

### **Аннотация.**

В данном руководстве изложены способы определения основных показателей работы котельных, использованные в расчетных задачах программы Источник.

# 1. Расчет систем теплоснабжения абонентских вводов потребителей.

Задача расчета состоит в определении следующих показателей работы абонентского ввода в течение расчетного периода:

- количество тепловой энергии, поступившей из тепловой сети на системы отопления, вентиляции, ГВС и технологические системы потребителей с водой и паром
- утечки теплоносителя и потери тепла с утечками теплоносителя из систем теплоснабжения абонентского ввода
- расходы и температуры теплоносителя в контурах систем теплоснабжения
- расходы и температуры теплоносителя в точках подключения абонентского ввода к тепловой сети

Методы расчета искомых величин зависят от схем подключения систем теплоснабжения абонентского ввода к тепловой сети. На рисунке 1 представлен пример схемы подключения систем отопления, вентиляции и ГВС абонентского ввода к водяной двухтрубной тепловой сети.

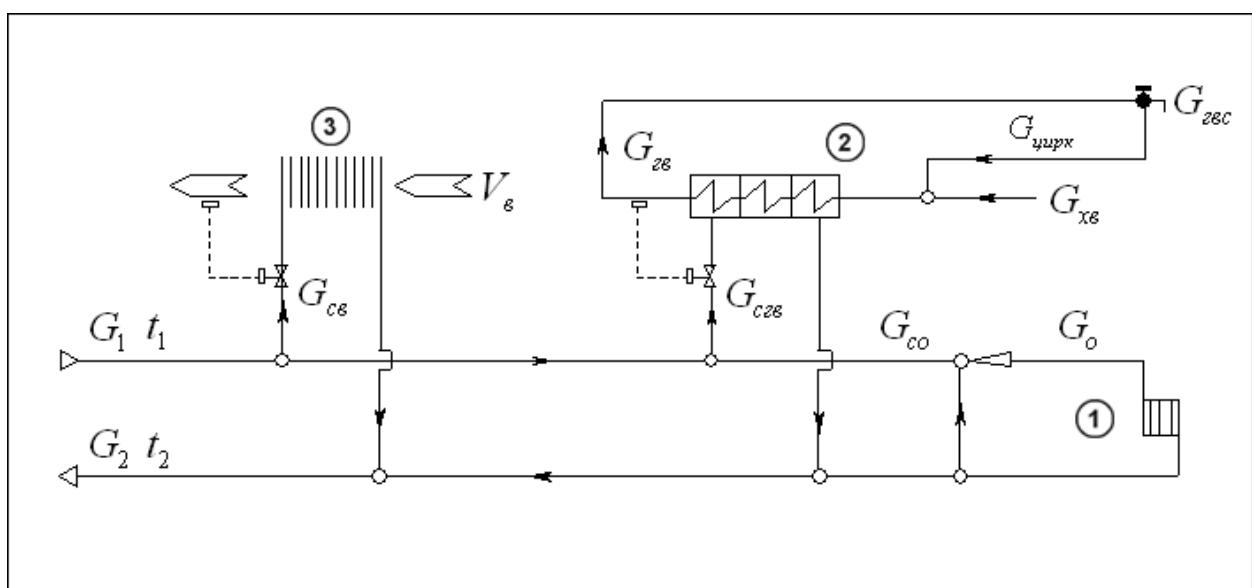


Рисунок 1.

Обозначения, принятые на схеме (рис. 1)

- |      |                                                                             |
|------|-----------------------------------------------------------------------------|
| ▷    | точка подключения абонентского ввода к подающему трубопроводу тепловой сети |
| ◁    | точка подключения абонентского ввода к обратному трубопроводу тепловой сети |
| (1)  | система отопления абонентского ввода                                        |
| (2)  | система ГВС абонентского ввода                                              |
| (3)  | система вентиляции абонентского ввода                                       |
|      | отопительный прибор системы отопления                                       |
| ○—□  | элеватор системы отопления                                                  |
| ---- | водоразборный кран системы ГВС                                              |

	водоводяной теплообменник
	калориферная установка системы вентиляции
	регулятор расхода сетевой воды
$G_1$	расход воды в подающем трубопроводе тепловой сети
$t_1$	температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети
$G_2$	расход воды в обратном трубопроводе тепловой сети
$t_2$	температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети
$G_{co}$	расход сетевой воды на систему отопления абонентского ввода
$G_o$	расход воды в контуре системы отопления абонентского ввода
$G_{cgb}$	расход сетевой воды на систему ГВС абонентского ввода
$G_{gb}$	расход воды в контуре системы ГВС абонентского ввода
$G_{gvc}$	расход воды на ГВС потребителей абонентского ввода
$G_{цирк}$	циркуляционный расход воды в контуре системы ГВС абонентского ввода
$G_{xh}$	расход холодной воды на подпитку контура системы ГВС абонентского ввода
$G_{cv}$	расход сетевой воды на систему вентиляции абонентского ввода
$V_6$	расход воздуха через калориферную установку абонентского ввода

### 1.1. Расчет системы отопления абонентского ввода.

Количество тепла, поступившего из тепловой сети на систему отопления абонентского ввода, вычисляется по формуле:

$$Q_{omon} = (Q_o + \Delta Q_o) \cdot \tau_o ; (1.1.1)$$

$Q_o$  - расход тепла на отопление потребителей абонентского ввода, Гкал/ч

$\Delta Q_o$  - потери тепла в системе отопления абонентского ввода, обусловленные утечками теплоносителя, Гкал/ч

$\tau_o$  - продолжительность отопления в течение расчетного периода, час

Расход тепла на отопление потребителей абонентского ввода:

$$Q_o = Q_o^p \cdot \frac{t_{bh} - t_{hb}}{t_{bh}^p - t_{hb}^p} ; (1.1.2)$$

$Q_o^p$  - расчетная нагрузка системы отопления абонентского ввода, заявленная в договоре между потребителями и теплоснабжающей организацией, Гкал/ч

$t_{\text{вн}}$  - средняя температура воздуха внутри отапливаемых помещений в течение расчетного периода,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{\text{на}}$  - средняя температура наружного воздуха в течение расчетного периода,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{\text{вн}}^p$  - расчетная температура воздуха внутри отапливаемых помещений, принятая при проектировании систем отопления,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{\text{на}}^p$  - расчетная температура наружного воздуха, принятая при проектировании систем отопления,  $^{\circ}\text{C}$

При отсутствии договорных данных, расчетная нагрузка системы отопления определяется на основании отопительной характеристики здания по формуле:

$$Q_o^p = x_o \cdot K_x \cdot V_{\text{зд}} \cdot (t_{\text{вн}}^p - t_{\text{на}}^p) \cdot 10^{-6}; \quad (1.1.3)$$

$x_o$  - отопительная характеристика здания, ккал/м $^3$  ч  $^{\circ}\text{C}$

$K_x$  - коэффициент, учитывающий климатические условия эксплуатации здания

$V_{\text{зд}}$  - объем отапливаемых помещений здания по наружному обмеру, м $^3$

При отсутствии данных, отопительная характеристика здания может быть ориентировочно определена по формуле:

$$\text{для зданий постройки до 1958 года} \quad x_o = \frac{1.6}{\sqrt[6]{V}}; \quad (1.1.3a)$$

$$\text{для зданий постройки после 1958 года} \quad x_o = \frac{1.3}{\sqrt[8]{V}}; \quad (1.1.3b)$$

Коэффициент, учитывающий климатические условия эксплуатации здания, вычисляется по формуле:

$$K_x = 1 + \frac{t_{\text{на}}^p + 30}{100}; \quad (1.1.3b)$$

Потери тепла, обусловленные утечками теплоносителя из системы отопления, вычисляются по формуле:

$$\Delta Q_o = \Delta G_o \cdot (\bar{i}_o - \bar{i}_{x\text{в}}) \cdot 10^{-3}; \quad (1.1.4)$$

$\Delta G_o$  - утечки теплоносителя из системы отопления, т/ч

$\bar{i}_o$  - энтальпия воды при средней температуре в системе отопления, ккал/кг

$\bar{i}_{x\text{в}}$  - энтальпия при температуре холодной воды, ккал/кг

Утечки теплоносителя из системы отопления определяются по формуле:

$$\Delta G_o = \frac{g_{\text{ут}}^{\text{норм}}}{100} \cdot V_o \cdot \bar{\rho}_o \cdot 10^{-3}; \quad (1.1.5)$$

$g_{\text{ут}}^{\text{норм}}$  - нормативный процент утечки теплоносителя из системы теплоснабжения абонентского ввода, принимается равным 0,25%

$V_o$  - объем системы отопления, м<sup>3</sup>

$\rho_o$  - плотность воды при средней температуре в системе отопления, кг/м<sup>3</sup>

Объем системы отопления рассчитывается по формуле:

$$V_o = Q_o^p \cdot v_o; (1.1.6)$$

$v_o$  - удельный объем системы отопления, м<sup>3</sup> ч/Гкал

Удельный объем системы отопления  $V_o$  принимается по таблице 1.1, в зависимости от типа установленных обогревательных приборов и расчетного перепада температур воды в системе отопления.

Таблица 1.1.

Тип обогревательных приборов	Удельный объем системы при перепаде температур					
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
Радиаторы высотой 500мм	19,5	17,6	15,1	14,6	13,3	11,1
Радиаторы высотой 1000мм	31	28,2	24,2	23,2	21,6	18,2
Ребристые трубы	14,2	12,5	10,8	10,4	9,2	8,0
Плинтусные конвекторы	5,6	5,0	4,3	4,1	3,7	3,2
Регистры из гладких труб	37,0	32,0	27,0	26,0	24,0	22,6
Отопительно-вентиляционная система с калориферами	8,5	7,5	6,5	6,0	5,5	4,4

При отсутствии данных о типе нагревательных приборов удельный объем системы отопления принимается равным 30 м<sup>3</sup> ч/Гкал.

Расходы и температуры сетевой воды на установку отопления абонентского ввода, а также, расходы и температуры воды в контуре системы отопления определяются с учетом схемы подключения системы отопления к тепловой сети. Принципиальные схемы подключения систем отопления к тепловой сети представлены на рисунках 1.1, 1.2, 1.3.

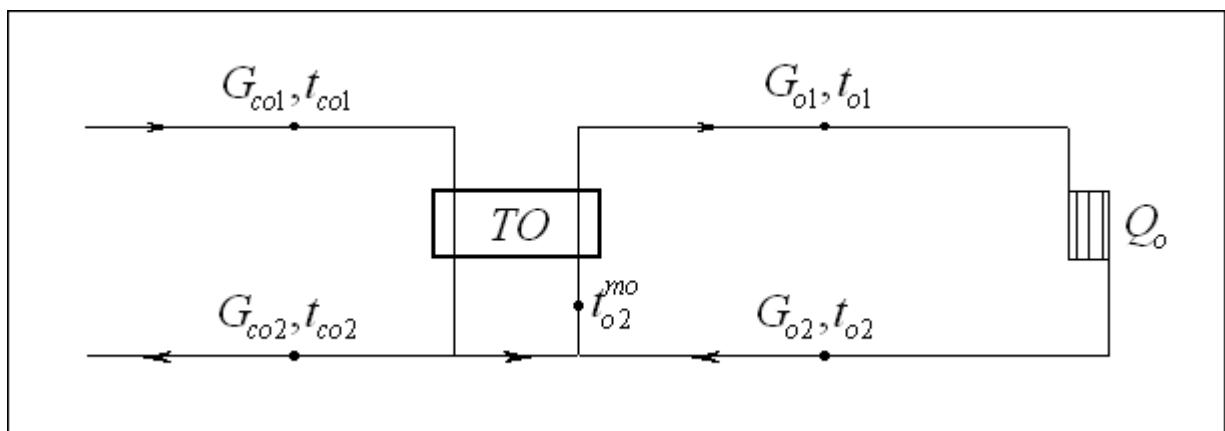


Рис. 1.1. Независимое подключение системы отопления.

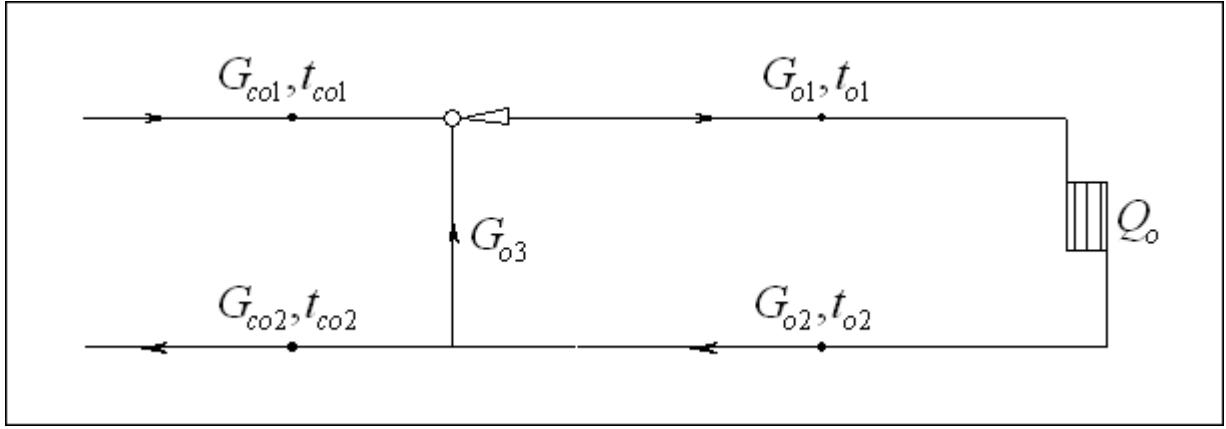


Рис. 1.2. Зависимое (элеваторное) подключение системы отопления.

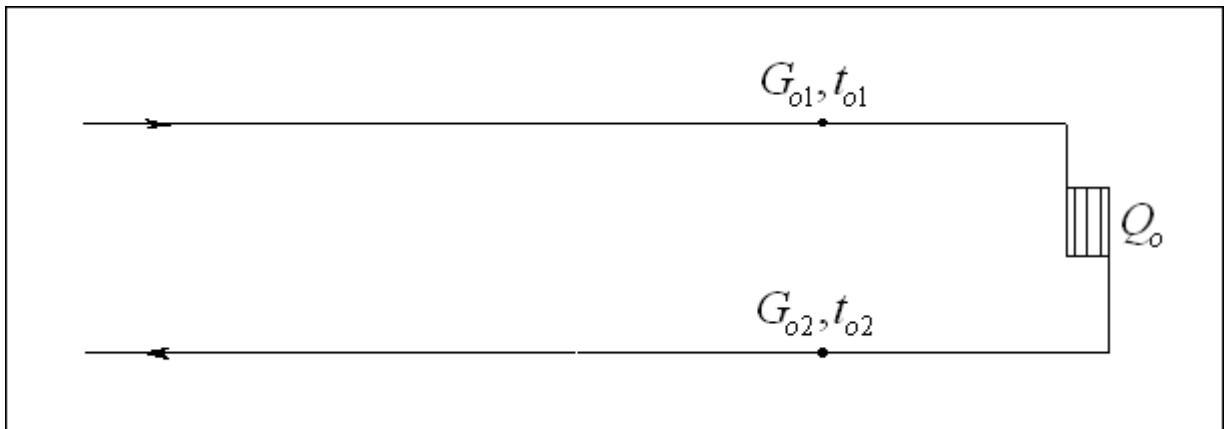


Рис. 1.3. Непосредственное подключение системы отопления.

Обозначения, принятые на схемах подключения системы отопления:

$G_{col}$  - расход сетевой воды на входе в установку системы отопления, кг/с

$t_{col}$  - температура сетевой воды на входе в установку системы отопления,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{co2}$  - расход сетевой воды на выходе из установки системы отопления, кг/с

$t_{co2}$  - температура сетевой воды на выходе из установки системы отопления,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{o1}$  - расход воды на входе в контур системы отопления, кг/с

$t_{o1}$  - температура воды на входе в контур системы отопления,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{o2}$  - расход воды на выходе из контура системы отопления, кг/с

$t_{o2}$  - температура воды на выходе из контура системы отопления,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{o3}$  - расход воды по перемычке зависимой системы отопления, кг/с

$t_{o2}^{mo}$  - температура нагреваемой воды на входе в теплообменник системы отопления,  $^{\circ}\text{C}$

$Q_o$  - расход тепла на отопительные приборы системы отопления, Вт

$G_o$  - расход воды через отопительные приборы системы отопления, кг/с

Расчетный расход воды через отопительные приборы системы отопления определяется по формуле:

$$G_o^p = \frac{Q_o^p}{i_{o1}^p - i_{o2}^p}; \quad (1.1.7)$$

$Q_o^p$  - расчетная нагрузка системы отопления, Вт

$i_{o1}^p$  - энталпия при расчетной температуре воды на входе в контур системы отопления, Дж/кг

$i_{o2}^p$  - энталпия при расчетной температуре воды на выходе из контура системы отопления, Дж/кг

Расходы воды в контуре системы отопления вычисляются по формулам:

$$G_{o1} = G_o^p + \Delta G_o; \quad (1.1.8)$$

$$G_o = G_{o1} + \frac{\Delta G_o}{2}; \quad (1.1.9)$$

$$G_{o2} = G_{o1} - \Delta G_o; \quad (1.1.10)$$

$$G_{o3} = \frac{U \cdot G_{o1}}{U + 1}; \quad (1.1.11), \text{ где}$$

$U$  - коэффициент смешения, вычисляемый по формуле:

$$U = \frac{G_{o1}}{G_{co1}} - 1; \quad (1.1.12)$$

Расчет системы отопления абонентского ввода выполняется с помощью решения системы уравнений:

$$\begin{cases} Q_o = G_o \cdot (i_{o1} - i_{o2}) \\ Q_o = \varepsilon \cdot W_{\min} \cdot \nabla \end{cases}; \quad (1.1.13)$$

$i_{o1}$  - энталпия при температуре воды на входе в контур системы отопления, Дж/кг

$i_{o2}$  - энталпия при температуре воды на выходе из контура системы отопления, Дж/кг

Первое уравнение системы (1.1.13) представляет собой уравнение теплового баланса отопительного прибора. Второе уравнение системы (1.1.13) представляет собой уравнение теплопередачи отопительного прибора, где:

$\varepsilon$  - безразмерный коэффициент эффективности отопительного прибора

$W_{\min}$  - эквивалент расхода воды через отопительный прибор, Дж/с К

$\nabla$  - максимальная разность температур между греющей водой отопительного прибора и нагреваемым воздухом внутри помещения,  $^{\circ}\text{C}$

Максимальная разность температур между греющей водой отопительного прибора и нагреваемым воздухом внутри помещения определяется по формуле:

$$\nabla = t_{o1} - t_{bh}; \quad (1.1.14)$$

Эквивалент расхода воды через отопительный прибор рассчитывается по формуле:

$$W_{\min} = G_o \cdot c ; (1.1.15)$$

$C$  - теплоемкость воды при средней температуре в отопительном приборе системы отопления, Дж/кг К

Коэффициент эффективности отопительного прибора рассчитывается по формуле:

$$\varepsilon = \frac{1}{\frac{0.5 + U}{1 + U} + \frac{1}{\omega}} ; (1.1.16)$$

$\omega$  - режимный коэффициент отопительного прибора

При отсутствии смесительного устройства в узле присоединения отопительной установки ( $U=0$ , см. схемы на рисунках 1.1 и 1.3) уравнение (1.1.16) принимает вид:

$$\varepsilon = \frac{1}{0.5 + \frac{1}{\omega}} ; (1.1.16a)$$

Режимный коэффициент отопительного прибора определяется по выражению:

$$\omega = \omega^p \frac{\varphi_o^{0.2}}{\bar{W}_{\min}} ; (1.1.17)$$

$\omega^p$  - коэффициент отопительного прибора на расчетном режиме

$\varphi_o$  - удельная отопительная нагрузка

$\bar{W}_{\min}$  - относительный эквивалент расхода воды через отопительный прибор

Коэффициент отопительного прибора на расчетном режиме рассчитывается по формуле:

$$\omega^p = \frac{\delta\tau}{\Delta t} ; (1.1.18)$$

$\delta\tau = t_{o1}^p - t_{o2}^p$  - расчетный перепад температур в контуре системы отопления

абонентского ввода, где  $t_{o1}^p$  - расчетная температура воды на входе в контур системы

отопления,  $t_{o2}^p$  - расчетная температура воды на выходе из контура системы отопления

$\Delta t$  - средний температурный напор отопительного прибора,  $^{\circ}\text{C}$

$$\Delta t = \nabla - 0.5 \cdot (t_{o1}^p - t_{o2}^p) ; (1.1.19)$$

Удельная отопительная нагрузка вычисляется по формуле:

$$\varphi_o = \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{на}}}{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{на}}^p} ; (1.1.20)$$

Относительный эквивалент расхода воды через отопительный прибор рассчитывается по формуле:

$$\bar{W}_{\min} = \frac{W_{\min}}{W_{\min}^p} ; (1.1.21)$$

$W_{\min}$  - эквивалент расхода воды на текущем (произвольном) режиме работы отопительного прибора, вычисляется по формуле (1.1.15)

$W_{\min}^p$  - эквивалент расхода воды на расчетном режиме работы отопительного прибора, вычисляется по формуле (1.1.15), где теплоемкость принимается при средней расчетной температуре воды в системе отопления

Расход и температура сетевой воды в точках подключения отопительной установки абонентского ввода к тепловой сети определяются с учетом схемы подключения системы отопления и ГВС.

