40	–1,1	-
Лепель	-24	-6,40	–1,1	21
Сенно	-	-6,60	–1,2	-
Орша	-	-7,00	–1,5	-
МИНСКАЯ ОБЛАСТЬ				
Вилейка	-24	-5,80	–0,8	21,4
Борисов	-24	-6,20	–1,0	21,6
Воложин	-	-5,80	–0,8	20,8
Минск	-24	-5,90	–0,9	21,1
Березино	-	-6,10	–1,0	-
Столбцы	-	-5,40	–0,6	-
Марьина Горка	-24	-6,10	–0,9	21,8
Слуцк	-	-5,80	–0,7	21,8
ГРОДНЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ				
Ошмяны	-	-5,70	–0,7	-
Лида	-22	-5,00	–0,3	21,5
Гродно	-22	-4,40	0,1	21,7
Новогрудок	-21	-5,60	–0,7	20,3
Волковыск	-21	-4,40	0,1	22

Область, пункт	Температура воздуха , °С			
	наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	средняя наиболее холодного месяца	средняя за отопительный период с тем-рой не выше +8°С	в летний период года
МОГИЛЕВСКАЯ ОБЛАСТЬ				
Горки	-26	-7,50	–1,8	21,1
Могилев	-24	-6,80	–1,5	21,6
Кличев	-	-6,40	–1,1	-
Славгород	-24	-6,80	–1,4	22
Костюковичи	-	-7,20	–1,6	-
Бобруйск	-23	-6,10	–0,9	22,3
БРЕСТСКАЯ ОБЛАСТЬ				
Барановичи	-22	-5,30	–0,5	21,9
Ганцевичи	-	-5,10	–0,3	22,2
Ивацевичи	-	-4,60	0,1	-
Пружаны	-22	-5,2	-0,4	22,2
Высокое	-	-3,90	0,4	-
Полесский	-	-5,00	–0,2	-
Брест	-21	-3,50	0,6	22,6
Пинск	-21	-4,60	0	22,4
ГОМЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ				
Жлобин	-24	-6,00	–0,9	22,4
Чечерск	-	-6,50	–1,3	-
Октябрь	-	-5,70	–0,7	-
Гомель	-24	-7,0	-1,6	22,3
Василевичи	-23	-5,70	–0,7	22,8
Житковичи	-22	-5,10	–0,3	22,5
Мозырь	-	-5,60	–0,7	-
Лельчицы	-	-5,00	–0,3	22,8
Брагин	-22	-5,80	–0,8	22,5

Таблица 2 – Характеристики сухого насыщенного пара и воды на линии насыщения

p, МПа	t,°C	V', м^3/кг	V'', м^3/кг	i', кДж/кг	i'', кДж/кг	r, кДж/кг
0,001	6,982	0,001000	129,20	29.3	2513,8	2484,5
0,002	17,51	0,001001	67,006	73,5	2533,2	2459,8
0,003	24,09	0,001003	45,668	101,0	2545,2	2444,2
0,004	28,98	0,001004	34,803	121,4	2554,1	2432.7
0,005	32,90	0,001005	28,196	137,8	2561,2	2423,4
0,006	36,18	0,001006	23,742	151,5	2567,1	2415,6
0,007	39,02	0,001007	20,532	163,4	2572,2	2408,8
0,008	41,53	0,001009	18,106	173,9	2576,7	2402,8
0,009	*43,79*	0,001009	16,206	183,3	2580,8	2397,5
0,010	45,83	0,001010	14,676	191,8	2584,4	2392,6
0,012	49,45	0,001012	12,364	206,9	2590,9	2384,0
0,014	52,58	0,001013	10,696	220,0	2596,4	2376,4
0,016	55.34	0,001015	9,4348	231,6	2601,3	2369,7
0,018	57,83	0,001016	8,4470	242,0	2605,7	2363,7
0,020	60,09	0,001017	7,6515	251,5	2609,6	2358,1
0,022	62,16	0,001018	6,9967	260,1	2613,2	2353,1
0,024	64.08	0,001019	6,4483	268,2	2616,6	2348,4
0,026	65,87	0,001020	5,9819	275,7	2619,7	2344,0
0,028	67.55	0,001021	5,5804	282,7	2622,6	2339,9
0,030	69.12	0,001022	5,2308	289,3	2625,3	2336,0
0,040	75,89	0,001027	3,9949	317,7	2636,8	2319,2
0,050	81.35	0,001030	3,2415	340,6	2646,0	2305,4
0,060	85,95	0,001033	2,7329	359,9	2653,6	2293,7
0,070	89,96	0,001036	2,3658	376,8	2660,2	2283,4
0,080	93,51	0,001039	2,0879	391,7	2666,0	2274,3
0,090	96.71	0,001041	1,8701	405,2	2671,1	2265,9
0,100	99,63	0,001043	1,6946	417,5	2675,7	2258,2
0,120	104,8	0,001048	1,4289	439,4	2683,8	2244,4
0,200	120,2	0,001061	0,8859	504,7	2706.9	2202,2
0,250	127,4	0,001068	0,7188	535,4	2717.2	2181,8
0,300	133,5	0,001074	0,6059	561,4	2725.5	2164,1
0,350	138,9	0,001079	0,5243	584,3	2732,5	2148,2
0,400	143,6	0,001084	0,4624	604,7	2738,5	2133,8
0,450	147,9	0,001089	0,4139	623,2	2743,8	2120,6
0,500	151,9	0,001093	0,3748	640.1	2748,5	2108,4
0,600	158,8	0,001101	0,3156	670,4	2756,4	2086,0
0,700	164,9	0,001108	0,2727	697,1	2762,9	2065,8
0,800	170,4	0,001115	0,2403	720,9	2768,4	2047,5
0,900	175,4	0,001121	0,2148	742,6	2773,0	2030,4
1,000	179.9	0,001127	0,1943	762,6	2777,0	2014,4
1,100	184,1	0,001133	0.1774	781,1	2780,4	1999,3
1,200	187,9	0,001139	0,1632	798,4	2783,4	1985,0
1,300	191,6	0,001144	0.1511	814,7	2786,0	1971,3
1,400	195,0	0,001149	0,1407	830,1	2788,4	1958,3
1,500	198,3	0,001154	0.1317	844,7	2790,4	1945,7
1,600	201,4	0,001159	0,1237	858,6	2792,2	1933,6
1,700	204,3	0,001163	0,1166	871.8	2793,8	1922,0
1,800	207,1	0,001168	0,ПОЗ	884,6	2795,1	1910,5
1,900	209,8	0,001172	0,1046	896,8	2796,4	1899,6
2,000	212,4	0,001177	0,0995	908,6	2797,4	1888,8

Таблица 2.1 – Энтальпия перегретого пара, кДж/кг

Давление перегретого пара *p*,бар	Температура перегретого пара, *t*, °С							
	180	190	200	210	220	230	240	250
8	2792	2816	2839	2861	2883	2904	2926	2948
9	2785	2809	2833	2856	2878	2900	2922	2944
10	2778	2802	2827	2850	2874	2896	2918	2940
11			2822	2846	2870	2892	2915	2936
12			2816	2840	2865	2888	2911	2933
13					2860	2883	2906	2929
14					2855	2878	2902	2925

Таблица 3 – Химический состав воды при отборе пробы

Источник водоснабжения	Взвешенные вещества, мг/кг	Сухой остаток, мг/кг	Щелочность, мг-экв/кг	Жесткость, мг-экв/кг	
				карбонатная	общая
р. Западная Двина	50	234	2,3	3	3,2
р. Полота	15	245	2,3	3,3	2,9
р. Неман	18	231	2,6	4,2	5,2
р. Щара	15	410	4,5	5,15	8
р. Вилия	13	236	2,1	6,7	9
р. Уша	10	343	3,2	4,3	5,6
р. Мухавец	22	285	2	2,7	5,8
р. Днепр	-	315	3,5	3,1	3,8
р. Березина	42	299	2,5	2,6	3,8
р. Плиса	16	354	2,9	3	4,6
р. Свислочь	-	258	2	2,5	4,1
р. Сож	8	415	4,1	5	7,8
р. Припять	16	340	3	2,3	4,8
р. Западный Буг	12	287	2,8	2,6	3,3
Вилейскоеводохр.	-	241	2,1	3,3	4,2
оз. Лукомльское	6	120	0,5	2,4	2,8
оз. Нарочь	-	230	1,8	1,9	2,5

Таблица 4 – Технические характеристики котлов работающих на твердом топливе (ДКВр, КЕ) производительностью от 4,0 до 25 т/ч.