При непосредственном подключении системы отопления (рис. 1.3)

$$G_{co1} = G_{o1}; \quad (1.1.22a)$$

$$t_{o1} = t_{co1}; \quad (1.1.22б)$$

$$G_{co2} = G_{o2}; \quad (1.1.22в)$$

$$t_{co2} = t_{o2}; \quad (1.1.22г)$$

При зависимом подключении системы отопления (рис. 1.2)

$$G_{co1} = G_{o1} - G_{o3}; \quad (1.1.23a)$$

$$t_{o1} = \frac{G_{co1} \cdot t_{co1} + G_{o3} \cdot t_{o2}}{G_{o1}}; \quad (1.1.23б)$$

$$G_{co2} = G_{o2} - G_{o3}; \quad (1.1.23в)$$

$$t_{co2} = t_{o2}; \quad (1.1.23г)$$

При независимом подключении системы отопления (рис. 1.1), для вычисления температур и расходов сетевой воды на отопительную установку, требуется решение системы уравнений, связывающих тепловые потоки на стороне греющей (сетевой) и нагреваемой воды в контуре системы отопления:

$$\left. \begin{aligned} Q_{omon} &= G_{co1} \cdot (i_{co1} - i_{co2}) = G_{o1} \cdot (i_{o1} - i_{o2}^{mo}) \\ Q_{omon} &= \varepsilon \cdot W_{\min} \cdot \nabla \\ G_{co2} &= G_{co1} - \Delta G_o \end{aligned} \right\}; \quad (1.1.24)$$

Первое уравнение системы (1.1.24) представляет собой уравнение теплового баланса, второе – уравнение теплопередачи теплообменника отопления, третье – уравнение материального баланса, где

$i_{co1}$  - энталпия греющей воды при температуре в подающем трубопроводе тепловой сети, Дж/кг

$i_{co2}$  - энталпия греющей воды при температуре в обратном трубопроводе тепловой сети, Дж/кг

$i_{o2}^{mo}$  - энталпия нагреваемой воды при температуре на входе в теплообменник отопления, Дж/кг

$\varepsilon$  - безразмерный коэффициент эффективности теплообменника отопления

$W_{\min}$  - меньшее значение эквивалента расхода греющей или нагреваемой воды теплообменника отопления, Дж/с К

$\nabla$  - максимальная разность температур между греющей и нагреваемой водой теплообменника отопления,  $^{\circ}\text{C}$

Температура нагреваемой воды на входе в теплообменник отопления вычисляется по формуле:

$$t_{o2}^{mo} = \frac{G_{o2} \cdot t_{o2} + \Delta G_o \cdot t_{co2}}{G_{o1}} ; (1.1.25)$$

Коэффициент эффективности теплообменника отопления определяется по формуле:

$$\varepsilon = \frac{1}{0.35 \frac{W_{\min}}{W_{\max}} + 0.65 + \frac{1}{\omega}} ; (1.1.26)$$

$W_{\min}$  - большее значение эквивалента расхода греющей или нагреваемой воды теплообменника отопления, Дж/с К

$\omega$  - режимный коэффициент теплообменника отопления

Режимный коэффициент теплообменника отопления вычисляется по формуле:

$$\omega = \omega^p \frac{\overline{W}_{ep}^{0.5} \cdot \overline{W}_{нагр}^{0.5}}{\overline{W}_{\min}} ; (1.1.27)$$

$\omega^p$  - коэффициент теплообменника отопления на расчетном режиме

$\overline{W}_{ep} = \frac{W_{ep}}{W_{ep}^p}$  - относительный эквивалент расхода греющего теплоносителя

$\overline{W}_{нагр} = \frac{W_{нагр}}{W_{нагр}^p}$  - относительный эквивалент расхода нагреваемого теплоносителя

$\overline{W}_{\min} = \frac{W_{\min}}{W_{\min}^p}$  - меньший относительный эквивалент расхода потоков теплоносителей

Здесь и далее индексом “ $p$ ” обозначено значение показателя на расчетном режиме.

Коэффициент теплообменника отопления на расчетном режиме вычисляется по формуле:

$$\omega^p = \phi \sqrt{\frac{W_{\max}^p}{W_{\min}^p}} ; (1.1.28)$$

$\phi$  - постоянный параметр теплообменного аппарата

Постоянный параметр теплообменного аппарата вычисляется по формуле:

$$\phi = \frac{Q_{mo}^p}{\delta t^p \sqrt{W_{ep}^p \cdot W_{нагр}^p}} ; (1.1.29)$$

$Q_{mo}^p = Q_o^p + \Delta Q_o^p$  - теплопроизводительность теплообменника отопления на

расчетном режиме, Вт, где  $Q_o^p$  - расчетная нагрузка системы отопления,  $\Delta Q_o^p$  - потери тепла с утечками теплоносителя из системы отопления на расчетном режиме  $\delta t^p$  - температурный напор теплообменника отопления на расчетном режиме,  $^0\text{C}$

Значение параметра теплообменного аппарата  $\phi$ , вычисленное по формуле (1.1.29),

остается практически постоянным в широком диапазоне изменения  $W_{ep}$  и  $W_{нагр}$ , то есть на всех режимах работы теплообменника.

Температурный напор теплообменного аппарата при противоточном движении теплоносителей определяется по формуле:

$$\delta t = \nabla - 0.35 \cdot \Delta t_m - 0.65 \cdot \Delta t_\delta ; (1.1.30)$$

$\Delta t_m$  - меньшая разница температур теплоносителей на концах теплообменника,  $^0\text{C}$

$\Delta t_\delta$  - большая разница температур теплоносителей на концах теплообменника,  $^0\text{C}$

Если система ГВС абонентского ввода подключена по последовательной или предвключенной схеме (рис. 1.7 и 1.8), то в условиях качественного регулирования тепловой нагрузки, расход сетевой воды на отопительную установку  $G_{col}$  следует увеличить на добавочную величину, значение которой вычисляется по формуле:

$$\Delta G_{col} = \frac{Q_{\varepsilon\varepsilon c}^\delta \frac{t_{\varepsilon\varepsilon c} - t_{o2}^* + \Delta t_{mo}^h}{t_{\varepsilon\varepsilon c} - 5}}{i_{col}^* - i_{o2}^*} ; (1.1.31)$$

$Q_{\varepsilon\varepsilon c}^\delta$  - балансовая (максимальная) расчетная нагрузка системы ГВС, Вт

$t_{\varepsilon\varepsilon c}$  - расчетная температура ГВС,  $^0\text{C}$

$t_{o2}^*$  - расчетная температура воды на выходе из системы отопления в точке излома температурного графика,  $^0\text{C}$

$\Delta t_{mo}^h$  - расчетный недогрев воды в теплообменном аппарате, рекомендуемое значение недогрева составляет  $5 - 10^0\text{C}$ , в практических расчетах величина недогрева принимается равной  $8^0\text{C}$

$5$  - расчетная температура холодной воды,  $^0\text{C}$

$i_{col}^*$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке излома температурного графика,  $^0\text{C}$

Температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при качественном регулировании тепловой нагрузки определяется по температурному графику в зависимости от средней температуры наружного воздуха в течение расчетного периода. Пример температурного графика при качественном регулировании отопительной нагрузки представлен на рисунке 1.4.

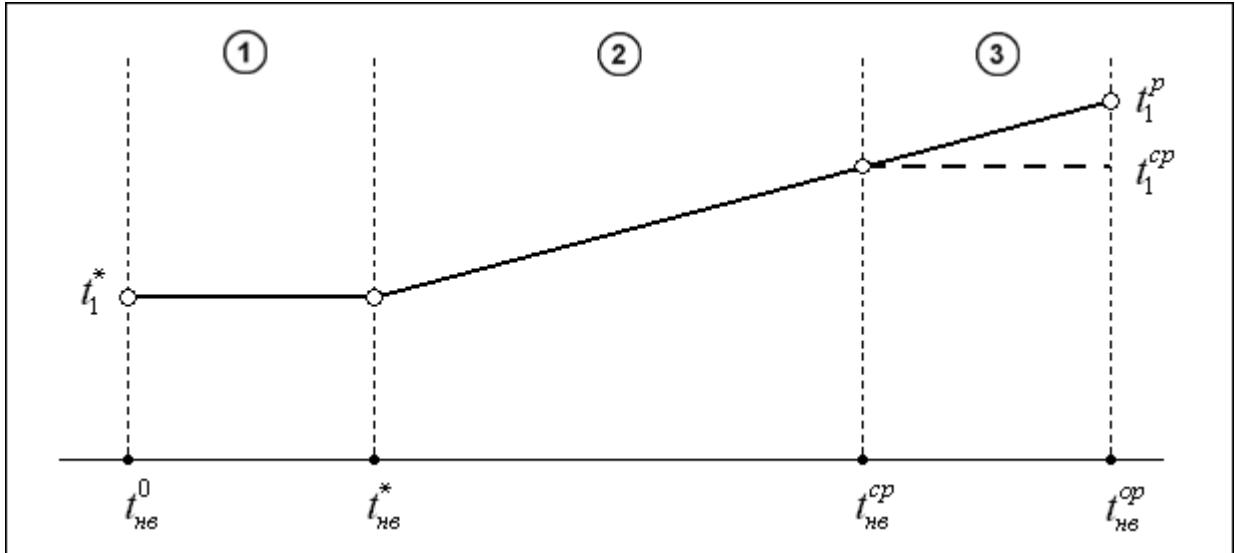


Рисунок 1.4.

Обозначения, принятые на рисунке 1.4:

$t_{нв}^0$  - температура воздуха начала/окончания отопительного сезона,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{нв}^*$  - температура воздуха в точке излома температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{нв}^{cp}$  - температура воздуха в точке срезки температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{нв}^{op}$  - расчетная температура воздуха, принятая при проектировании систем отопления

$t_1^*$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке излома температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_1^{cp}$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке срезки температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_1^p$  - расчетная (максимальная) температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети,  $^{\circ}\text{C}$

В интервале температур наружного воздуха  $t_{нв} \geq t_{нв}^*$  (диапазон 1 на рис. 1.4)

температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети постоянна  $t_{co1} = t_1^*$ .

В интервале температур наружного воздуха  $t_{нв}^* > t_{нв} \geq t_{нв}^{cp}$  (диапазон 2 на рис. 1.4)

температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети рассчитывается по формуле:

$$t_{co1} = t_{вн}^p + \left( \frac{\theta}{2} - t_{вн}^p \right) \cdot \varphi_o^{0.8} + \left( t_{co1}^p - t_{co2}^p - \frac{\theta}{2} \right) \cdot \varphi_o ; (1.1.32), \text{ где}$$

$$\theta = t_{o1}^p + t_{co2}^p;$$

Если температурный график тепловой сети имеет срезку, то в интервале температур наружного воздуха  $t_{\text{нв}} < t_{\text{нв}}^{cp}$  (диапазон 3 на рис. 1.4) температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети постоянна  $t_{co1} = t_1^{cp}$ .

Если температурный график тепловой сети не имеет срезки, то в интервале температур наружного воздуха  $t_{\text{нв}} < t_{\text{нв}}^{cp}$  (диапазон 3 на рис. 1.4) температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети рассчитывается по формуле (1.1.32)

## 1.2. Расчет системы ГВС абонентского ввода.

Количество тепла, поступившего из тепловой сети на систему ГВС абонентского ввода, вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{гвс}} = (Q_{\text{гвс}}^{cp} + \Delta Q_{\text{гвс}}) \cdot \tau_{\text{гвс}}; \quad (1.2.1)$$

$Q_{\text{гвс}}^{cp}$  - средняя нагрузка ГВС, заявленная в договоре между потребителями абонентского ввода и теплоснабжающей организацией, Гкал/ч

$\Delta Q_{\text{гвс}}$  - потери тепла в системе ГВС абонентского ввода, обусловленные утечками теплоносителя, Гкал/ч

$\tau_{\text{гвс}}$  - продолжительность ГВС в течение расчетного периода, час

При отсутствии договорных данных, средняя нагрузка ГВС определяется на основании нормы потребления горячей воды на одного жителя:

$$Q_{\text{гвс}}^{cp} = m \cdot a \cdot (i_{\text{гвс}} - i_{\text{xв}}) \cdot \frac{\tau_{\text{гвс}}}{24} \cdot 10^{-6}; \quad (1.2.3)$$

$m$  – расчетное количество жителей, чел

$a$  – суточная норма потребления горячей воды одним жителем, кг/сутки

$i_{\text{гвс}}$  - энталпия воды при расчетной температуре  $t_{\text{гвс}}$ , принятой при проектировании системы ГВС, ккал/кг

$i_{\text{xв}}$  - энталпия при расчетной температуре холодной воды ( $5^0\text{C}$ ), ккал/кг

Потери тепла, обусловленные утечками теплоносителя из системы ГВС, вычисляются по формуле:

$$\Delta Q_{\text{гвс}} = \Delta G_{\text{гвс}} \cdot (\bar{i}_{\text{гвс}} - i_{\text{xв}}) \cdot 10^{-3}; \quad (1.2.4)$$

$\Delta G_{\text{гвс}}$  - утечки теплоносителя из системы ГВС, т/ч

$\bar{i}_{\text{гвс}}$  - энталпия воды при средней температуре в системе ГВС, ккал/кг

$i_{\text{xв}}$  - энталпия при температуре холодной воды, ккал/кг

Утечки теплоносителя из системы ГВС определяются по формуле (1.1.5), где объем системы ГВС вычисляется по формуле:

$$V_{\text{гвс}} = Q_{\text{гвс}}^{cp} \cdot v_{\text{гвс}}; \quad (1.2.5)$$

$V_{\text{гвс}}$  - удельный объем системы ГВС, принимается равным 6 м<sup>3</sup> ч/Гкал

Расходы и температуры сетевой воды на установку ГВС абонентского ввода, а так же, расходы и температуры воды в контуре системы ГВС определяются с учетом схемы подключения системы ГВС к тепловой сети.

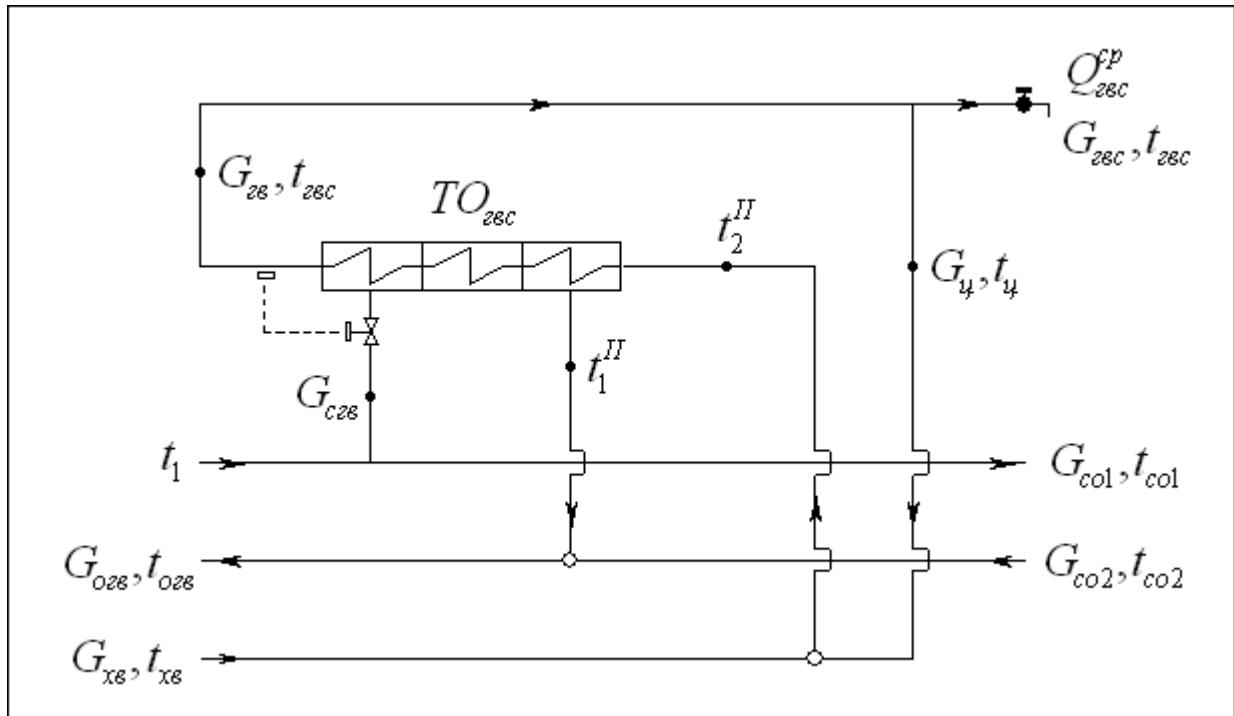


Рис. 1.5. Закрытая параллельная схема подключения ГВС.

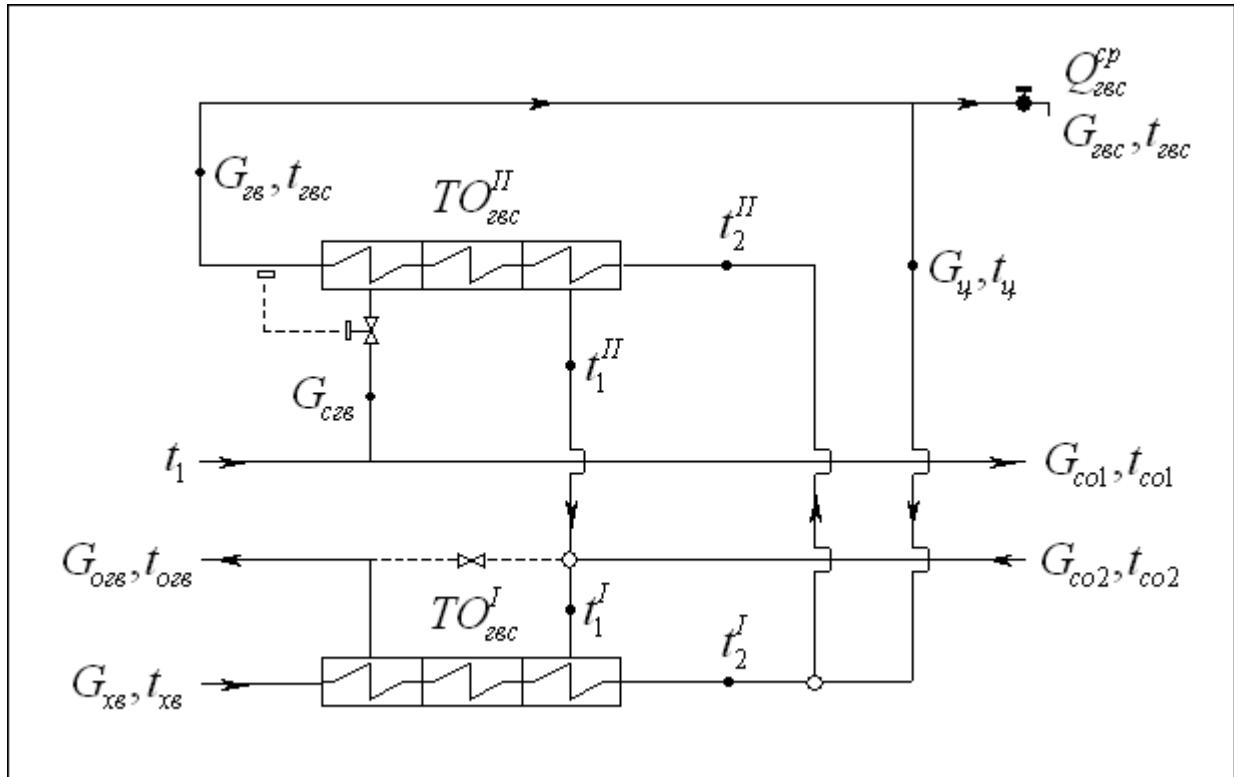


Рис. 1.6. Закрытая смешанная схема подключения ГВС.