наименование	ДКВр - 4-13	ДКВр - 4-13-250	ДКВр - 6,5-13	ДКВр - 6,5-13-250	ДКВр - 10-13	ДКВр - 10-13-250	ДКВр 20-13	ДКВр 20-13-250	КЕ-4-14С	КЕ-6,5-14-225	КЕ-6,5-14С	КЕ-6,5-14МТ	КЕ-10-14С	КЕ-10-14-225МТ	КЕ-25-14С	КЕ-25-14-225
Производительность, т/ч	4	4	6,5	6,5	10	10	20	20	4	6,5	6,5	6,5	10	10	25	25
Давление пара, МПа	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	14	1,4	1,4	1,4
Температура пара, ^{o}С	194	250	194	250	194	250	194	250	194	225	194	194	194	225	194	225
КПД, η, % **твердое топливо:** Подмосковный уголь	75,8	75,8	76,7	76,1	77,5	77,5	77,2	77,2								
Каменный и									80,5	80,5	80,5	-	82,5	82,5	86,9	86,9
бурый уголь	-	-	78,0	-	76,0	-	79,0	77,2	80,5	80,5	80,5	-	82,5	82,5	86,9	86,9
Донецкий ПЖ	82,1	82,1	83,1	83,1	83,5	83,5	83,6	-	80,5	80,5	80,5	-	82,5	82,5	86,4	86,4
Антрацит АМ	75,5	-	75,5	-	76,0	-	80,3	80,3	-	-	-	-	-	-	-	-
Печорский ПЖ	-	-	84,0	-	84,5	-	82,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Древесные отходы	81,5	-	82,5	-	82,1	-	-	-	-	-	-	79,5	-	79,7	-	-
Фрезерный торф	82,0	-	82,7	-	85,0	-	85,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Масса*, т	7,8-17,1	9,4-10,9	12,2-21,7	12,4-15,6	15,9-18,8	15,6-19,1	43,7-53,4	44,4-53,8	9,87	13,32	12,34	23,9	14,7	19,5	24,4	27,75
Размеры*, мм (длина)L (ширина)В (высота)Н	5410 3200 3750		8526 5275 5018	5658 4300 5050	8850 5830 7100		10195 5315 6095		6900 4640 5190	7940 4780 5190	7940 4640 5190	10700 5050 7490	8710 5235 5280	8710 4780 5335	12640 5628 7660	
Расчетное газовое сопротивление, Па **твердое топливо:** Каменных углях	210	185	230	220	380	354	-	190	1123		1120	-	1284	-	1227	1253
Бурых углях	300	-	320	-	550	-	-	210	1460		1458	-	1542	-	1227	1253
Древесных отходах	290	-	320	-	530	-	-	-	-		-	1060	-	903	-	-
Фрезерном торфе	370	-	420		630	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-

Таблица 5 – Технические характеристики котлов работающих на жидком и газообразном топливе (ДКВр, КЕ) производительностью от 4,0 до 25 т/ч.

Наименование	ДКВр - 4-13	ДКВр - 6,5-13	ДКВр - 6,5-13-250	ДКВр - 10-13	ДКВр - 10-13-250	ДКВр 20-13	ДКВр 20-13-250	ДЕ-4-14ГМ	ДЕ-4-14-225	ДЕ-6,5-14ГМ	ДЕ-6,5-14-225	ДЕ-10-14ГМ	ДЕ-10-14-225	ДЕ-16-14ГМ	ДЕ-16-14-225	ДЕ-25-14ГМ	ДЕ-25-14-225
Производительность, т/ч	4	6,5	6,5	10	10	20	20	4	4	6,5	6,5	10	10	16	16	25	25
Давление пара, МПа	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	14	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Температура пара, ^{o}C	194	194	250	194	250	194	250	194	225	194	225	194	225	194	225	194	225
КПД, η, % **газ** **мазут**	90,8 89,6	91,8 89,0	91,0 90,0	91,8 89,5	- 90,2	90,6 90,0	91,1 89,6	90,94 89,63	90,86 89,56	92,23 89,83	91,12 89,87	93,24 91,3	91,92 90,89	91,92 90,89	91,71 90,18	92,3 91,09	93 90,6
Масса, т *	7,8-17,1	12,2 - 21,7	12,4 - 15,6	15,9 - 18,8	15,6 - 19,1	43,7-53,4	44,4 - 53,8	7,96	12,5	13,9	14,13	17,7	18,58	18,3	18,04	24,29	24,4
Размеры * (длина)L (ширина)B (высота)H	 3200 3750 5410	 8526 5275 5018	 5658 4300 5050	 8850 5830 7100		 10195 5315 6095		 4280 4300 5050	 4195 4080 5050	 4800 4080 5050		 6530 4080 5050		 8655 5205 6053		 10195 5315 6095	
Расчетное газовое сопротивление, Па	170	170	-	300	-	200	210	546	-	1100	-	1957	2104	1683	1883	2703	3051

*-размеры и масса котла могут изменяться в зависимости от топочного устройства.