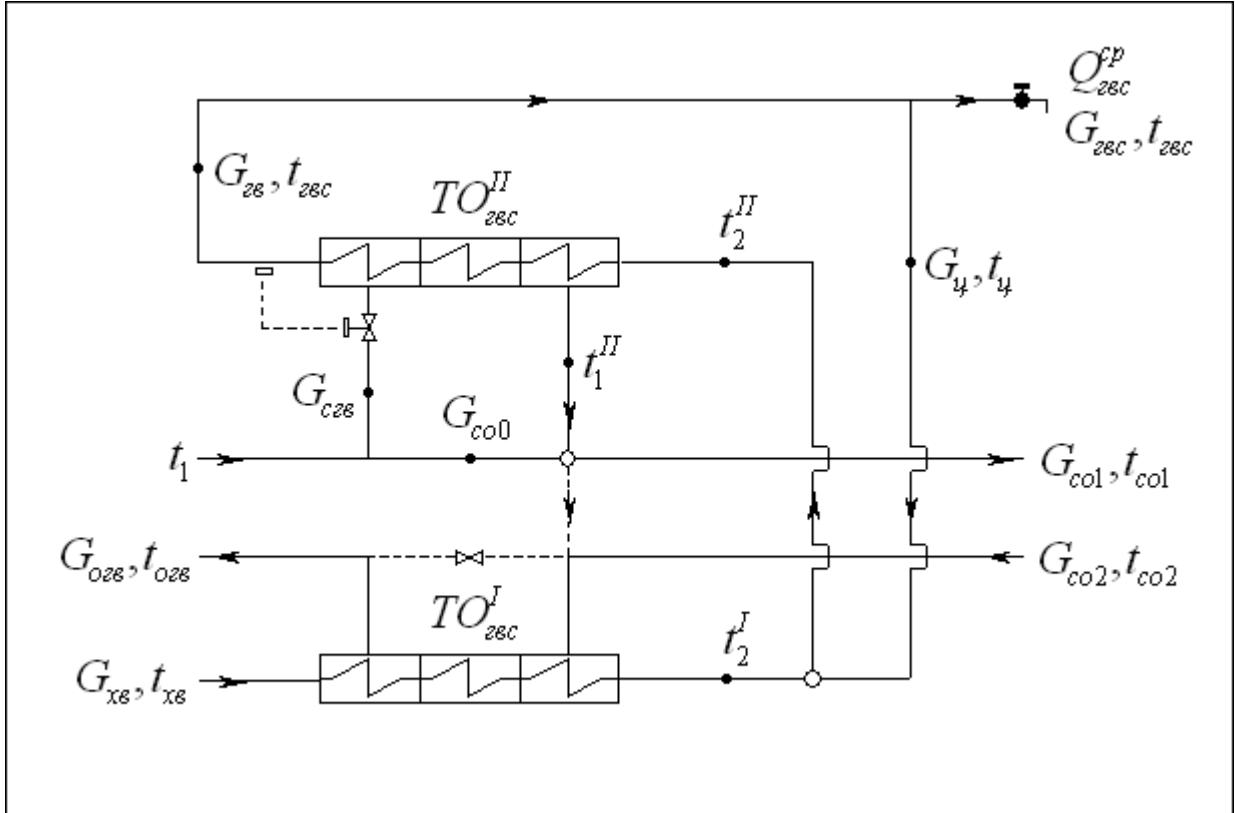


Рис. 1.7. Закрытая последовательная схема подключения ГВС.

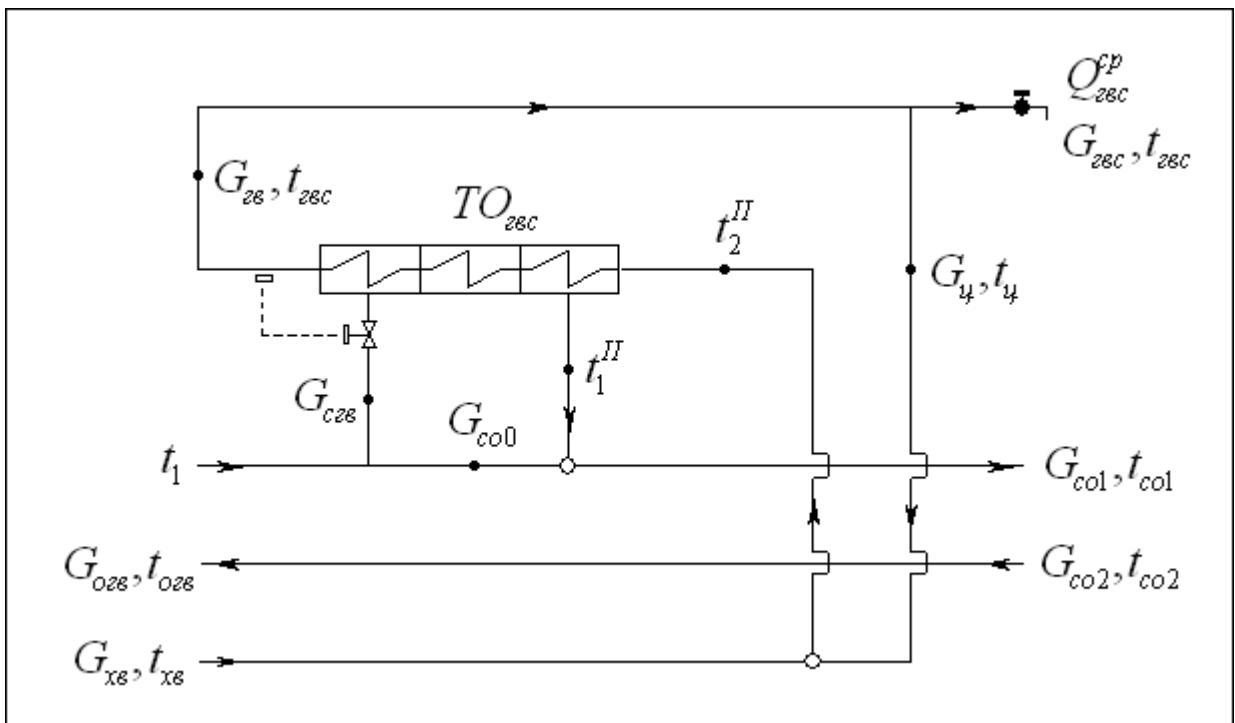


Рис. 1.8. Закрытая предвключенная схема подключения ГВС.

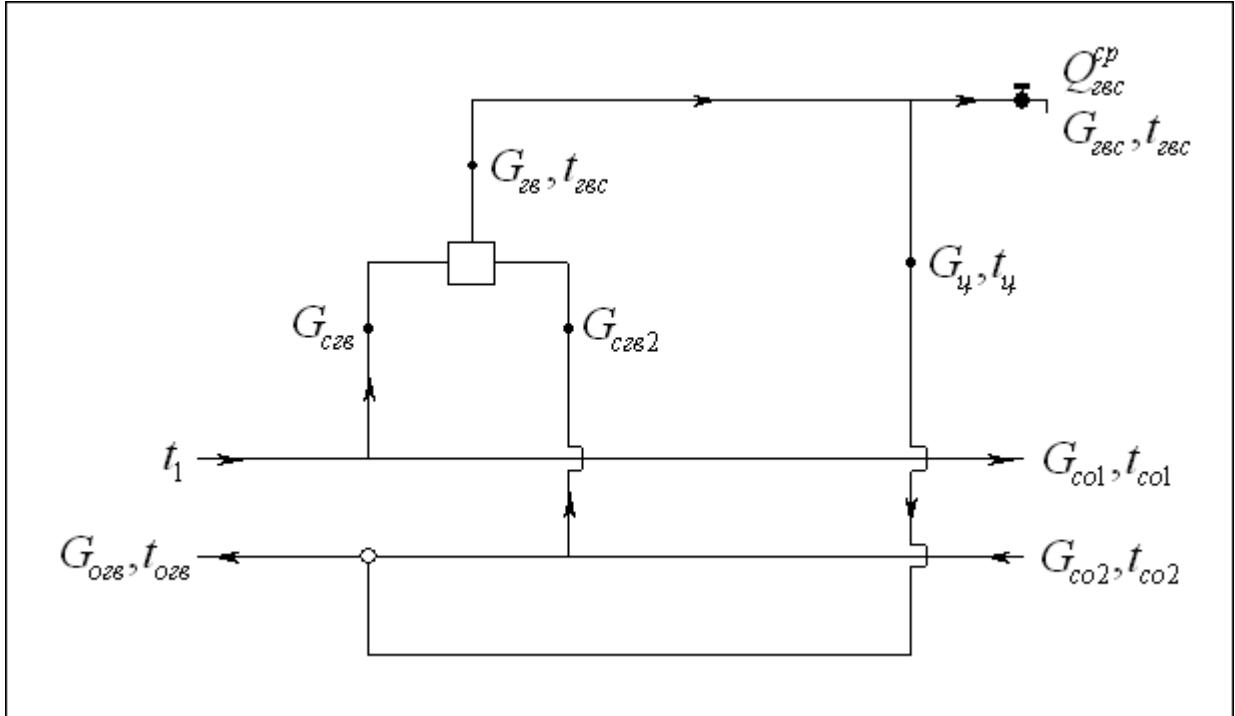


Рис. 1.9. Открытая схема подключения ГВС с регулятором температуры.

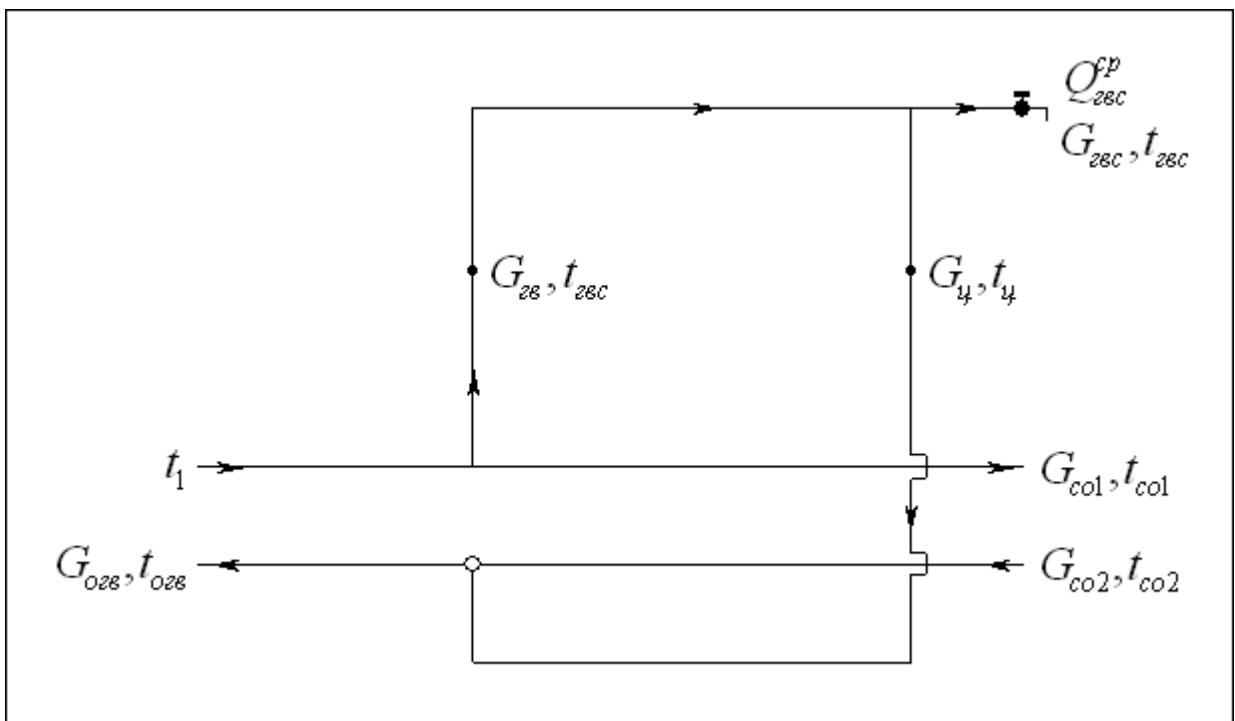


Рис. 1.9. Открытая схема подключения ГВС без регулятора температуры с отбором воды из подающего трубопровода тепловой сети.

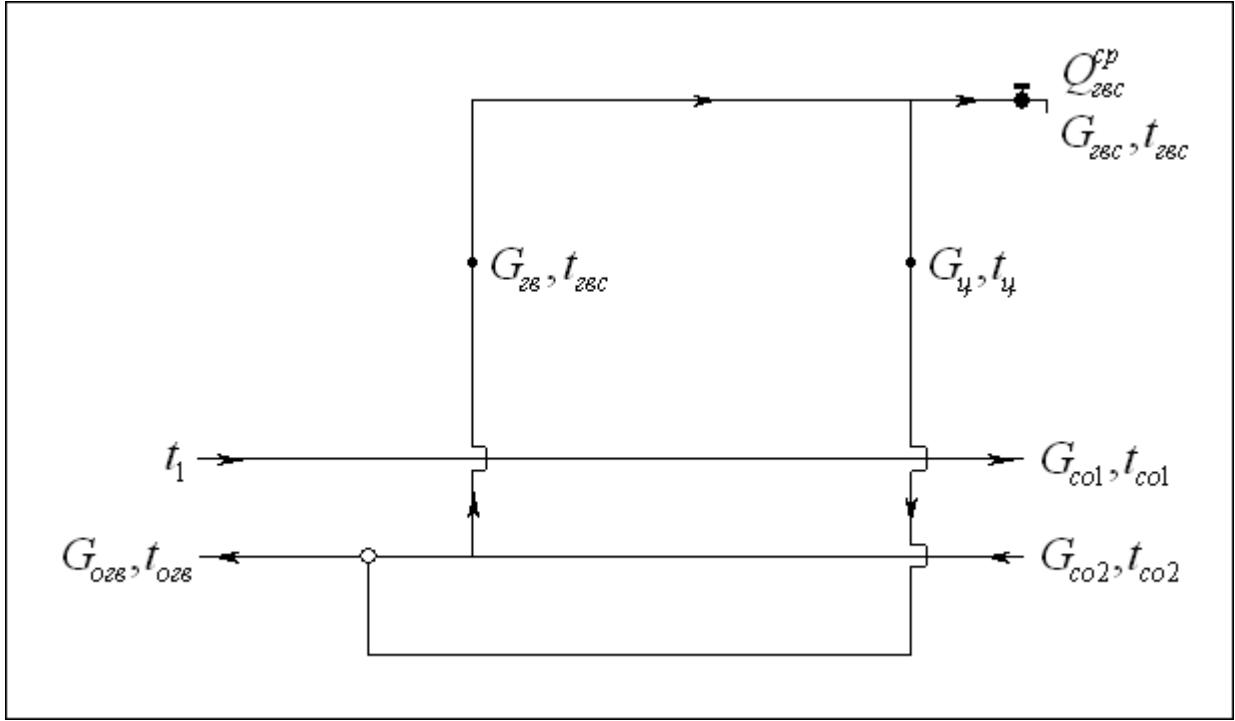


Рис. 1.10. Открытая схема подключения ГВС без регулятора температуры с отбором воды из обратного трубопровода тепловой сети.

Обозначения, принятые на схемах подключения систем ГВС:

$t_1$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{\text{o2s}}$  - расход воды в обратном трубопроводе после систем отопления и ГВС абонентского ввода, кг/с

$t_{\text{o2s}}$  - температура воды в обратном трубопроводе после систем отопления и ГВС абонентского ввода,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{\text{cgs}}$  - расход сетевой воды на установку ГВС абонентского ввода, кг/с

$G_{\text{co}0}$  - расход сетевой воды помимо установки ГВС абонентского ввода, кг/с

$G_{\text{gvs}}$  - расход воды на входе в контур системы ГВС абонентского ввода, кг/с

$t_{\text{gvs}}$  - температура воды на ГВС потребителей абонентского ввода,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{\text{gvs}}$  - расход воды на ГВС потребителей абонентского ввода, кг/с

$G_{\text{u}}$  - циркуляционный расход воды в контуре ГВС абонентского ввода, кг/с

$t_{\text{u}}$  - температура воды на выходе из контура ГВС абонентского ввода,  $^{\circ}\text{C}$

$t_1^{II}$  - температура греющей (сетевой) воды на выходе из теплообменника ГВС II ступени,  $^{\circ}\text{C}$

$t_2^{II}$  - температура нагреваемой воды на входе в теплообменник ГВС II ступени,  $^{\circ}\text{C}$

$t_1^I$  - температура греющей (сетевой) воды на выходе в теплообменник ГВС I ступени,  $^{\circ}\text{C}$

$t_2^I$  - температура нагреваемой воды на выходе из теплообменника ГВС I ступени,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{x\theta}$  - расход холодной воды на подпитку контура ГВС абонентского ввода, кг/с

$t_{x\theta}$  - температура холодной воды,  $^{\circ}\text{C}$

Уравнение материального баланса контура ГВС абонентского ввода записывается в виде:

$$G_{\varepsilon\theta} = G_{\varepsilon\theta c} + G_u + \Delta G_{\varepsilon\theta c}; \quad (1.2.6)$$

Расход воды на ГВС потребителей абонентского ввода определяется по формуле:

$$G_{\varepsilon\theta c} = \frac{Q_{\varepsilon\theta c}^{cp}}{i_{\varepsilon\theta c} - i_{x\theta}}; \quad (1.2.7)$$

$Q_{\varepsilon\theta c}^{cp}$  - средняя нагрузка системы ГВС, Вт

$i_{\varepsilon\theta c}$  - энтальпия при расчетной температуре воды на ГВС, Дж/кг

$i_{x\theta}$  - энтальпия при температуре холодной воды, Дж/кг

Циркуляционный расход воды в контуре системы ГВС определяется по формуле:

$$G_u = K_u \cdot G_{\varepsilon\theta c}; \quad (1.2.8)$$

$K_u$  - коэффициент циркуляции в контуре ГВС абонентского ввода

Коэффициент циркуляции определяется как сумма поправочных коэффициентов на дополнительные расходы тепла в контуре ГВС абонентского ввода. Рекомендуемые значения поправочных коэффициентов приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2.

Элементы системы ГВС абонентского ввода	Поправочный коэффициент
Полотенцесушители	0,1
Изолированные стояки системы ГВС	0,1
Неизолированные стояки системы ГВС	0,2
Распределительные трубопроводы системы ГВС	0,05

При отсутствии сведений об элементах системы ГВС здания, значение коэффициента циркуляции рекомендуется принимать равным 0,25.

Наличие дополнительных расходов тепла в элементах системы ГВС здания приводит к снижению температуры воды на выходе из контура ГВС. Падение температуры воды в контуре ГВС составляет  $10^{\circ}\text{C}$ , таким образом, температура воды на выходе из контура ГВС вычисляется по формуле:

$$t_u = t_{\varepsilon\theta c} - 10; \quad (1.2.9)$$

Расход холодной воды, поступающей на подпитку контура ГВС, при закрытых схемах подключения рассчитывается по формуле:

$$G_{x\theta} = G_{\varepsilon\theta c} + \Delta G_{\varepsilon\theta c}; \quad (1.2.9)$$

При открытой схеме подключения подпитка контура ГВС холодной водой не осуществляется, поскольку в этом случае потери теплоносителя восполняются за счет отбора воды из тепловой сети.

Расчет систем ГВС, подключенных к тепловой сети по открытой схеме (рис. 1.5 – 1.8), выполняется в следующей последовательности:

- 1) вычисление балансовой производительности теплообменников системы ГВС на расчетном режиме
- 2) вычисление параметров работы теплообменников на расчетном режиме

- 3) совместное решение уравнений теплопередачи и теплового баланса в условиях заданного (произвольного) режима эксплуатации с учетом схемы подключения системы ГВС

Балансовая производительность теплообменников ГВС вычисляется по формуле:

$$Q_{mo}^{\delta} = \beta \cdot Q_{oeb}^{cp}; (1.2.10)$$

$\beta$  - коэффициент часовой неравномерности ГВС здания

Рекомендуемые значения коэффициента часовой неравномерности, в зависимости от числа потребителей ГВС здания, приведены в СНиП 2.04 02-84, а так же в СП 41-1-1-95. При отсутствии сведений о числе потребителей ГВС, ориентировочное значение коэффициента часовой неравномерности составляет:

- 1.15 – для параллельной схемы (рис. 1.5)
- 1.1 – для смешанной схемы (рис. 1.6)
- 1.25 – для последовательной и предвключенной схемы (рис. 1.7 и 1.8)

Для вычисления параметров теплообменного аппарата на расчетном режиме работы необходимо предварительно задать значения температур греющего и нагреваемого теплоносителя в контрольных точках, принятых при проектировании установки ГВС абонентского ввода. Согласно СП 41-101-95 “Проектирование тепловых пунктов” значения температур воды в контрольных точках на расчетном режиме принимают, руководствуясь следующими рекомендациями.

Температура греющей (сетевой) воды на входе в теплообменник II ступени принимается равной температуре в подающем трубопроводе тепловой сети в точке излома температурного графика, то есть в принятых обозначениях

$$t_1^p = t_{co1}^*; (1.2.11)$$

Температура греющей воды на выходе из теплообменника II ступени принимается равной температуре в обратном трубопроводе после отопительной установки в точке излома температурного графика, то есть в принятых обозначениях

$$t_1^{Iip} = t_{co2}^*; (1.2.12)$$

Температура греющей воды на входе в теплообменник I ступени принимается равной температуре в обратном трубопроводе после отопительной установки в точке излома температурного графика, то есть в принятых обозначениях

$$t_1^{Ip} = t_{co2}^*; (1.2.13)$$

Температура греющей воды на выходе из теплообменника I ступени вычисляется по уравнению:

$$t_{oeb}^p = t_1^{Ip} - \frac{Q_{mo}^{Ip}}{W_1^p}; (1.2.14)$$

$Q_{mo}^{Ip}$  - производительность теплообменника I ступени на расчетном режиме, Вт

$W_1^p$  - эквивалента расхода греющей воды теплообменника I ступени, Дж/с К

Температура холодной воды на расчетном режиме принимается равной 5°C.

Температура нагреваемой воды на выходе из теплообменника I ступени вычисляется по формуле:

$$t_2^{Ip} = t_1^{Ip} - \Delta t_{mo}^h; (1.2.15)$$

Температура нагреваемой воды на входе в теплообменник II ступени для смешанной и последовательной схемы подключения ГВС (рис. 1.6 и 1.7) определяется по формуле:

$$t_2^{IIP} = \frac{G_{x\theta}^p \cdot t_2^{Ip} + G_u \cdot t_u}{G_{x\theta}^p + G_u}; \quad (1.2.16)$$

Температура нагреваемой воды на входе в теплообменник для параллельной и предвключенной схемы подключения ГВС (рис. 1.5 и 1.8) определяется по формуле:

$$t_2^{IIP} = \frac{G_{x\theta}^p \cdot t_{x\theta}^p + G_u \cdot t_u}{G_{x\theta}^p + G_u}; \quad (1.2.17)$$

Производительность одноступенчатой установки ГВС, подключенной по параллельной и предвключенной схеме, на расчетном режиме определяется по формуле:

$$Q_{mo}^p = Q_{mo}^\delta; \quad (1.2.18)$$

Производительность двухступенчатой установки ГВС, подключенной по смешанной и последовательной схеме, на расчетном режиме определяется по формуле:

$$Q_{mo}^p = Q_{mo}^{Ip} + Q_{mo}^{IIP} = Q_{mo}^\delta; \quad (1.2.19)$$

$Q_{mo}^{Ip} = G_{x\theta} \cdot (i_2^I - i_{x\theta})$  - производительность теплообменника I ступени на расчетном режиме, Вт, где  $i_2^I$  - энталпия нагреваемой воды при температуре на выходе из теплообменника I ступени, Дж/кг,  $i_{x\theta}$  - энталпия холодной воды, Дж/кг  
 $Q_{mo}^{IIP} = G_{x\theta} \cdot (i_{x\theta} - i_2^{II})$  - производительность теплообменника II ступени на расчетном режиме, Вт, где  $i_{x\theta}$  - энталпия воды при расчетной температуре ГВС, Дж/кг,  $i_2^{II}$  - энталпия нагреваемой воды при температуре на входе в теплообменник II ступени, Дж/кг

Расход греющей (сетевой) воды на теплообменник системы ГВС, подключенной по параллельной и предвключенной схеме на расчетном режиме определяется по формуле:

$$G_{c\theta\theta}^p = \frac{Q_{mo}^p}{i_1^p - i_2^{II}}; \quad (1.2.19)$$

$i_1^p$  - энталпия воды при температуре  $t_1^p$ , Дж/кг

$i_2^{II}$  - энталпия воды при температуре  $t_2^{II}$ , Дж/кг

Расход греющей (сетевой) воды на теплообменник II ступени системы ГВС, подключенной по смешанной и параллельной схеме на расчетном режиме определяется по формуле:

$$G_{c\theta\theta}^p = \frac{Q_{mo}^{IIP}}{i_1^p - i_2^{II}}; \quad (1.2.20)$$

$i_1^p$  - энталпия воды при температуре  $t_1^p$ , Дж/кг

$i_2^{II}$  - энталпия воды при температуре  $t_2^{II}$ , Дж/кг

Расход греющей воды на теплообменник I ступени системы ГВС, подключенной по смешанной схеме на расчетном режиме определяется по формуле:

$$G_{o\vartheta}^p = G_{c\vartheta}^p + G_{co2}; \quad (1.2.21)$$

Расход греющей воды на теплообменник I ступени системы ГВС, подключенной по последовательной схеме на расчетном режиме определяется по формуле:

$$G_{o\vartheta}^p = G_{co2}; \quad (1.2.22)$$

На основании расчетных значений температур и расходов воды по формуле (1.1.28) определяется коэффициент теплообменного аппарата на расчетном режиме.

Расчет произвольного режима работы систем ГВС, подключенных по закрытой схеме, производится с помощью решения системы уравнений теплового баланса и теплопередачи итерационным методом.

Для параллельной и предвключенной схемы ГВС, система уравнений выглядит:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\vartheta c} = G_{\vartheta c} \cdot (i_{\vartheta c} - i_2^{II}) = G_{c\vartheta} \cdot (i_1 - i_1^{II}) \\ Q_{\vartheta c} = \varepsilon \cdot W_{\min} \cdot \nabla \end{array} \right\}; \quad (1.2.23)$$

Для смешанной и последовательной схемы ГВС, система уравнений выглядит:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\vartheta c} = G_{c\vartheta} \cdot (i_1 - i_1^{II}) + G_{mo}^I \cdot (i_1^I - i_{o\vartheta}) \\ Q_{\vartheta c} = G_{x\vartheta} \cdot (i_2^{II} - i_{x\vartheta}) + G_{mo}^{II} \cdot (i_{\vartheta c} - i_2^{II}) \\ Q_{\vartheta c} = \varepsilon^I \cdot W_{\min}^I \cdot \nabla^I + \varepsilon^{II} \cdot W_{\min}^{II} \cdot \nabla^{II} \end{array} \right\}; \quad (1.2.24)$$

$G_{mo}^I$  - расход греющей воды на теплообменник I ступени, кг/с

$G_{mo}^{II}$  - расход нагреваемой воды на теплообменник II ступени, кг/с

Решение уравнений теплопередачи теплообменных аппаратов, входящих в системы (1.2.23) и (1.2.24), выполняется по формулам, приведенным в разделе 1.1. “Расчет системы отопления абонентского ввода”.

Если системы ГВС, подключенные по закрытой схеме (рис. 1.5 – 1.8) не оборудованы регулятором температуры, то расход сетевой воды  $G_{c\vartheta}$  на любом произвольном режиме работы принимается постоянным и равным расчетному значению.

По результатам расчета системы ГВС на произвольном режиме работы определяются температура  $t_{o\vartheta}$  и суммарный расход воды  $G_{o\vartheta}$ , поступающей в обратный трубопровод тепловой сети от установки отопления и ГВС абонентского ввода.

Для закрытой параллельной схемы подключения ГВС:

$$G_{o\vartheta} = G_{c\vartheta} + G_{co2}; \quad (1.2.25a)$$

$$t_{o\vartheta} = \frac{G_{c\vartheta} \cdot t_1^{II} + G_{co2} \cdot t_{co2}}{G_{o\vartheta}}; \quad (1.2.25b)$$

Для закрытой смешанной схемы подключения ГВС:

$$G_{o\vartheta} = G_{c\vartheta} + G_{co2}; \quad (1.2.26)$$

Температура  $t_{o\vartheta}$  вычисляется в процессе решения системы уравнений (1.2.24).

Для закрытой последовательной и предвключенной схемы подключения ГВС:

$$G_{o\vartheta\vartheta} = G_{co2}; \quad (1.2.27a)$$

$$t_{o\vartheta\vartheta} = t_{co2}; \quad (1.2.27b)$$

Расчет открытой схемы подключения ГВС с регулятором температуры (рис. 1.9) выполняется по формулам:

$$G_{c\vartheta\vartheta} = \frac{G_{\vartheta\vartheta} \cdot t_{\vartheta\vartheta c} - G_{c\vartheta\vartheta 2} \cdot t_{co2}}{t_1}; \quad (1.2.28a)$$

$G_{c\vartheta\vartheta 2}$  - расход воды, поступающей на регулятор температуры из обратного трубопровода установки отопления, кг/с

$$G_{c\vartheta\vartheta 2} = G_{\vartheta\vartheta} - G_{c\vartheta\vartheta}; \quad (1.2.28b)$$

$$G_{o\vartheta\vartheta} = G_{co2} + G_u; \quad (1.2.28v)$$

$$t_{o\vartheta\vartheta} = \frac{G_u \cdot t_u + G_{co2} \cdot t_{co2}}{G_{o\vartheta\vartheta}}; \quad (1.2.28r)$$

Расчет открытой схемы подключения ГВС без регулятора температуры с отбором воды из подающего трубопровода (рис. 1.10) выполняется по формулам:

$$t_{\vartheta\vartheta c} = t_1; \quad (1.2.29a)$$

$$t_u = t_{\vartheta\vartheta c} - 10; \quad (1.2.29b)$$

$$G_{\vartheta\vartheta} = \frac{Q_{\vartheta\vartheta c}}{(i_1 - i_u)}; \quad (1.2.29v)$$

$$G_{o\vartheta\vartheta} = G_u + G_{co2}; \quad (1.2.29r)$$

$$t_{o\vartheta\vartheta} = \frac{G_u \cdot t_u + G_{co2} \cdot t_{co2}}{G_{o\vartheta\vartheta}}; \quad (1.2.29d)$$

$i_u$  - энталпия воды при температуре на выходе из контура системы ГВС, Дж/кг

Расчет открытой схемы подключения ГВС без регулятора температуры с отбором воды из обратного трубопровода (рис. 1.11) выполняется по формулам:

$$t_{\vartheta\vartheta c} = t_{co2}; \quad (1.2.30a)$$

$$t_u = t_{\vartheta\vartheta c} - 10; \quad (1.2.30b)$$

$$G_{\vartheta\vartheta} = \frac{Q_{\vartheta\vartheta c}}{(i_{co2} - i_u)}; \quad (1.2.30v)$$

$$G_{o\vartheta\vartheta} = G_{co2} - G_{\vartheta\vartheta}; \quad (1.2.30r)$$

$$t_{o\sigma\theta} = t_{co2} ; (1.2.30д)$$

### 1.3. Расчет системы вентиляции абонентского ввода.

Количество тепла, поступившего из тепловой сети на систему вентиляции абонентского ввода, вычисляется по формуле:

$$Q_{вент} = (Q_e + \Delta Q_e) \cdot \tau_e ; (1.3.1)$$

$Q_e$  - расход тепла на вентиляцию потребителей абонентского ввода, Гкал/ч

$\Delta Q_e$  - потери тепла в системе вентиляции абонентского ввода, обусловленные утечками теплоносителя, Гкал/ч

$\tau_e$  - продолжительность вентиляции в течение расчетного периода, час

Расход тепла на вентиляцию потребителей абонентского ввода:

$$Q_e = Q_e^p \cdot \frac{t_2^e - t_{n\theta}}{t_2^{ep} - t_{n\theta}^{ep}} ; (1.3.2)$$

$Q_e^p$  - расчетная нагрузка системы вентиляции абонентского ввода, заявленная в договоре между потребителями и теплоснабжающей организацией, Гкал/ч

$t_2^e$  - средняя температура воздуха на выходе из калорифера системы вентиляции в течение расчетного периода,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{n\theta}$  - средняя температура наружного воздуха в течение расчетного периода,  $^{\circ}\text{C}$

$t_2^{ep}$  - расчетная температура воздуха на выходе из калорифера, принятая при проектировании системы вентиляции,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{n\theta}^{ep}$  - расчетная температура наружного воздуха, принятая при проектировании системы вентиляции,  $^{\circ}\text{C}$

При отсутствии договорных данных, расчетная нагрузка системы вентиляции определяется на основании вентиляционной характеристики здания по формуле:

$$Q_e^p = x_e \cdot K^e \cdot V_{3\delta}^e \cdot (t_2^{ep} - t_{n\theta}^{ep}) \cdot 10^{-6} ; (1.3.3)$$

$x_e$  - вентиляционная характеристика здания, ккал/ $\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}$

$K^e$  - кратность вентиляции здания

$V_{3\delta}^e$  - объем вентилируемых помещений здания по наружному обмеру,  $\text{м}^3$

Потери тепла, обусловленные утечками теплоносителя из системы вентиляции, вычисляются по формуле:

$$\Delta Q_e = \Delta G_e \cdot (\bar{i}_e - i_{x\theta}) \cdot 10^{-3} ; (1.3.4)$$

$\Delta G_e$  - утечки теплоносителя из системы вентиляции, т/ч

$\bar{i}_e$  - энтальпия при средней температуре воды в системе вентиляции, ккал/кг

$i_{x\theta}$  - энтальпия при температуре холодной воды, ккал/кг

Утечки теплоносителя из системы вентиляции определяются по формуле (1.1.5), где объем системы вентиляции вычисляется по формуле:

$$V_{вент} = Q_e^p \cdot V_e; (1.3.5)$$

$V_e$  - удельный объем системы вентиляции, принимается равным 30 м<sup>3</sup> ч/Гкал

Схема подключения системы вентиляции абонентского ввода к тепловой сети представлена на рисунке 1.12.

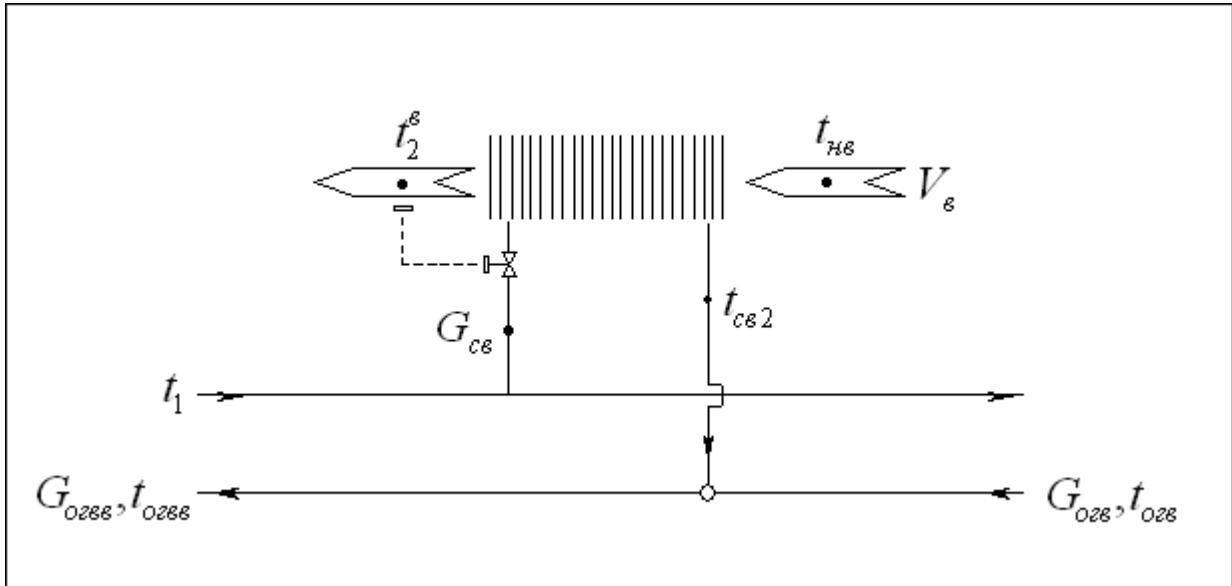


Рис. 1.12. Схема подключения системы вентиляции к тепловой сети.

Обозначения, принятые на рис. 1.12:

$t_1$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети, °C

$G_{ce}$  - расход сетевой воды на калориферную установку системы вентиляции, кг/с

$t_{ce2}$  - температура воды после калориферной установки системы вентиляции, °C

$G_{oge}$  - расход воды в обратном трубопроводе после систем отопления и ГВС абонентского ввода, кг/с

$t_{oge}$  - температура воды в обратном трубопроводе после систем отопления и ГВС абонентского ввода, °C

$G_{ogeve}$  - расход воды в обратном трубопроводе после систем отопления, ГВС и вентиляции абонентского ввода, кг/с

$t_{ogeve}$  - температура воды в обратном трубопроводе после систем отопления, ГВС и вентиляции абонентского ввода, °C

$V_e$  - расход воздуха на калорифер системы вентиляции, кг/с

$t_2^e$  - температура воздуха после калорифера системы вентиляции, °C

Расчет системы вентиляции абонентского ввода выполняется с помощью решения системы уравнений итерационным методом:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_e = G_e \cdot (i_1 - i_{ce2}) = V_e \cdot (I_2^e - I_{he}) \\ Q_e = \varepsilon \cdot W_{\min} \cdot \nabla \end{array} \right\}; \quad (1.3.6)$$

Первое уравнение системы (1.3.6) представляет собой уравнение теплового баланса, второе – уравнение теплопередачи калорифера.

$Q_e$  - производительность калорифера системы вентиляции, Вт

$G_e$  - расход воды через калорифер системы вентиляции, кг/с

$i_1$  - энтальпия греющей (сетевой) воды на входе в калорифер, Дж/кг

$i_{ce2}$  - энтальпия греющей воды на выходе из калорифера, Дж/кг

$I_2^e$  - энтальпия воздуха на выходе из калорифера, Дж/кг

$I_{he}$  - энтальпия наружного воздуха на входе в калорифер, Дж/кг

При расчете системы вентиляции на произвольном режиме эксплуатации принимается, что расход воздуха через калорифер есть величина постоянная, численно равная расходу воздуха на расчетном режиме, то есть:

$$V_e = V_e^p = \frac{Q_e^p}{I_2^{ep} - I_{he}^{ep}}; \quad (1.3.7)$$

$Q_e^p$  - расчетная нагрузка системы вентиляции, Вт

$I_2^{ep}$  - энтальпия воздуха при расчетной температуре на выходе из калорифера, Дж/кг

$I_{he}^{ep}$  - энтальпия воздуха при расчетной температуре наружного воздуха, принятой при проектировании системы вентиляции, Дж/кг

Энтальпия греющей воды  $i_{ce2}$ , входящая в уравнение теплового баланса системы (1.3.6)

определяется по температуре воды на выходе из калорифера  $t_{ce2}$ . При качественном центральном регулировании, температура воды на выходе из калорифера определяется с учетом диапазонов температур наружного воздуха, на которые разбивают отопительный температурный график тепловой сети. Диапазоны температур наружного воздуха на температурном графике тепловой сети представлены на рисунке 1.13.

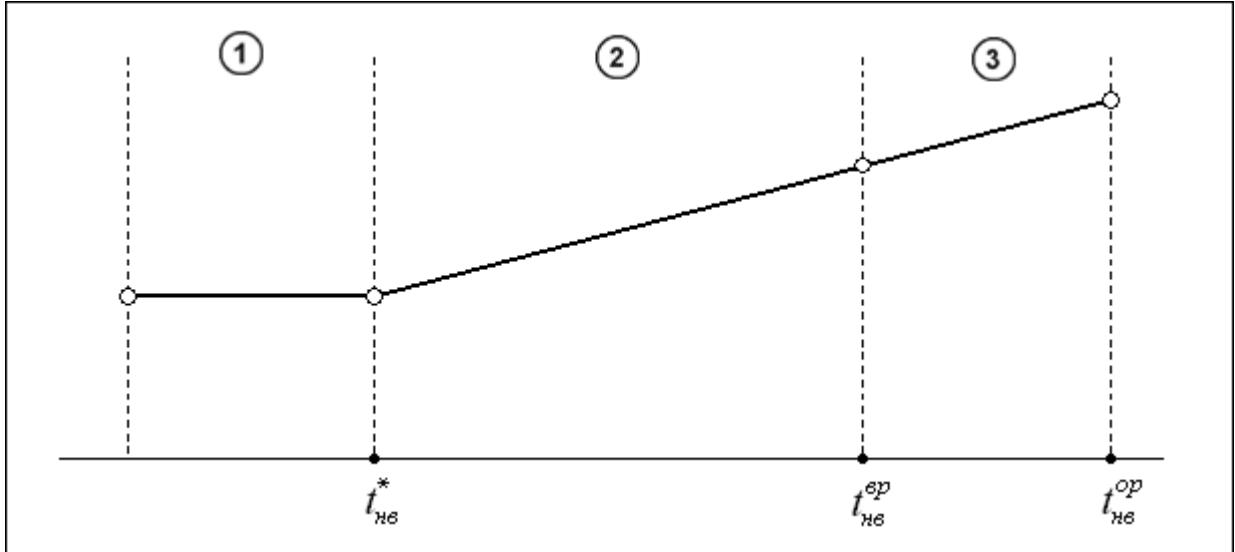


Рис. 1.13.

Обозначения, принятые на рис. 1.13:

$t_{nb}^*$  - температура наружного воздуха в точке излома температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{nb}^{ep}$  - расчетная температура наружного воздуха, принятая при проектировании системы вентиляции,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{nb}^{op}$  - расчетная температура наружного воздуха, принятая при проектировании системы отопления,  $^{\circ}\text{C}$

Для диапазона 1 (рис. 1.13) характерно постоянное значение температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети и переменное значение расхода тепла на вентиляцию. Для диапазона 2 (рис. 1.13) характерно переменное значение температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети и переменное значение расхода тепла на вентиляцию. Для диапазона 3 (рис. 1.13) характерно переменное значение температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети и постоянное значение расхода тепла на вентиляцию, равное расчетной нагрузке системы вентиляции.

Расчет температуры воды на выходе из калорифера выполняется с учетом диапазона, в котором находится режимная температура наружного воздуха.