Таблица 6 – Расчетные характеристики природных газов

№ п/п	Месторождение газа	Состав газа, % по объему								Теплота сгорания $Q_н^р$, МДж/м^3
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	H_2S	N_2 + редкие газы	
1	Степановское	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	-	0,5	37,822
2	Ленинградское	86,9	6,0	1,6	1,0	0,5	1,2	-	2,8	38,364
3	Североставропольское	98,7	0,33	0,12	0,04	0,01	0,1	-	0,7	35,695
4	Пунгинское	86,1	2,0	0,6	0,34	0,35	8,5	-	2,0	33,475
5	Медвежье	99,0	0,1	0,005	-	-	0,095	-	0,8	35,128
6	Оренбургское	85,0	4,9	1,6	0,75	0,55	0,6	1,3	5,0	36,664
7	Вуктылское	74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	-	-	4,3	47,458
8	Угерское	98,3	0,45	0,25	0,3	-	0,1	-	0,6	36,07
9	Шебелинское	93,3	4,0	0,6	0,4	0,3	0,1	-	1,3	37,405
10	Газлинское	93,0	3,1	0,7	0,6	-	0,1	-	2,5	36,654
11	Карадагаское	93,2	2,1	1,2	1,0	1,2	0,8	-	0,5	38,739
12	Ачакское	93,0	3,6	0,95	0,25	0,31	0,4	-	1,3	37,124
13	Тангенское	89,4	6,0	2,0	0,7	0,4	1,0	-	0,5	36,723
14	Ванейвиское	89,59	2,42	0,7	0,27	1,16	1,68	0,25	3,93	36,331
15	Лаявож	80,23	2,64	1,15	0,7	0,71	0,73	-	13,8	33,403
16	Васильковское	93,1	2,0	0,4	0,2	0,3	-	-	4,0	35,698
17	Ямбург	95,2	0,04	0,006	0,001	0,1	0,3	-	4,5	34,298
18	Ямал	78,97	4,53	2,34	1,02	0,27	1,02	-	11,84	35,012
19	Заполярное	98,5	0,2	0,05	0,012	0,001	0,5	-	0,7	33,482
20	Уренгойское	97,64	0,1	0,01	-	-	0,3	-	1,95	34,925
21	Жирновское	81,6	6,5	3,0	1,9	1,4	4,0	0,1	1,5	40,491
22	Ромашкинское	40,0	19,5	18,0	7,5	4,9	0,1	-	10,0	59,673
23	Туймазинское	39,5	20,0	18,5	7,7	4,2	0,1	-	10,0	59,506
24	Шкаповское	37,5	18,2	16,8	6,8	3,8	0,1	-	16,8	54,419
25	Ключевское	78,5	6,0	6,5	4,8	3,6	0,2	-	0,4	48,831
26	Дмитриевское	69,2	10,0	10,0	5,0	5,0	0,7	-	0,1	53,71
27	Саратовское	78,2	4,4	2,2	0,41	0,09	0,1	-	14	33,524
28	Березовское	95,1	1,1	0,3	0,1	-	0,4	-	3,0	35,188
29	Дарваза	88,9	2,3	1,1	0,5	0,1	0,8	-	6,4	35,12
30	Краснодарское	89,7	5,2	1,7	0,5	0,1	0,1	-	2,7	37,814
31	Рудаки	98,9	0,3	0,1	0,1	-	0,2	-	0,4	35,854
32	Белица	95,6	0,7	0,4	0,2	0,2	0,1	-	2,8	35,622
33	Коробки	93,2	1,9	0,8	0,27	0,1	0,7	-	3,0	35,841
34	Магнитогорск	81,7	5,3	2,9	0,9	0,3	0,1	-	8,8	37,225
35	Билийское	94,8	2,3	0,8	0,5	0,1	0,3	-	1,2	36,954