В диапазоне 1:

$$\frac{0.5(t_1 + t_{ce2}) - \overline{t}_{возд.к}}{\overline{t}_{возд.к}^* - \overline{t}_{возд.к}^*} \cdot \left( \frac{t_1^* - t_{ce2}^*}{t_1 - t_{ce2}} \right)^{0.15} = \left( \frac{t_2^* - t_{nb}}{t_2^* - t_{nb}^*} \right)^{0.85}; \quad (1.3.8)$$

$\overline{t}_{возд.к}$  - средняя температура воздуха в калорифере,  $^{\circ}\text{C}$

$\overline{t}_{возд.к}^*$  - средняя температура воды в калорифере при температуре воздуха в точке излома,  $^{\circ}\text{C}$

$\overline{t}_{возд.к}^*$  - средняя температура воздуха в калорифере при средней температуре воды в калорифере  $\overline{t}_{возд.к}^*$ ,  $^{\circ}\text{C}$

$t_1^*$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке излома,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{ce2}^*$  - температура воды на выходе из калорифера в точке излома,  $^{\circ}\text{C}$

В диапазоне 2:

$$t_{c\sigma 2} = t_1 - \left( t_1^p - t_{c\sigma 2}^p \right) \frac{t_2^\sigma - t_{\text{нб}}}{t_2^\sigma - t_{\text{нб}}^{\sigma p}} ; \quad (1.3.9)$$

В диапазоне 3:

$$\frac{0.5(t_1 + t_{c\sigma 2}) - \overline{t_{\text{возд.к}}}}{\overline{t_{\text{в.к}}^*} - \overline{t_{\text{возд.к}}^*}} \cdot \left( \frac{t_1^* - t_{c\sigma 2}^*}{t_1 - t_{c\sigma 2}} \right)^{0.15} = 1 ; \quad (1.3.10)$$

Режимный коэффициент калорифера, входящий в уравнение теплопередачи системы (1.3.6) вычисляется по формуле:

$$\omega = \omega^p \frac{\overline{W}_{\text{ср}}^{0.16} \cdot \overline{W}_{\text{нагр}}^{0.41}}{\overline{W}_{\text{мин}}} ; \quad (1.3.11)$$

Коэффициент калорифера на расчетном режиме  $\omega^p$  вычисляется по формуле (1.1.28), а температурный напор калорифера – по формуле (1.1.30).

Если система вентиляции не оборудована регулятором температуры, то расход сетевой воды  $G_{c\sigma}$  на любом произвольном режиме работы принимается постоянным и равным расчетному значению.

Расход воды в обратном трубопроводе тепловой сети после установок отопления, ГВС и вентиляции абонентского ввода вычисляется по формуле:

$$G_{o\sigma\sigma\sigma} = G_{o\sigma\sigma} + G_{\sigma} ; \quad (1.3.12)$$

Температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети после установок отопления, ГВС и вентиляции абонентского ввода вычисляется по формуле:

$$t_{o\sigma\sigma\sigma} = \frac{G_{o\sigma\sigma} \cdot t_{o\sigma\sigma} + G_{\sigma} \cdot t_{c\sigma 2}}{G_{o\sigma\sigma\sigma}} ; \quad (1.3.13)$$

#### 1.4. Расчет технологической системы абонентского ввода.

Количество тепла, поступившего из тепловой сети на технологическую систему абонентского ввода, вычисляется по формуле:

$$Q_{mex} = (Q_{mex}^p + \Delta Q_{mex}) \cdot \tau_{mex} ; \quad (1.4.1)$$

$Q_{mex}^p$  - расчетная технологическая нагрузка, заявленная в договоре между потребителями абонентского ввода и теплоснабжающей организацией, Гкал/ч

$\Delta Q_{mex}$  - потери тепла в технологической системе абонентского ввода, обусловленные утечками теплоносителя, Гкал/ч

$\tau_{mex}$  - продолжительность работы технологической системы в течение расчетного периода, час

Потери тепла, обусловленные утечками теплоносителя из технологической системы, вычисляются по формуле:

$$\Delta Q_{mex} = \Delta G_{mex} \cdot (\bar{i}_{mex} - i_{x\sigma}) \cdot 10^{-3} ; \quad (1.4.2)$$

$\Delta G_o$  - утечки теплоносителя из технологической системы, т/ч

$\bar{i}_o$  - энталпия воды при средней температуре в технологической системе, ккал/кг

$i_{x\theta}$  - энталпия при температуре холодной воды, ккал/кг

Утечки теплоносителя из технологической системы определяются по формуле:

$$\Delta G_{mex} = \frac{g_{ym}^{\text{норм}}}{100} \cdot V_{mex} \cdot \bar{\rho}_{mex} \cdot 10^{-3}; \quad (1.4.3)$$

$g_{ym}^{\text{норм}}$  - нормативный процент утечки теплоносителя из системы теплоснабжения абонентского ввода, принимается равным 0,25%

$V_{mex}$  - объем технологической системы, м<sup>3</sup>

$\bar{\rho}_{mex}$  - плотность воды при средней температуре в технологической системе, кг/м<sup>3</sup>

Расходы и температуры сетевой воды на технологическую установку абонентского ввода, а так же, расходы и температуры воды в контуре технологической системы определяются с учетом схемы подключения технологической системы к тепловой сети.

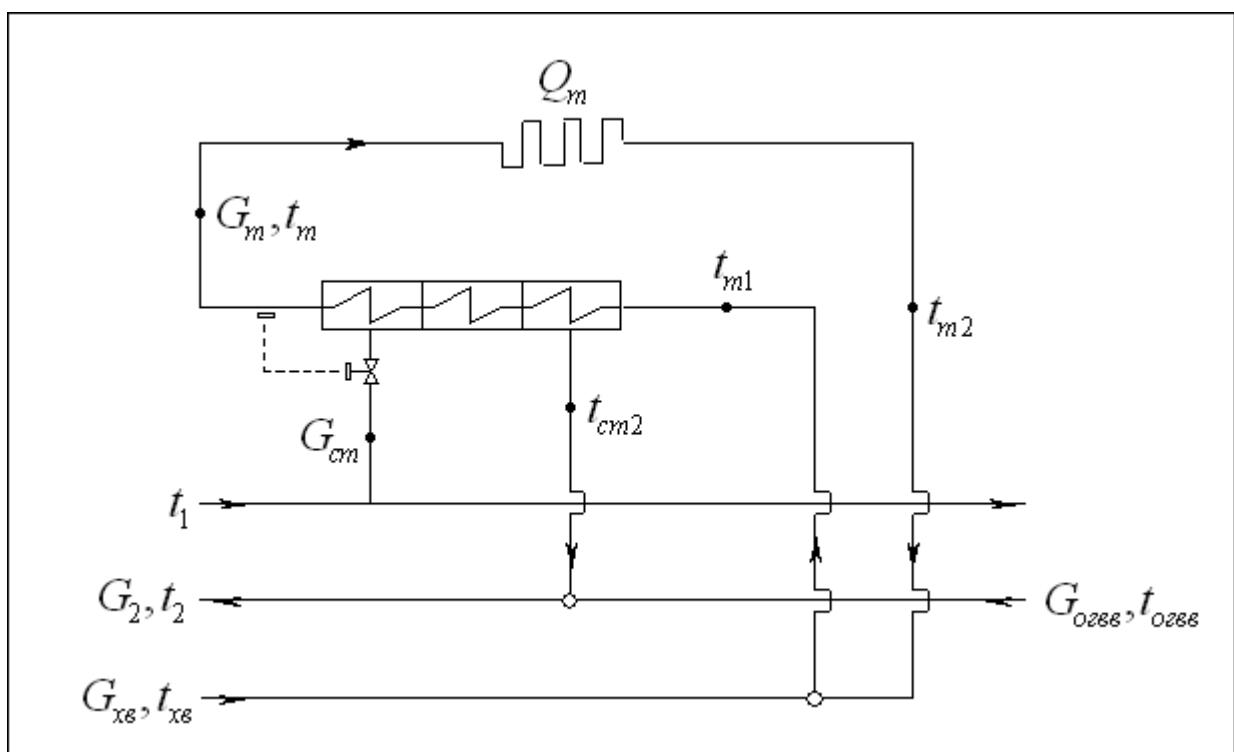


Рис. 1.14. Закрытая технологическая система с возвратом теплоносителя.

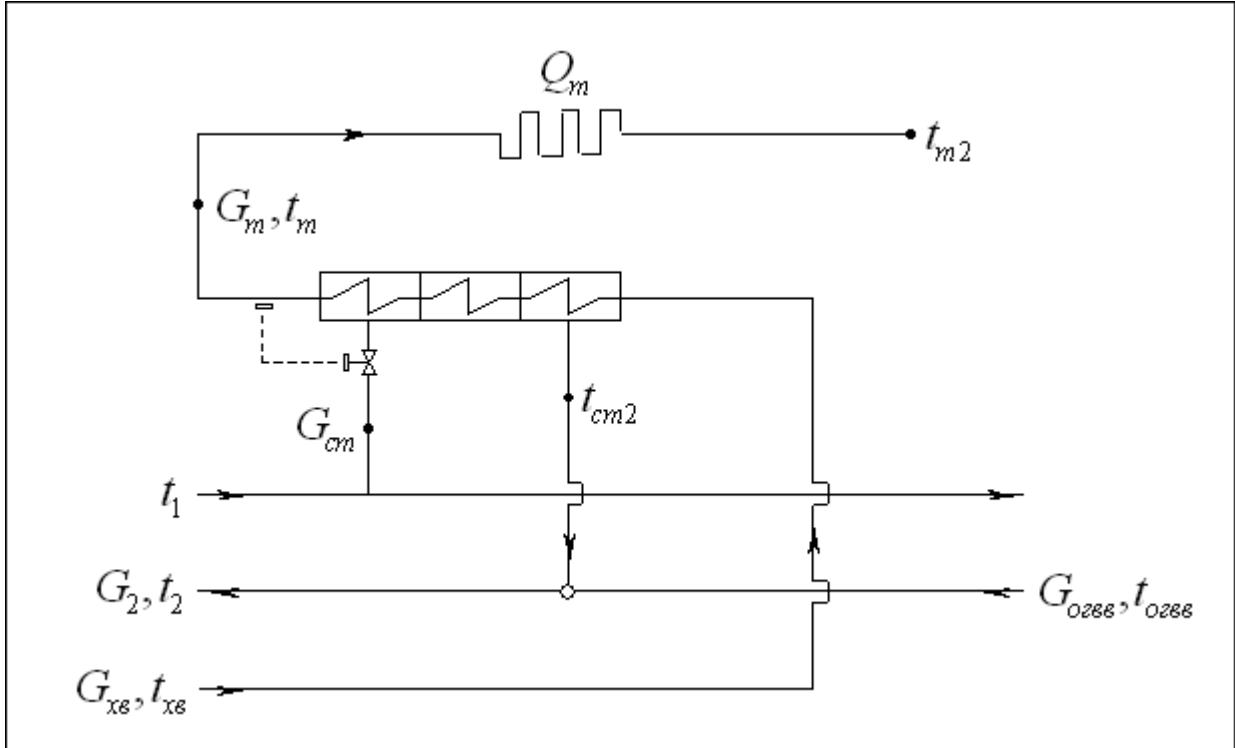


Рис. 1.15. Закрытая технологическая система без возврата теплоносителя.

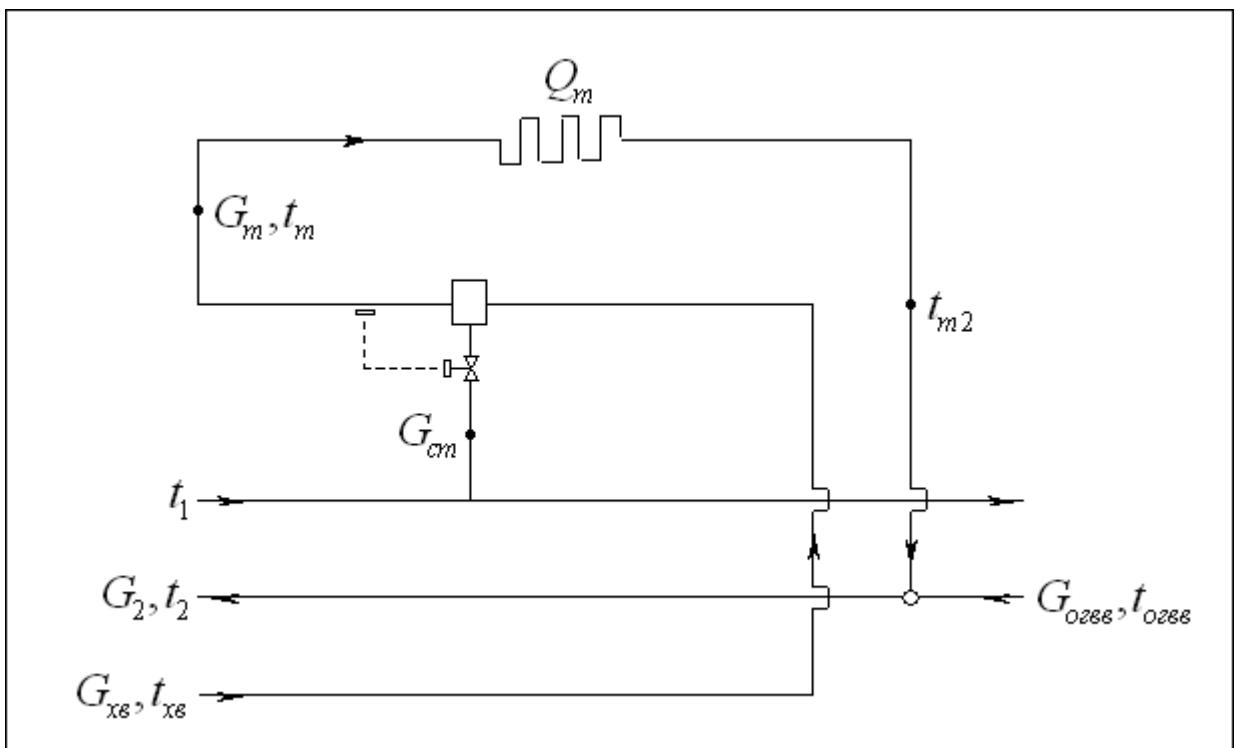


Рис. 1.16. Открытая технологическая система с возвратом теплоносителя.

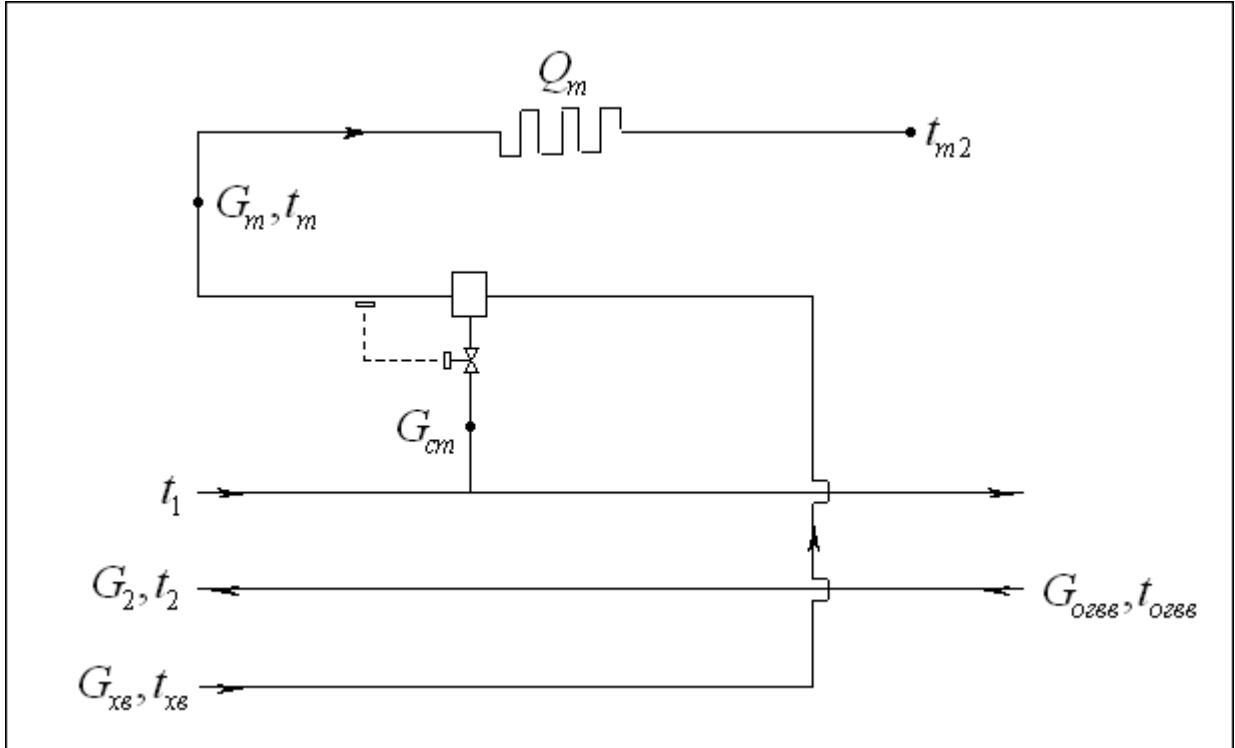


Рис. 1.17. Открытая технологическая система без возврата теплоносителя.

Обозначения, принятые на схемах подключения технологических систем (рис. 1.14 – 1.17)

$t_1$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{cm}$  - расход сетевой воды на установку технологической системы, кг/с

$t_{cm2}$  - температура греющей (сетевой) воды на выходе из теплообменника технологической системы,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{m2}$  - температура нагреваемой воды на входе в теплообменник технологической системы,  $^{\circ}\text{C}$

$G_m$  - расход воды на входе в контур технологической системы, кг/с

$t_m$  - температура воды на входе в контур технологической системы,  $^{\circ}\text{C}$

$Q_m$  - расход тепла на технологический объект, Вт

$t_{m2}$  - температура воды на выходе из контура технологической системы,  $^{\circ}\text{C}$

$G_{ogebe}$  - расход воды в обратном трубопроводе абонентского ввода после систем отопления, ГВС и вентиляции, кг/с

$t_{ogebe}$  - температура воды в обратном трубопроводе абонентского ввода после систем отопления, ГВС и вентиляции,  $^{\circ}\text{C}$

$G_2$  - расход сетевой воды в обратном трубопроводе абонентского ввода, кг/с

$t_2$  - температура сетевой воды в обратном трубопроводе абонентского ввода,  $^{\circ}\text{C}$

Уравнение материального баланса контура технологической системы абонентского ввода записывается в виде:

$$G_m = G_{mex} + \Delta G_m ; (1.4.4)$$

$G_{mex}$  - расход воды на технологический объект, кг/с

$\Delta G_m$  - утечки теплоносителя из контура технологической системы, кг/с (см. формулу 1.4.3)

Расход воды на технологический объект определяется по формуле:

$$G_{mex} = \frac{Q_m}{i_m - i_{m2}} ; (1.4.5)$$

$Q_m$  - расход тепла на технологический объект, численно равный расчетной нагрузке технологической системы, Вт

$i_m$  - расход воды при температуре на входе в технологический объект, Дж/кг

$i_{m2}$  - расход воды при температуре на выходе из технологического объекта, Дж/кг

Расход холодной воды на подпитку технологической системы определяется с учетом схемы подключения технологической установки к тепловой сети:

для закрытой схемы с возвратом теплоносителя (рис. 1.14)

$$G_{x6} = \Delta G_m ; (1.4.6a)$$

для закрытой схемы без возврата теплоносителя (рис. 1.15)

$$G_{x6} = G_m ; (1.4.6b)$$

для открытой схемы с возвратом или без возврата теплоносителя (рис. 1.16 и 1.17)

$$G_{x6} = G_m ; (1.4.6b)$$

Расход воды из подающего трубопровода тепловой сети на технологическую систему определяется с учетом схемы подключения технологической установки к тепловой сети. Для закрытой схемы (рис. 1.14 и 1.15) расчет выполняется так же, как и для закрытой параллельной схемы ГВС (см. раздел 1.2 “Расчет системы ГВС”). Для открытой схемы (рис. 1.16 и 1.17) – по формуле:

$$G_{cm} = \frac{G_m \cdot t_m - G_{x6} \cdot t_{x6}}{t_1} ; (1.4.7)$$

Для закрытых схем присоединения технологической системы (рис. 1.15 и 1.16), расход и температура воды в обратном трубопроводе абонентского ввода рассчитываются по формулам:

$$G_2 = G_{o286} + G_{cm} ; (1.4.8a)$$

$$t_2 = \frac{G_{cm} \cdot t_{cm2} + G_{o286} \cdot t_{o286}}{G_2} ; (1.4.8b)$$

Для закрытой схемы присоединения технологической системы с возвратом теплоносителя (рис. 1.17), расход и температура воды в обратном трубопроводе абонентского ввода рассчитываются по формулам:

$$G_2 = G_{огв} + G_{мex}; \quad (1.4.9a)$$

$$t_2 = \frac{G_{mex} \cdot t_{m2} + G_{огв} \cdot t_{огв}}{G_2}; \quad (1.4.9б)$$

### 1.5. Расчет системы пароснабжения.

Количество тепла, поступившего из тепловой сети на систему пароснабжения абонентского ввода, вычисляется по формуле:

$$Q_{nap} = D_{nap}^p \cdot \left[ (i_{nap} - i_{x6}) - \frac{g_{конд}}{100} \cdot (i_{конд} - i_{x6}) \right] \cdot 10^{-3} \cdot \tau_{nap}; \quad (1.5.1)$$

$D_{nap}^p$  - расчетный расход пара на систему пароснабжения, заявленный в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией, т/ч

$\tau_{nap}$  - продолжительность работы системы пароснабжения, час

$i_{nap}$  - энталпия пара при параметрах, заявленных в договоре, ккал/кг

$g_{конд}$  - величина возврата конденсата, заявленная в договоре между потребителем пара и теплоснабжающей организацией. %

$i_{конд}$  - энталпия конденсата при параметрах, заявленных в договоре, ккал/кг

Количество пара, поступившего в систему пароснабжения:

$$D_{nap} = D_{nap}^p \cdot \tau_{nap}; \quad (1.5.2)$$

Количество конденсата, поступившего из системы пароснабжения в тепловую сеть, определяется по формуле:

$$G_{конд} = D_{nap} \cdot \frac{g_{конд}}{100}; \quad (1.5.3)$$

Потери конденсата в системе пароснабжения:

$$\Delta D_{nap} = D_{nap} - G_{конд}; \quad (1.5.4)$$

## 2. Расчет потерь тепла участков тепловых сетей

Задача расчета состоит в определении потерь тепла, возникающих при транспортировке теплоносителя от источника тепла (котельной, ЦП) до потребителей. Эксплуатационные потери участков тепловых сетей обусловлены наличием излучения от нагретой наружной поверхности трубопроводов в окружающую среду (в дальнейшем теплопотери), а так же наличием утечек теплоносителя (в дальнейшем потери с утечками).

### 2.1. Расчет нормативных теплопотерь участков тепловых сетей.

Нормативные теплопотери участков тепловых сетей определяются на основании норм плотности теплового потока через наружную поверхность трубопроводов в зависимости от вида прокладки и среднегодовых температур теплоносителя и окружающей среды.

Нормы плотности теплового потока определяются по справочным таблицам СНиП 1959, 1988, 1997 и 2003 года издания. Нормативные теплопотери участков тепловых сетей рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{mn} = q_{норм} \cdot L_{mp} \cdot K_{изол} \cdot \beta \cdot \tau_{mp}; \quad (2.1.1)$$

$q_{норм}$  - норма плотности теплового потока для участка трубопровода заданного диаметра и вида прокладки, ккал/м ч (Вт/м)

$L_{mp}$  - длина участка трубопровода, м

$K_{изол}$  - поправочный коэффициент, учитывающий отклонение фактических теплопотерь, выявленных при испытаниях, от нормативного значения

$\beta$  - поправочный коэффициент, учитывающий местные теплопотери арматуры, опор и компенсаторов; значение коэффициента  $\beta$  принимается

1,2 – для участков диаметром до 150 мм при надземной и канальной прокладке

1,15 – для участков диаметром более 150 мм при надземной и канальной прокладке, а так же для всех трубопроводов остальных видов прокладки

$\tau_{mp}$  - продолжительность работы участка в течение расчетного периода, час

Норма плотности теплового потока  $q_{норм}$  принимается по соответствующим СНиП в зависимости от года прокладки участка тепловой сети. При отклонении фактических температур теплоносителя и окружающей среды от значений, указанных в СНиП, норма плотности теплового потока вычисляется методом линейной интерполяции или экстраполяции.

Фактическая температура в подающем трубопроводе водяной тепловой сети определяется с учетом вида тепловой сети и режима теплоснабжения в течение расчетного периода.

В зависимости от вида нагрузок потребителей, водяные тепловые сети подразделяются на следующие виды:

1. Тепловые сети отопления, вентиляции и ГВС (ОВГ). Тепловая сеть ОВГ предназначена для передачи тепла на системы отопления, вентиляции и ГВС потребителей.
2. Тепловые сети отопления и вентиляции (ОВ). Тепловая сеть ОВ предназначена для передачи тепла на системы отопления и вентиляции потребителей.
3. Тепловые сети ГВС (ГВ). Тепловая сеть ГВ предназначена для передачи тепла на системы ГВС потребителей.

Температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети типа ОВГ и ОВ в отопительный период теплоснабжения определяется по отопительному температурному графику в зависимости от средней температуры воздуха в течение расчетного периода. Пример отопительного температурного графика подающего трубопровода тепловой сети ОВГ представлен на рисунке 2.1.

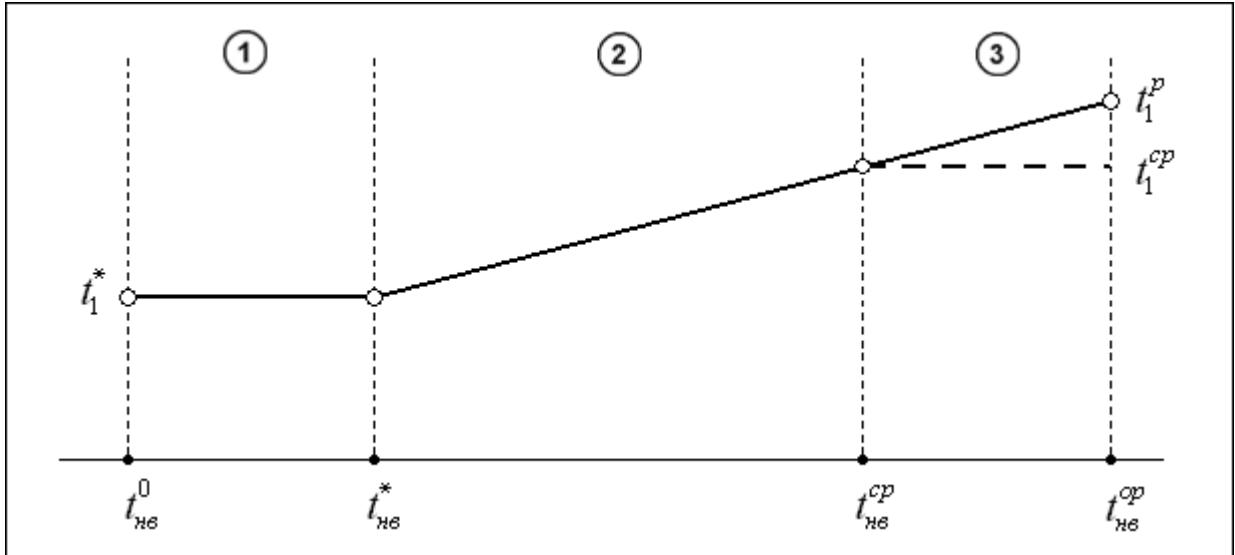


Рисунок 2.1.

Обозначения, принятые на рисунке 2.1:

$t_{ns}^0$  - температура воздуха начала/окончания отопительного сезона,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{ns}^*$  - температура воздуха в точке излома температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{ns}^{cp}$  - температура воздуха в точке срезки температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_{ns}^{op}$  - расчетная температура воздуха, принятая при проектировании систем отопления

$t_1^*$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке излома температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_1^{cp}$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке срезки температурного графика,  $^{\circ}\text{C}$

$t_1^p$  - расчетная (максимальная) температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети,  $^{\circ}\text{C}$

Температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети ОВГ в отопительный сезон теплоснабжения принимается в зависимости от средней температуры воздуха в течение расчетного периода:

при  $t_{ns} \geq t_{ns}^*$  (диапазон 1 на рис. 2.1)  $t_1 = t_1^*$

при  $t_{ns}^* > t_{ns} \geq t_{ns}^{cp}$  (диапазон 2 на рис. 2.1)  $t_1$  рассчитывается по формуле (1.1.32)

при  $t_{ns} < t_{ns}^{cp}$  (диапазон 3 на рис. 2.1)  $t_1 = t_{ns}^{cp}$

Температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети ОВГ в межотопительный сезон теплоснабжения принимается равной среднеэксплуатационной температуре воды, поступающей в тепловую сеть в течение межотопительного периода.

Пример отопительного температурного графика подающего трубопровода тепловой сети ОВ представлен на рисунке 2.2.

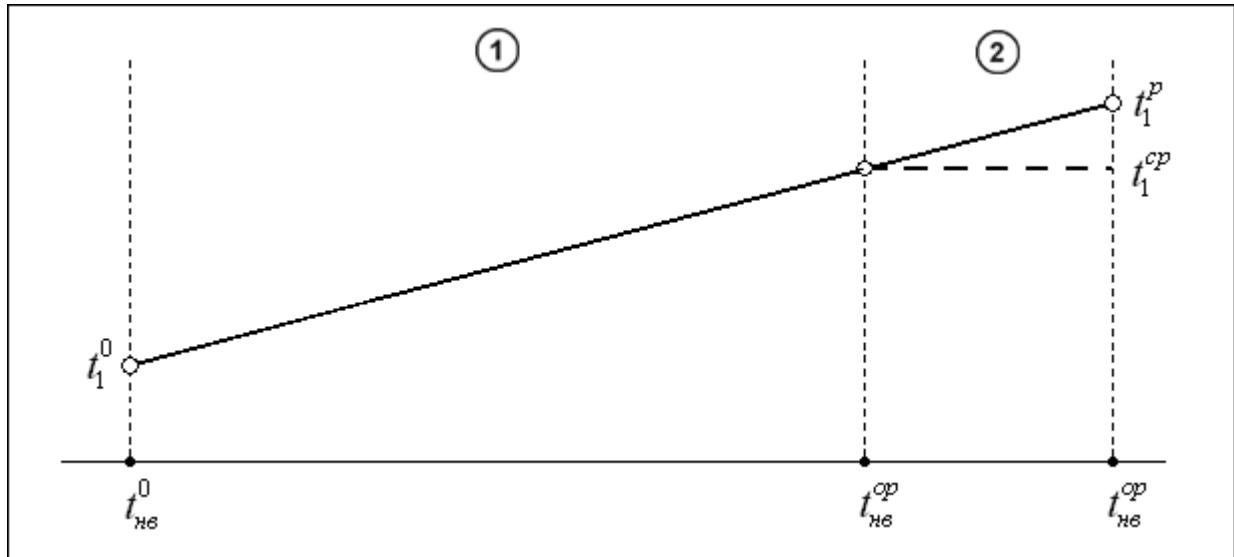


Рисунок 2.2.

Температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети ОВ в отопительный сезон теплоснабжения принимается в зависимости от средней температуры воздуха в течение расчетного периода:

при  $t_{nb} \geq t_{nb}^{cp}$  (диапазон 1 на рис. 2.2)  $t_1$  рассчитывается по формуле (1.1.32)

при  $t_{nb} < t_{nb}^{cp}$  (диапазон 2 на рис. 2.2)  $t_1 = t_1^{cp}$

В межотопительный сезон тепловые сети ОВ не работают.

Температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети ГВ принимается равной среднеэксплуатационной температуре воды, поступающей в тепловую сеть в течение отопительного и межотопительного периода соответственно.

Температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети вычисляется по формуле:

$$t_2 = \frac{\sum_1^n G_2^{ab} \cdot t_2^{ab}}{\sum_1^n G_2^{ab}} ; (2.1.2)$$

$G_2^{ab}$  - расход воды в обратном трубопроводе абонентского ввода

$t_2^{ab}$  - температура воды в обратном трубопроводе абонентского ввода

$n$  - число абонентских вводов тепловой сети

Температура в подающем трубопроводе паровой тепловой сети принимается равной температуре пара, а в обратном трубопроводе – температуре конденсата.

## 2.2. Расчет потерь тепла с утечками теплоносителя.

Нормативные потери тепла с утечками теплоносителя из участков тепловых сетей определяются по формуле:

$$\Delta G_{ym} = (\Delta G_{ym1} \cdot (i_1 - i_{x\theta}) \cdot \tau_{mp1} + \Delta G_{ym2} \cdot (i_2 - i_{x\theta}) \cdot \tau_{mp2}) \cdot 10^{-3}; \quad (2.2.1)$$

$\Delta G_{ym1}$  - утечки теплоносителя из подающих трубопроводов тепловой сети, т/ч

$i_1$  - энталпия теплоносителя при температуре в подающем трубопроводе, ккал/кг

$i_{x\theta}$  - энталпия холодной воды, ккал/кг

$\tau_{mp1}$  - продолжительность работы подающего трубопровода тепловой сети в течение расчетного периода, час

$\Delta G_{ym2}$  - утечки теплоносителя из обратных трубопроводов тепловой сети, т/ч

$i_2$  - энталпия теплоносителя при температуре в обратном трубопроводе, ккал/кг

$\tau_{mp2}$  - продолжительность работы обратного трубопровода тепловой сети в течение расчетного периода, час

Утечки теплоносителя из подающих трубопроводов тепловой сети рассчитываются по формуле:

$$\Delta G_{ym1} = \beta_1 \cdot \Delta G_{ym}; \quad (2.2.2)$$

$\beta_1$  - доля утечки теплоносителя из подающего трубопровода

$\Delta G_{ym}$  - суммарные утечки теплоносителя из подающего и обратного трубопровода, т/ч

Доля утечки теплоносителя из подающего трубопровода принимается по результатам гидравлических испытаний участков тепловых сетей. При отсутствии данных испытаний, долю утечек из подающего трубопровода рекомендуется принимать в пределах 0,5 – 0,75. Утечки теплоносителя из обратных трубопроводов тепловой сети рассчитываются по формуле:

$$\Delta G_{ym1} = (1 - \beta_1) \cdot \Delta G_{ym}; \quad (2.2.3)$$

Суммарные утечки теплоносителя из подающего и обратного трубопровода определяются по формуле:

$$\Delta G_{ym} = \frac{g_{norm}}{100} \cdot \frac{\pi}{4} (D_1^2 \cdot \rho_1 \cdot L_1 + D_2^2 \cdot \rho_2 \cdot L_2); \quad (2.2.4)$$

$g_{norm}$  - нормативный процент утечки теплоносителя из трубопровода тепловой сети, принимается равным 0,25%

$D_1, D_2$  - внутренний диаметр подающего и обратного трубопровода, м

$L_1, L_2$  - длина подающего и обратного трубопровода, м

$\rho_1, \rho_2$  - плотность теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе, кг/м<sup>3</sup>

### 2.3. Полные потери тепла участков тепловой сети.

Полные потери тепла на участках тепловой сети вычисляются, как сумма теплопотерь и потерь с утечками по формуле:

$$\Delta Q_{mc} = \sum_1^n \Delta Q_{mn} + \sum_1^n \Delta Q_{ym} ; (2.3.1)$$

***n*** – число участков тепловой сети

### **3. Расчет потерь тепла и теплоносителя при выполнении регламентных работ на объектах системы теплоснабжения.**

Задача расчета состоит в определении количества теплоносителя и тепловой энергии, затраченной при выполнении регламентных работ на участках тепловых сетей и системах теплоснабжения потребителей. К регламентным работам относятся промывки и заполнения объектов, ввод в эксплуатацию, теплогидравлические испытания и другие технологические процедуры, регламентированные правилами эксплуатации систем теплоснабжения.

#### **3.1. Расчет потерь теплоносителя при выполнении регламентных процедур на объектах системы теплоснабжения.**

Исходными данными к расчету количества теплоносителя, затраченного на регламентные процедуры, является план мероприятий, разработанный и утвержденный администрацией предприятия. В плане проведения регламентных работ указывается:

- сроки проведения
- перечень объектов системы теплоснабжения
- температурный режим
- предполагаемые затраты теплоносителя

Потери теплоносителя при выполнении регламентных процедур рассчитываются по формуле:

$$\Delta G_{peo} = \sum_1^n \sum_1^N V \cdot \rho \cdot K_V \cdot 10^{-3}; \quad (3.1.1)$$

$\Delta G_{peo}$  - количество теплоносителя, затраченного на выполнение регламентных процедур в течение расчетного периода, т

$n$  - число объектов системы теплоснабжения, подвергнутых регламентным процедурам в течение расчетного периода

$N$  - число регламентных процедур объекта в течение расчетного периода

$V$  - объем объекта системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>

$\rho$  - плотность теплоносителя в условиях проведения регламентной процедуры, кг/м<sup>3</sup>

$K_V$  - кратность заполнения объекта теплоносителем

Объем трубопроводов участка системы теплоснабжения вычисляется по формуле:

$$V_{mp} = \frac{\pi \cdot D_{mp}^2}{4} \cdot L_{mp}; \quad (3.1.2)$$

Объем систем теплоснабжения потребителей определяется по формулам, указанным в разделе “Расчет систем теплоснабжения абонентских вводов”.

Кратность заполнения объектов должна соответствовать условию полного освещения теплоносителя по окончании процедуры. При отсутствии эксплуатационных данных, рекомендуемая норма кратности заполнения составляет 1,5 – 3.

#### **3.1. Расчет потерь тепла при выполнении регламентных процедур на объектах системы теплоснабжения.**

Потери тепла при выполнении регламентных процедур рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{peo} = \Delta G_{peo} \cdot (i_{peo} - i_{xw}) \cdot 10^{-3}; \quad (3.1.3)$$

$i_{per}$  - энталпия теплоносителя в условиях выполнения регламентной процедуры,  
ккал/кг

#### 4. Расчет количества тепла, отпущеного с коллекторов котельной.

Задача расчета состоит в определении количества тепла, отпущеного с горячей водой и паром на объекты системы теплоснабжения котельной.

Способы расчета количества тепла, отпущенного с коллекторов котельной удобно излагать, используя понятие зоны теплоснабжения. Под зоной теплоснабжения понимается вывод горячей воды или пара с коллекторов котельной или ЦТП в тепловую сеть. Тепловая сеть зоны теплоснабжения является гидравлически независимой от тепловых сетей других зон теплоснабжения. Зоны теплоснабжения котельных в дальнейшем будем называть магистральными, а зоны ЦТП – квартальными. Объекты системы теплоснабжения (абонентские вводы и участки тепловых сетей), получающие тепло непосредственно от магистральных зон будем называть магистральными, а объекты квартальных зон – квартальными. На рисунке 4 представлена схема зон теплоснабжения условной котельной.

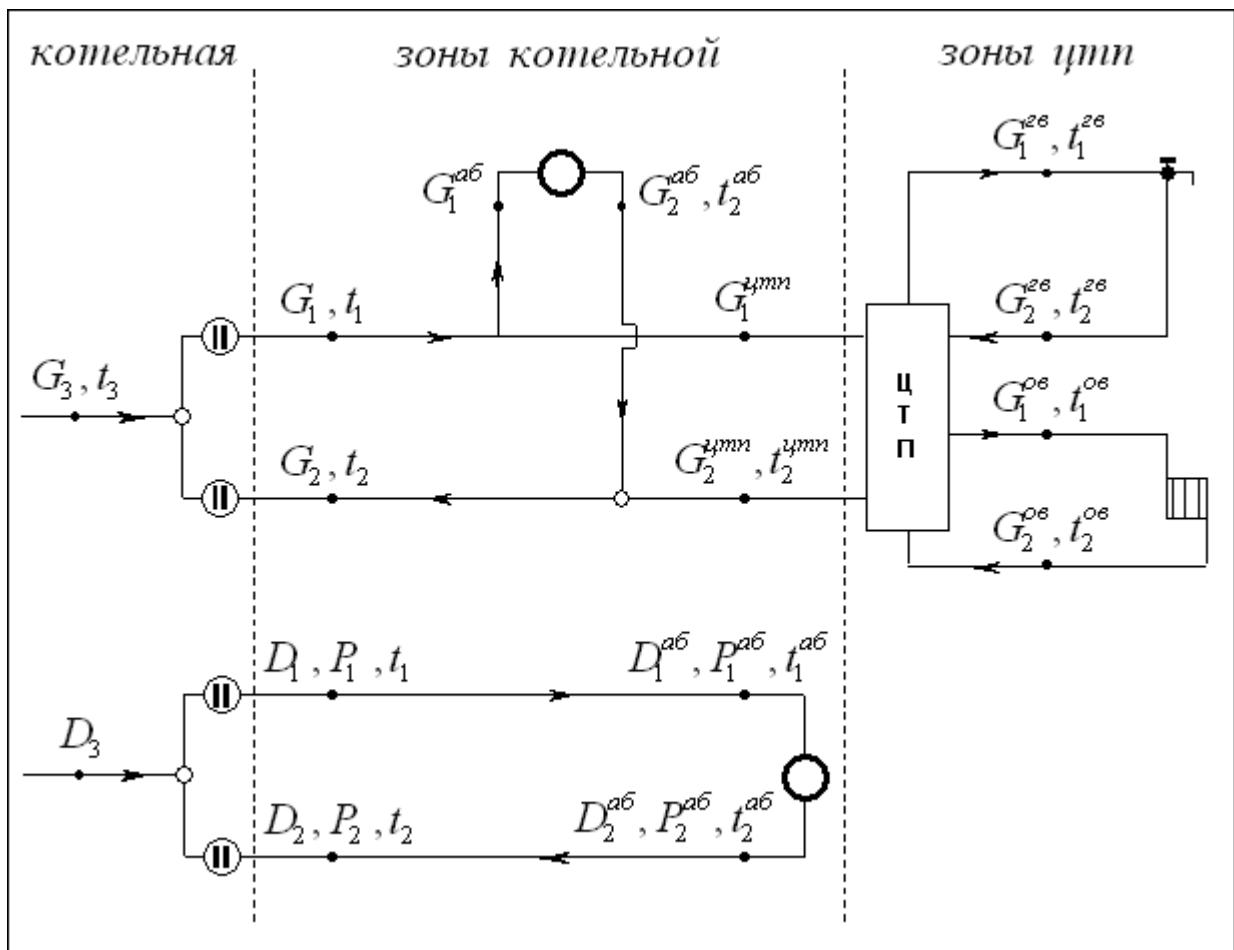


Рисунок 4. Схема зон теплоснабжения.