Таблица 7 - Расчетные характеристики некоторых твердых и жидких топлив

№ п/п	Месторождение, бассейн	марка	Состав газа, % по объему							Теплота сгорания $Q_н^р$, МДж/кг
			$W^р$	$A^р$	$S_{ор+к}$	$C_р$	$H^р$	$N^р$	$O^р$	
1	Донецкий	Д	13	21,8	3	49,3	3,6	1	8,3	19,59
2	Донецкий	Г	8	23	3,2	55,2	3,8	1	5,8	22,02
3	Донецкий	Т	5	23,8	2,8	62,7	3,1	0,9	1,7	24,2
4	Кузнецкий	Д	10,5	8,5	0,3	63,7	4,5	1,8	10,7	25,0
5	Кузнецкий	Г	8	9,2	0,5	68,3	4,8	1,8	7,4	27,0
6	Кузнецкий	Ж	7	27,9	0,4	57,3	2,9	1,4	3,1	21,5
7	Кузнецкий	Т	6,5	16,8	0,5	68,4	3,3	1,5	3	26,0
8	Кузнецкий	2СС	6	11,3	0,5	72,2	3,9	1,7	4,4	28,0
9	Подмосковный	Б2	33	22,8	2,7	29,7	2,3	0,5	9	10,7
10	Кавказский	Д	13	34,8	2	37,3	3,2	0,5	9,2	14,7
11	Печорский	Д	11	24,9	2,5	48,4	3,2	1,3	9	19,5
12	Печорский	Ж	5	18,1	0,8	64,8	4,1	1,4	5,8	25,7
13	Кизлевское	Г	5	26,6	4,7	52,6	3,9	0,9	6,3	21,7
14	Челябинское	Б3	17	28,2	1,5	39,2	2,8	0,9	10,4	14,6
15	Карагандинское	К	6,5	24,4	1,4	59,2	3,6	0,8	4,8	22,9
16	Таш-Кумыр	Д	15	11,9	0,9	57,7	3,4	0,7	10,4	21,8
17	Сулюкта	Б3	22	11,7	0,5	51,4	2,7	0,4	11,3	19,3
18	Черногорское	Д	14,5	11,5	0,5	58,4	4	1,3	9,8	22,5
19	Азейское	Б3	22,5	10,1	0,4	49,9	3,6	0,9	12,6	19,0
20	Озерское	Б3	23	13,1	0,6	47,9	3,3	0,6	11,5	17,9
21	Кизеловский	Г	6	31	6,1	48,5	3,6	0,8	4	19,68
22	Бородинское	Б2	33	6	0,2	43,7	3	0,6	13,5	15,66
23	Артемовское	Б3	24	24,3	0,3	35,7	2,9	0,7	12,1	13,31
24	Сучанское	Г	5,5	28,8	0,4	54,2	3,5	0,8	6,8	21,2
25	Липовецкое	Д	6,5	26,6	0,4	51,6	4	0,5	10,4	20,0
26	Тавричанское	Б3	15	23,8	0,4	44,8	3,5	1,3	11,2	17,1
27	Магачи	Д	6	10,3	0,3	66,5	5,2	1,3	10,4	26,5
28	Макаровское	Ж	5	12,3	0,4	71,7	4,8	1,4	4,4	28,6
29	Макаровское	Б3	20,5	11,5	0,3	49,2	3,8	0,9	13,8	18,8
30	Сланцы	-	13	40	2,6	24,1	3,1	0,1	3,7	10,93
31	Торф фрезерный	-	50	6,3	0,1	24,7	2,6	1,1	15,2	8,1
32	Торф кусковой	-	48	7	0,1	25,7	2,7	1,1	15,4	9,3
33	Древесина	-	30	0,7	-	35,4	4,2	0,4	29,3	18,0
	Мазут									
34	флотский	Ф-5	1	0,1	2	84,8	12,5	0,2	0,2	41,4
35	флотский	Ф-12	1	0,1	0,8	85,4	12,15	0,25	0,25	41,4
36	малосернистый	40	2	0,15	0,5	85,0	10,9	0,3	0,25	39,8
37	малосернистый	100	2	0,15	0,5	84,75	10,8	0,45	0,45	39,6
38	многосернистый	40	2	0,15	3,5	84,1	10,7	0,3	0,35	39,8
39	многосернистый	100	2	0,15	3,5	83,1	10,3	0,2	0,25	39,1
40	многосернистый	200	1	0,3	3,5	83,1	10,3	0,2	0,2	39,6
41	Соляровое масло	-	0	0,02	0,3	86,3	13,3	0,05	0,05	42,5
42	Дизельное топливо	-	0,09	0,01	0,2	86,7	12,6	0,2	0,2	42,6
43	Керосин	-	0	0	0,2	86,0	13,7	0,05	0,05	43,0
44	Бензин	-	0	0	0,05	85,0	14,9	0,02	0,03	43,7