Обозначения, принятые на рисунке 4:

- абонентский ввод

- узел учета

$G_1, t_1$  - расход и температура воды, поступающей в тепловую сеть зоны котельной

$G_2, t_2$  - расход и температура воды, поступающей из тепловой сети зоны котельной

$G_3, t_3$  - расход и температура воды, поступающей на подпитку тепловой сети зоны котельной

$G_1^{ab}$  - расход сетевой воды, поступающей на магистральные абонентские вводы

$G_2^{ab}, t_2^{ab}$  - расход и температура воды, поступающей от магистральных абонентских вводов в тепловую сеть зоны котельной

$G_1^{utn}$  - расход сетевой воды, поступающей на ЦТП

$G_2^{utn}, t_2^{utn}$  - расход и температура воды, поступающей от ЦТП в магистральную тепловую сеть зоны котельной

$G_1^{gb}, t_1^{gb}$  - расход и температура воды, поступающей из ЦТП в квартальную сеть ГВС

$G_2^{gb}, t_2^{gb}$  - расход и температура воды, поступающей от квартальных абонентских вводов ГВС в квартальную тепловую сеть

$G_1^{ob}, t_1^{ob}$  - расход и температура воды, поступающей из ЦТП в квартальную сеть ОВ

$G_2^{ob}, t_2^{ob}$  - расход и температура воды, поступающей от квартальных абонентских вводов ОВ в квартальную тепловую сеть

$D_1^{ab}, P_1^{ab}, t_1^{ab}$  - расход, давление и температура пара, поступающего на абонентские вводы пара

$D_2^{ab}, P_2^{ab}, t_2^{ab}$  - расход, давление и температура конденсата, поступающего от абонентских вводов пара в паровую тепловую сеть зоны котельной

$D_1, P_1, t_1$  - расход, давление и температура пара, поступающего в паровую тепловую сеть зоны котельной

$D_1, P_1, t_1$  - расход, давление и температура пара, поступающего из паровой тепловой сети зоны котельной

$D_3$  - расход воды, поступающей на подпитку паровой тепловой сети зоны котельной

Количество тепловой энергии, отпущенное с коллекторов котельной в тепловые сети в течение расчетного периода, определяется по формуле:

$$Q_{omn} = Q_{omn}^e + Q_{omn}^n; \quad (4.1)$$

$Q_{omn}$  - полное количество тепла, отпущенное с коллекторов котельной, Гкал

$Q_{omn}^e$  - количество тепла, отпущенное в тепловые сети с горячей водой, Гкал

$Q_{omn}^n$  - количество тепла, отпущенное в тепловые сети с паром, Гкал

Количество тепла, отпущенное с горячей водой, определяется по уравнению теплового баланса зоны:

$$Q_{omn}^e = \sum_1^n (G_1 \cdot i_1 - G_2 \cdot i_2 - G_3 \cdot i_{xb}) \cdot \tau_{omn} \cdot 10^{-3}; \quad (4.2)$$

$n$  – число зон горячей воды котельной

$G_1$  - расход воды в подающей магистрали зоны, т/ч

$i_1$  - энталпия воды в подающей магистрали зоны, ккал/кг, определяется по температуре и давлению воды в подающей магистрали зоны котельной

$G_2$  - расход воды в обратной магистрали зоны котельной, т/ч

$i_2$  - энталпия воды в обратной магистрали зоны, ккал/кг, определяется по температуре и давлению воды в обратной магистрали зоны котельной

$G_3$  - расход воды, поступившей на подпитку зоны котельной, т/ч

$\tau_{omn}$  - продолжительность отпуска тепла на зону в течение расчетного периода, час

Уравнение материального баланса зоны записывается в виде:

$$G_1 = G_2 + G_3; \quad (4.3)$$

При наличии узлов учета, расход, температура и давление воды определяются по показаниям соответствующих средств измерения. При отсутствии показаний узлов учета, например, при планировании деятельности котельной, значения величин, входящих в уравнение (4.2), определяются по результатам расчета абонентских вводов, ЦТП и участков тепловых сетей зоны.

Расход воды в подающей магистрали зоны котельной:

$$G_1 = \sum G_1^{ab} + \sum G_1^{um} + \Delta G_{ym}; \quad (4.4)$$

$\Delta G_{ym}$  - утечки теплоносителя из подающего и обратного трубопровода магистральных участков зоны котельной, т/ч

Расход воды в обратной магистрали зоны котельной:

$$G_2 = \sum G_2^{ab} + \sum G_2^{um} - \Delta G_{ym2}; \quad (4.5)$$

$\Delta G_{ym2}$  - утечки теплоносителя из обратного трубопровода магистральных участков зоны котельной, т/ч

Температура воды в обратной магистрали зоны котельной:

$$t_2 = \frac{\sum G_2^{ab} \cdot t_2^{ab} + \sum G_2^{um} \cdot t_2^{um}}{\sum G_2^{ab} + \sum G_2^{um}} - \Delta t_2; \quad (4.6)$$

$\Delta t_2$  - падение температуры теплоносителя в обратном трубопроводе магистральных участков зоны котельной,  $^{\circ}\text{C}$ .

Падение температуры теплоносителя в обратном трубопроводе магистральных участков зоны котельной вычисляется по формуле:

$$\Delta t_2 = \frac{\Delta Q_{mc2}}{G_2 \cdot \bar{c}_2} \cdot 10^3; \quad (4.7)$$

$\Delta Q_{mc2}$  - теплопотери обратных трубопроводов магистральных участков тепловой сети зоны котельной, Гкал/ч

$\bar{c}_2$  - средняя теплоемкость воды в обратных трубопроводах магистральных участков тепловой сети зоны котельной, Гкал/ч

Расходы и температуры воды в точках подключения ЦТП к магистральной тепловой сети зоны котельной определяются по результатам предварительных расчетов ЦТП. Расчет

ЦТП выполняется аналогично расчету абонентских вводов, с учетом схем подключения квартальных зон ОВ и ГВ (см. раздел “Расчет абонентских вводов”).

Количество тепла, отпущеного с паром, определяется по формуле:

$$Q_{omn}^n = \sum_1^n (D_1 \cdot (i_1 - i_{x6}) - D_2 \cdot (i_2 - i_{x6})) \cdot \tau_{omn} \cdot 10^{-3}; \quad (4.8)$$

$n$  - число зон котельной

$D_1$  - количество пара, поступившего в тепловую сеть зоны пара, т/ч

$i_1$  - энталпия отпущеного пара, ккал/кг

$G_2$  - количество конденсата, поступившего из тепловой сети зоны пара, т/ч

$i_2$  - энталпия конденсата, ккал/кг

$\tau_{omn}$  - продолжительность отпуска тепла на зону в течение расчетного периода, час

При наличии узлов учета, расход, температура и давление пара определяются по показаниям соответствующих средств измерения. При отсутствии узлов учета, показатели, входящие в формулу (4.8), определяются на основании данных, заявленных в договоре между теплоснабжающей организацией и потребителями пара.

## 5. Расчет потерь тепла на собственные нужды котельной.

Процесс производства тепловой энергии сопровождается неизбежными потерями тепла, наличие которых обусловлено излучением тепловой энергии от нагретых поверхностей оборудования в окружающую среду и утечками теплоносителей. Применительно к расчету котельных, структура и величина потерь тепла на собственные нужды (в дальнейшем СН) определяется составом и характеристиками установленного тепломеханического оборудования. В таблице 5.1 приводится перечень основных потерь тепла на собственные нужды котельной.

Таблица 5.1.

Статья потерь тепла на СН	Обозначение	Источник потерь тепла
Потери с излучением тепловой энергии в окружающую среду	$\Delta Q_{ch}^{изл}$	Наружные поверхности тепломеханического оборудования, в том числе: баки различного назначения, теплообменные аппараты, деаэраторы, оборудование мазутного хозяйства, трубопроводы в пределах котельной и прочее.
Потери с отоплением и вентиляцией производственных зданий источника теплоснабжения	$\Delta Q_{ch}^{ов}$	Системы отопления и вентиляции помещений котельной и производственных зданий на балансе предприятия.
Потери с утечками теплоносителя в производственном цикле котельной	$\Delta Q_{ch}^{ут}$	Система ГВС здания котельной, непрерывная и периодическая продувка котлов, выпар деаэраторов, потери конденсата на мазутном хозяйстве, потери теплоносителя системой ХВО, потери теплоносителя при обдувке и обмывке котлов и прочее.
Потери с растопкой котлов	$\Delta Q_{раст}$	Непроизводительные потери топлива при пусках котельных агрегатов.
Неучтенные потери тепла на СН	$\Delta Q_{нУ}$	Утечки теплоносителя через неплотности арматуры и при опробовании предохранительных клапанов, утечки при продувке водоуказательных стекол и при отборе проб котловой воды, а так же прочие потери, значение которых не поддается расчету.

Задача расчета потерь тепла на собственные нужды состоит в определении перечисленных потерь за расчетный период. Величина потерь СН определяется двумя способами

**1 способ** – вычисление потерь СН по статьям

$$\Delta Q_{ch} = \Delta Q_{ch}^{изл} + \Delta Q_{ch}^{ов} + \Delta Q_{ch}^{ут} + \Delta Q_{раст} + \Delta Q_{нУ}; \quad (5.1)$$

Данный способ позволяет определить расчетную величину потерь СН и обычно применяется при планировании работы котельной на перспективный период.

**2 способ** – вычисление потерь тепла СН на основании уравнения теплового баланса

$$\Delta Q_{ch} = Q_{вып} - Q_{омн}; \quad (5.2)$$

Данный способ позволяет определить фактические потери СН и обычно используется в расчетах за отработанный период при наличии учета количества выработанного и отпущеного тепла.

### **5.1. Определение потерь тепла с излучением от наружной поверхности оборудования в окружающую среду.**

С точки зрения теории теплообмена все объекты котельной, обладающие потерями в окружающую среду, можно представить в виде многослойной (или однослоиной) стенки, излучающей поток тепловой энергии.

Количество тепловой энергии, проходящей через плоскую стенку, вычисляется по выражению:

$$\Delta Q_{окр} = k \cdot (t_{вн}^{об} - t_{окр}) \cdot F \cdot \tau \cdot 10^{-6}; \quad (5.1.1a)$$

$\Delta Q_{окр}$  - потери тепла в окружающую среду в течение расчетного периода, Гкал

$k$  - коэффициент теплопередачи, ккал/м<sup>2</sup> ч  $^0\text{C}$

$t_{вн}^{об}$  - средняя температура внутри объекта,  $^0\text{C}$

$t_{окр}$  - средняя температура окружающей среды,  $^0\text{C}$

$F$  - площадь поверхности стенки, м<sup>2</sup>

$\tau$  - продолжительность работы объекта в течение расчетного периода, час

Количество тепловой энергии, проходящей через цилиндрическую стенку, вычисляется по выражению:

$$\Delta Q_{окр} = k \cdot (t_{вн}^{об} - t_{окр}) \cdot L \cdot \pi \cdot \tau \cdot 10^{-6}; \quad (5.1.1б)$$

$k$  - коэффициент теплопередачи, ккал/м ч  $^0\text{C}$

$L$  - длина (высота) стенки, м

Коэффициент теплопередачи плоской многослойной стенки рассчитывается по выражению:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum_1^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}}; \quad (5.1.2a)$$

Коэффициент теплопередачи цилиндрической многослойной стенки рассчитывается по выражению:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot D_1} + \sum_1^n \left( \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{i+1}}{D_i} \right) + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_n}}; \quad (5.1.2б)$$

$\alpha_1$  - коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности стенки, ккал/м<sup>2</sup> ч  $^0\text{C}$  (ккал/м ч  $^0\text{C}$ )

$D$  - диаметр  $i$ -слоя цилиндрической стенки, м

$\delta_i$  - толщина  $i$ -слоя плоской стенки, м

$\lambda_i$  - коэффициент теплопроводности  $i$ -слоя стенки, ккал/м ч  $^0\text{C}$

$\alpha_2$  - коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности стенки, ккал/м<sup>2</sup> ч  $^0\text{C}$  (ккал/м ч  $^0\text{C}$ )

Как правило, значение коэффициента теплоотдачи на внутренней поверхности стенки  $\alpha_1$  весьма велико, поэтому при выполнении инженерных расчетов, с достаточной точностью, коэффициент теплопередачи через стенку может быть определен по формуле:

$$k = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}} ; \quad (5.1.3a)$$

для плоской стенки

$$k = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{i+1}}{D_i} \right) + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_n}} ; \quad (5.1.3b)$$

для цилиндрической стенки

Коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности стенки:

$$\alpha_2 = \alpha_\kappa + \alpha_\lambda ; \quad (5.1.4)$$

$\alpha_\kappa$  - коэффициент теплоотдачи конвекцией, ккал/м<sup>2</sup> ч  $^0\text{C}$

$\alpha_\lambda$  - коэффициент теплоотдачи излучением, ккал/м<sup>2</sup> ч  $^0\text{C}$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией  $\alpha_\kappa$  рассчитывается по формуле:

$$\alpha_\kappa = \frac{Nu \cdot \lambda}{L_{onp}} ; \quad (5.1.5)$$

$Nu$  - критерий Нуссельта

$\lambda$  - коэффициент теплопроводности окружающей среды (воздуха), ккал/м ч  $^0\text{C}$

$L_{onp}$  - определяющий размер объекта, м

Для объектов расположенных вне помещения критерий Нуссельта определяется по формуле теплообмена в условиях принудительной конвекции:

$$Nu = c \cdot Re^n \cdot Pr_{okp}^m ; \quad (5.1.6)$$

$Re$  - критерий Рейнольдса

$Pr_{okp}$  - критерий Прандтля воздуха при температуре окружающей среды

$c, n, m$  – постоянные коэффициенты, значение которых принимается в зависимости от формы и ориентации стенки объекта

плоская и горизонтальная цилиндрическая стенка

при  $Re \leq 4.85 \cdot 10^5$   $c=0,66; n=0,6; m=0,33$

при  $Re > 4.85 \cdot 10^5$   $c=0,037; n=0,8; m=0,43$

вертикальная цилиндрическая стенка

при  $Re \leq 10^3$   $c=0,56; n=0,5; m=0,36$

при  $Re > 10^3$   $c=0,28; n=0,6; m=0,36$

Критерий Рейнольдса вычисляется по формуле:

$$Re = \frac{W \cdot L_{onp}}{\nu} ; (5.1.7)$$

$W$  - скорость движения окружающего воздуха (скорость ветра), м/с

$\nu$  - коэффициент кинематической вязкости воздуха, м<sup>2</sup>/с

Для объектов, расположенных внутри помещения критерий Нуссельта определяется по формуле теплообмена в условиях естественной конвекции:

$$Nu = c \cdot (Gr \cdot Pr_{okp})^n \cdot \left( \frac{Pr_{okp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} ; (5.1.8)$$

$Gr$  - критерий Грасгоффа

$Pr_{cm}$  - критерий Прандтля воздуха при температуре наружной поверхности стенки

$c, n$  – постоянные коэффициенты, значение которых принимается в зависимости от формы и ориентации стенки объекта

плоская и вертикальная цилиндрическая стенка

при  $Gr \cdot Pr_{okp} < 5 \cdot 10^2$   $c=1,18; n=0,125$

при  $5 \cdot 10^2 < Gr \cdot Pr_{okp} < 2 \cdot 10^7$   $c=0,54; n=0,25$

при  $Gr \cdot Pr_{okp} > 2 \cdot 10^7$   $c=0,135; n=0,33$

горизонтальная цилиндрическая стенка

$c=0,51; n=0,25$

Критерий Грасгоффа рассчитывается по выражению:

$$Gr = g \cdot \frac{\beta \cdot \Delta t \cdot L_{onp}^3}{\nu^2} ; (5.1.9)$$

$g = 9,81$  м/с<sup>2</sup> – ускорение свободного падения

$\beta$  - коэффициент объемного расширения:

$$\beta = \frac{1}{t_{okp} + 273} ; (5.1.10)$$

$\Delta t$  - температурный напор, 0С:

$$\Delta t = t_{cm} - t_{okp} ; (5.1.11)$$

$t_{cm}$  - температура на наружной поверхности стенки объекта, 0С

Определяющий размер  $L_{onp}$  принимается в зависимости от формы и ориентации стенки объекта с учетом условий теплообмена.

Форма и ориентация стенки	Условия теплообмена	Определяющий размер
Цилиндрическая горизонтальная стенка	естественная конвекция	диаметр
	принудительная конвекция	диаметр
Цилиндрическая вертикальная стенка	естественная конвекция	высота
	принудительная конвекция	диаметр
Плоская горизонтальная стенка	естественная конвекция	ширина
	принудительная конвекция	длина
Плоская вертикальная стенка	естественная конвекция	высота
	принудительная конвекция	длина

Коэффициент теплоотдачи излучением  $\alpha_{\text{л}}$  рассчитывается по формуле

$$\alpha_{\text{л}} = C_n \frac{\left( \frac{t_{cm} + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{t_{окр} + 273}{100} \right)^4}{t_{cm} - t_{окр}}; \quad (5.1.12)$$

$C_n$  - коэффициент излучения наружной поверхности стенки, ккал/м<sup>2</sup> ч 0°C

Формулы (5.1.2 ÷ 5.1.12) применяются для расчета тепловых потерь объектов, расположенных в помещении и на открытом воздухе. Для объектов расположенных под землей коэффициент теплопередачи  $k$  в формуле (5.1.1) принимается равным **0,314** ккал/м<sup>2</sup> ч 0°C.

Потери тепла в окружающую среду по формуляции приказа Минэнерго №323 от 30.12.08 вычисляются по выражению:

$$\Delta Q_{окр} = q_h \cdot F \cdot \frac{t_{вн}^{об} - t_{окр}}{t_{вн}^{об} - 5}; \quad (5.1.13)$$

$q_h$  - норма плотности теплового потока, ккал/м<sup>2</sup> ч

Норма плотности теплового потока принимается по справочным таблицам СНиП в зависимости от года ввода объекта в эксплуатацию.

## 5.2. Расчет потерь тепла на отопление, вентиляцию и ГВС производственных зданий.

5.2.1. Потери тепла на отопление и вентиляцию помещений котельной и производственных зданий, находящихся на балансе теплоснабжающего предприятия рассчитываются по формулам (1.1.2), (1.1.3), (1.3.2) и (1.3.3).

Расчет потерь тепла на отопление здания котельной по формуляции приказа Минэнерго №323 от 30.12.08 выполняется раздельно для производственных и бытовых помещений с учетом тепловыделений от нагретых поверхностей тепломеханического оборудования и тепла, поступившего на вентиляцию здания котельной.

5.2.2. Потери тепла с горячей водой, используемой на хозяйствственно-бытовые нужды персонала котельных, рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{гвс} = \Delta G_{гвс} \cdot (i_{гв} - i_{хв}) \cdot 10^{-3}; \quad (5.2.1)$$

$\Delta G_{гвс}$  - количество горячей воды, поступающей на хозяйствственно бытовые нужды персонала производственных зданий, т

$$\Delta G_{гвс} = (m_{nepc} \cdot a_{nepc} + m_{dyuu} \cdot a_{dyuu}) \cdot \rho_{гв} \cdot \frac{\tau}{\tau_{ком}} \cdot 10^{-3}; \quad (5.2.2)$$

$m_{nepc}$  - численность персонала котельной, чел

$a_{nepc}$  - норма расхода горячей воды на одного работающего в сутки, м<sup>3</sup>

$m_{dyuu}$  - число душевых сеток, установленных в помещении, шт

$a_{dyuu}$  - норма расхода горячей воды на одну душевую сетку в сутки, м<sup>3</sup>

$\rho_{\text{вс}}$  - плотность горячей воды, кг/м<sup>3</sup>

$\tau$  - продолжительность расчетного периода, час

$\tau_{\text{ком}}$  - продолжительность работы котельной в течение суток, час

### 5.3. Определение потерь тепла с непрерывной продувкой паровых котлов.

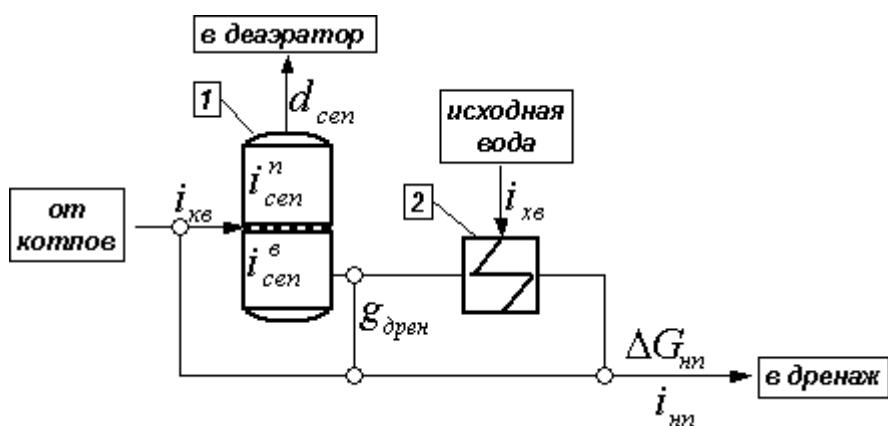
Потери тепла с непрерывной продувкой паровых котлов определяются по формуле:

$$\Delta Q_{\text{нн}} = \Delta G_{\text{нн}} \cdot (i_{\text{нн}} - i_{\text{хв}}) \cdot 10^{-3}; \quad (5.3.1)$$

$\Delta G_{\text{нн}}$  - расход продувочной воды, сбрасываемой в дренаж за расчетный период, т

$i_{\text{нн}}$  - энталпия продувочной воды, сбрасываемой в дренаж, ккал/кг

Схема отвода продувочной воды представлена на рисунке



Обозначения, принятые на схеме

1 – сепаратор непрерывной продувки

2 – теплообменник непрерывной продувки

$i_{\text{хв}}$  - энталпия котловой воды, ккал/кг

$i_{\text{cen}}^n$  - энталпия насыщенного пара при давлении в сепараторе, ккал/кг

$i_{\text{cen}}^e$  - энталпия воды на линии насыщения при давлении в сепараторе, ккал/кг

$d_{\text{cen}}$  - удельный расход отсепарированного пара, кг/кг

$g_{\text{дрен}}$  - процент сброса отсепарированной продувочной воды в дренаж помимо

теплообменника, по отношению к полному расходу отсепарированной воды, %.

При наличии сепаратора непрерывной продувки удельный расход отсепарированного пара вычисляется по формуле:

$$d_{\text{cen}} = \frac{i_{\text{хв}} - i_{\text{cen}}^e}{i_{\text{cen}}^n - i_{\text{cen}}^e}; \quad (5.3.2)$$

Расход продувочной воды, сбрасываемой в дренаж за расчетный период:

$$\Delta G_{\text{нн}} = (1 - d_{\text{cen}}) \cdot \sum_1^n D_i \frac{P_{\text{нн}}}{100} \cdot \tau_i; \quad (5.3.3)$$

$D_i$  - паропроизводительность  $i$ -котла за расчетный период, т/ч

$P_{hn}$  - процент непрерывной продувки  $i$ -котла, %

$\tau_i$  - продолжительность работы  $i$ -котла в течение расчетного периода, т/ч

$n$  - число паровых котлоагрегатов, находящихся в работе в течение расчетного периода Энталпия продувочной воды, сбрасываемой в дренаж, принимается в зависимости от наличия в котельной оборудования утилизации тепла непрерывной продувки

- при отсутствии сепаратора и теплообменника непрерывной продувки, энталпия воды принимается равной энталпии котловой воды
- при отсутствии теплообменника непрерывной продувки, энталпия воды принимается равной энталпии воды на линии насыщения при давлении в сепараторе
- при наличии теплообменника непрерывной продувки, энталпия воды принимается равной энталпии продувочной воды после теплообменника непрерывной продувки

При отсутствии сведений о работе паровых котлов в течение расчетного периода их паропроизводительность вычисляется по выражению:

$$D_{nk} = \frac{Q_{vyp}^{nk}}{i_n - i_{n\sigma}} \cdot 10^3 ; (5.3.4)$$

$Q_{vyp}^{nk}$  - выработка тепла паровой частью котельной, Гкал

$i_n$  - энталпия пара, вырабатываемого котлами ккал/кг

$i_{n\sigma}$  - энталпия питательной воды, ккал/кг

Энталпия пара и питательной воды, а так же процент непрерывной продувки принимаются равными соответствующему среднему значению среди паровых котлов установленных в котельной. В этом случае расход продувочной воды рассчитываются по формуле:

$$\Delta G_{hn} = (1 - d_{cen}) \cdot D_{nk} \cdot \frac{P_{hn}}{100} ; (5.3.5)$$

При наличии дренажа продувочной воды из сепаратора, потери тепла с непрерывной продувкой рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{hn} = \Delta G_{hn} \cdot \left( \frac{g_{dren}}{100} \cdot (i_{cen}^o - i_{x\sigma}) + \left( 1 - \frac{g_{dren}}{100} \right) \cdot (i_{hn} - i_{x\sigma}) \right) \cdot 10^{-3} ; (5.3.6)$$

$g_{dren}$  - процент дренирования сепаратора непрерывной продувки, %

#### 5.4. Расчет потерь тепла с периодической продувкой паровых котлов.

Потери тепла с периодической продувкой паровых котлов определяются по формуле:

$$\Delta Q_{nn} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^N D_i \cdot \frac{K_{nn}}{100} \cdot (i_{\kappa\sigma} - i_{x\sigma}) \cdot 10^{-3} \cdot \tau_j ; (5.4.1)$$

$D_i$  - паропроизводительность  $i$ -котла, т/ч

$K_{nn}$  - нормативный процент потерь котловой воды с периодической продувкой, %,

рекомендуемое значение  $K_{nn}$  составляет 2%

$i_{\text{кв}}$  - энталпия котловой воды, ккал/кг

$\tau_j$  - продолжительность операции продувки  $i$ -котла, час

$n$  - число паровых котлоагрегатов, находящихся в работе в течение расчетного периода

$N$  - число периодических продувок  $i$ -котла в течение расчетного периода

При отсутствии сведений о работе паровых котлов в течение расчетного периода, количество периодических продувок рассчитываются по формуле:

$$N = \frac{\tau}{\tau_{mn}} ; (5.4.2)$$

$\tau_{mn}$  - продолжительность интервала между операциями продувки  $i$ -котла, час

Расход воды, поступающей в дренаж при периодической продувке:

$$\Delta G_{nn} = \frac{\Delta Q_{nn}}{i_{\text{кв}} - i_{\text{хв}}} \cdot 10^{-3} ; (5.4.3)$$

По формулировке приказа Минэнерго №323 суммарные потери тепла с непрерывной и периодической продувкой паровых котлов определяются по выражению:

$$\Delta Q_{prod}^{nk} = \sum_{i=1}^n K_{prod}^{nk} \cdot Q_i ; (5.4.4)$$

$K_{prod}^{nk}$  - коэффициент продувки  $i$ -котла, рекомендуемое значение коэффициента продувки для паровых котлов составляет 0,0101

$Q_i$  - количество тепла, выработанного  $i$ -котлом в течение расчетного периода, Гкал

### 5.5. Потери тепла с продувкой водогрейных котлов.

Потери тепла с продувкой водогрейных котлов рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{prod}^{\text{вк}} = \sum_{i=1}^n K_{prod}^{\text{вк}} \cdot Q_i ; (5.5.1)$$

$K_{prod}^{\text{вк}}$  - коэффициент продувки  $i$ -котла, рекомендуемое значение коэффициента продувки для водогрейных котлов составляет 0,003

$Q_i$  - количество тепла, выработанного  $i$ -котлом в течение расчетного периода, Гкал

Потери воды с продувкой водогрейных котлов рассчитываются по формуле:

$$\Delta G_{prod}^{\text{вк}} = \frac{\Delta Q_{prod}^{\text{вк}}}{i_{\text{вк}}^{cp} - i_{\text{хв}}} \cdot 10^3 ; (5.5.2)$$

$i_{\text{вк}}^{cp}$  - энталпия при средней температуре воды в котле, ккал/кг

### 5.6. Расчет потерь тепла с обдуvkой поверхностей нагрева паровых котлов паром.

Потери тепла с обдувкой поверхностей нагрева паровых котлов определяются по формуле:

$$\Delta Q_{o\delta\delta} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^N \Delta D_{o\delta\delta} \cdot (i_{o\delta\delta} - i_{x\delta}) \cdot \tau_j \cdot 10^{-3}; \quad (5.6.1)$$

$\Delta D_{o\delta\delta}$  - расход пара на одну обдувку  $i$ -котла, т/ч

$i_{o\delta\delta}$  - энталпия пара, поступающего на обдувочный аппарат  $i$ -котла, ккал/кг

$\tau_j$  - продолжительность операции обдувки  $i$ -котла, час

$n$  - число паровых котлоагрегатов, подвергнутых обдувке в течение расчетного периода

$N$  - число обдувок  $i$ -котла в течение расчетного периода

Расход пара на одну обдувку определяется по выражению:

$$\Delta D_{o\delta\delta} = \sum_1^n c \cdot \mu \cdot d_i^2 \cdot \sqrt{\frac{P}{v}} \cdot \frac{10^{-3}}{3600}; \quad (5.6.2)$$

$c$  - постоянный коэффициент, значение которого принимается

**C=493** – для насыщенного пара

**C=519** – для перегретого пара

$\mu$  - коэффициент истечения, значение которого принимается равным **0,95**

$d_i$  - диаметр  $i$ -сопла обдувочного аппарата, м

$n$  - число сопел обдувочного аппарата

$P$  - давление пара перед обдувочным аппаратом, МПа

$v$  - удельный объем пара перед обдувочным аппаратом, м<sup>3</sup>/кг

При отсутствии сведений о числе обдувок поверхностей нагрева их количество в течение расчетного периода определяется по выражению:

$$N_{o\delta\delta} = \frac{\tau}{\tau_{m\_o\delta\delta}}; \quad (5.6.3)$$

$\tau_{m\_o\delta\delta}$  - продолжительность интервала между операциями обдувки, час

По формуляции приказа Минэнерго №323 потери тепла с обдувкой паровых котлов определяются по выражению:

$$\Delta Q_{o\delta\delta} = K_{o\delta\delta} \cdot \sum_{i=1}^n D_i \cdot (i_n - i_{n\delta}) \cdot \tau \cdot 10^{-3}; \quad (5.6.4)$$

$K_{o\delta\delta}$  - коэффициент обдувки, рекомендуемое значение которого составляет 0,002 при сжигании твердого топлива и 0,003 при сжигании мазута.

## 5.7. Расчет потерь тепла с обмывкой поверхностей нагрева водогрейных котлов водой.

Потери тепла с обмывкой поверхностей нагрева водогрейных котлов водой рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{o\delta m} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^N \Delta G_{o\delta m} \cdot (i_{o\delta m} - i_{x\delta}) \cdot \tau_j \cdot 10^{-3}; \quad (5.7.1)$$

$\Delta G_{обм}$  - расход воды на одну обмывку  $i$ -котла, т/ч

$i_{обм}$  - энталпия воды, поступающей не обмывочный аппарат  $i$ -котла, ккал/кг

$\tau_j$  - продолжительность операции обмывки  $i$ -котла, час

$n$  - число водогрейных котлоагрегатов, подвергнутых обмывке в течение расчетного периода

$N$  - число обмывок  $i$ -котла в течение расчетного периода

Расход воды на одну обмывку определяется по выражению:

$$\Delta G_{обм} = \sum_1^n c \cdot \mu \cdot d_i^2 \cdot \sqrt{\frac{P}{v}} \cdot \frac{10^{-3}}{3600}; \quad (5.7.2)$$

$c$  - постоянный коэффициент, значение которого принимается равным 1110

$\mu$  - коэффициент истечения, значение которого принимается равным 0,95

$d_i$  - диаметр  $i$ -сопла обмывочного аппарата, м

$n$  - число сопел обмывочного аппарата

$P$  - давление воды перед обмывочным аппаратом, МПа

$v$  - удельный объем воды перед обмывочным аппаратом, м<sup>3</sup>/кг

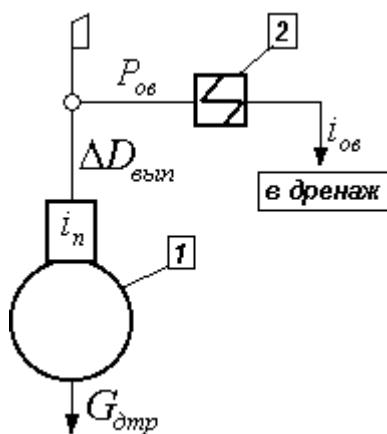
При отсутствии сведений о числе обмывок поверхностей нагрева их количество в течение расчетного периода определяется по выражению:

$$N_{обм} = \frac{\tau}{\tau_{м\_обм}}; \quad (5.7.3)$$

$\tau_{м\_обм}$  - продолжительность интервала между операциями обмывки, час

## 5.8. Расчет потерь тепла с выпаром из деаэраторов.

Схема отвода выпара из деаэратора представлена на рисунке



Обозначения, принятые на схеме

1 – деаэратор

2 – охладитель выпара

$i_n$  - энталпия пара в деаэраторе, ккал/кг

$G_{дтп}$  - производительность деаэратора по воде, т

$\Delta D_{вып}$  - расход выпара, т

$P_{об}$  - процент подачи пара на охладитель выпара по отношению к общему расходу выпара, %

$i_{об}$  - энталпия конденсата выпара на выходе из охладителя выпара, ккал/кг

Потери тепла с выпаром из деаэраторов определяются по формуле:

$$\Delta Q_{вып} = \sum_1^n \Delta D_{вып} \left[ \left( 1 - \frac{P_{вып}}{100} \right) (i_n - i_{x\theta}) + \left( \frac{P_{вып}}{100} \right) (i_{об} - i_{x\theta}) \right] \cdot 10^{-3}; \quad (5.8.1)$$

$n$  - число деаэраторов, находящихся в работе в течение расчетного периода

Расход выпара определяется по формуле:

$$\Delta D_{вып} = G_{дmp} \cdot d_{вып}; \quad (5.8.2)$$

$d_{вып}$  - удельный расход выпара на 1т деаэрированной воды, кг/т

При отсутствии сведений о количестве и производительности деаэраторов, находившихся в работе в течение расчетного периода, расход деаэрированной воды определяется по выражению:

$$G_{дmp} = G_{n\theta} + G_{подп}; \quad (5.8.3)$$

$G_{n\theta}$  - расход питательной воды за период, т

$G_{подп}$  - расход подпиточной воды за период, т

По формуляции приказа Минэнерго №323 потери тепла с выпаром из деаэраторов определяются по выражению:

$$\Delta Q_{вып} = 0,004 \cdot G_{дmp} \cdot (i_{вып} - i_{x\theta}) \cdot \tau \cdot 10^{-3}; \quad (5.8.4)$$

### 5.9. Расчет потерь тепла на мазутном хозяйстве.

Потери тепла на мазутном хозяйстве обусловлены излучением в окружающую среду от наружных поверхностей оборудования и наличием утечек теплоносителя.

Расчет потерь тепла в окружающую среду от нагретых поверхностей мазутных емкостей, подогревателей, мазутопроводов и другого оборудования рассмотрен в разделе 5.1 настоящего руководства.

Потери тепла с конденсатом греющего пара, подаваемого на мазутное хозяйство котельной, определяются по формуле:

$$\Delta Q_{мx}^k = \Delta Q_{me}^k + \Delta Q_{m\theta}^k + \Delta Q_{слив} + \Delta Q_{эсм}; \quad (5.9.1)$$

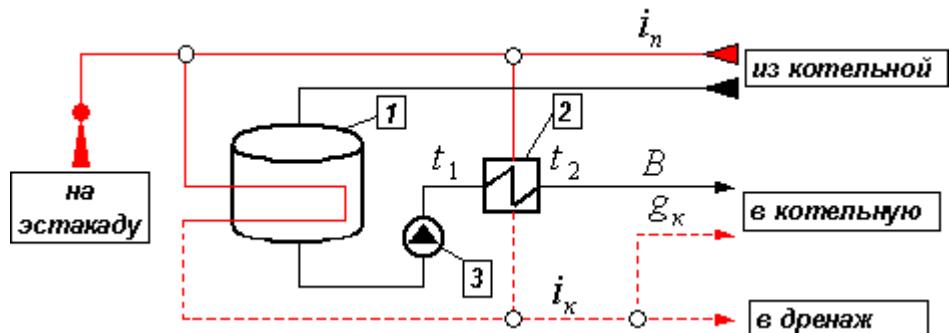
$\Delta Q_{me}^k$  - 'потери тепла с конденсатом греющего пара, поступающего на емкости хранения мазута за расчетный период, Гкал

$\Delta Q_{m\theta}^k$  - 'потери тепла с конденсатом греющего пара, поступающего на подогреватели мазута за расчетный период, Гкал

$\Delta Q_{слив}$  - 'потери тепла с греющим паром, затраченным на разогрев мазута в железнодорожных цистернах при сливе, Гкал

$\Delta Q_{\text{эмт}}$  - 'потери тепла с греющим паром, поступившем на поддержание сливной эстакады в горячем резерве за расчетный период, Гкал

Схема мазутного хозяйства представлена на рисунке



Обозначения, принятые на схеме

1 – емкость хранения мазута

2 – подогреватель мазута

3 – насос подачи мазута в котельную

$i_n$  - энталпия пара поступающего на мазутное хозяйство, ккал/кг

$t_1$  - температура в емкости хранения мазута,  $^{\circ}\text{C}$

$t_2$  - температура подогрева мазута,  $^{\circ}\text{C}$

$B$  - количество мазута подаваемого в котельную, т

$g_k$  - процент возврата конденсата от мазутного хозяйства по отношению к расходу греющего пара, %

$i_k$  - энталпия конденсата греющего пара поступившего на мазутное хозяйство, ккал/кг

Доля потерь конденсата греющего пара, поступающего на мазутное хозяйство, вычисляется по формуле:

$$\Delta g_k = 1 - \frac{g_k}{100}$$

Количество пара, поступающего на обогрев емкостей хранения мазута в течение расчетного периода, т:

$$D_{me} = \frac{\Delta Q_{me}}{i_n - i_k} \cdot 10^{-3}; \quad (5.9.2)$$

$\Delta Q_{me}$  - потери емкостей хранения мазута в окружающую среду в течение расчетного периода, Гкал

Потери тепла с конденсатом греющего пара, поступающего на емкости хранения мазута за расчетный период, определяются по формуле:

$$\Delta Q_{me}^k = D_{me} \cdot (i_k - i_{x8}) \cdot \Delta g_k; \quad (5.9.3)$$

$\Delta Q_{me}$  - потери емкостей хранения мазута в окружающую среду в течение расчетного периода, Гкал

Потери конденсата пара, подаваемого на обогрев емкостей хранения мазута, т:

$$\Delta G_{\text{мк}}^{\text{ме}} = D_{\text{ме}} \cdot \Delta g_k ; (5.9.4)$$

Количество пара, поступающего на подогреватели мазута в течение расчетного периода, т:

$$D_{\text{мн}} = \frac{\Delta Q_{\text{мн}} \cdot 10^{-3} + B \cdot c \cdot (t_2 - t_1)}{i_n - i_k} ; (5.9.5)$$

$\Delta Q_{\text{мн}}$  - 'потери подогревателей мазута в окружающую среду в течение расчетного периода, Гкал

$c$  - 'теплоемкость мазута, ккал/кг  ${}^0\text{C}$

$$c = 0,414 + 0,0006 \cdot \frac{t_1 + t_2}{2} ; (5.9.6)$$

Потери тепла с конденсатом греющего пара, поступающего на подогреватели мазута за расчетный период, определяются по формуле:

$$\Delta Q_{\text{мн}}^k = D_{\text{мн}} \cdot (i_k - i_{x\theta}) \cdot \Delta g_k ; (5.9.7)$$

Потери конденсата пара, подаваемого на подогреватели мазута, т:

$$\Delta G_{\text{мк}}^{\text{мн}} = D_{\text{мн}} \cdot \Delta g_k ; (5.9.8)$$

Потери тепла с греющим паром, затраченным на разогрев мазута в железнодорожных цистернах при сливе, Гкал:

$$\Delta Q_{\text{слив}} = q_{\text{сл}} \cdot B_{\text{сл}} ; (5.9.9)$$

$q_{\text{сл}}$  - удельный расход тепла на слияние 1т мазута, Гкал/т

$B_{\text{сл}}$  - количество мазута, слитого за расчетный период, т

Удельный расход тепла на разогрев 1т мазута при сливе из железнодорожных цистерн определяются по графику в зависимости от температуры воздуха



Удельный расход тепла, приведенный на графике, соответствует следующим условиям слива

- мазут марки М-100
- мазут доставляется в железнодорожных цистернах, не имеющих устройств для обогрева
- слияние и разогрев мазута производятся одновременно

Количество пара, поступающего на разогрев мазута в железнодорожных цистернах при сливе, т:

$$D_{слив} = \frac{\Delta Q_{слив}}{i_n - i_{cl}} \cdot 10^{-3}; \quad (5.9.10)$$

$i_{cl}$  - энталпия конденсата пара, подаваемого на разогрев мазута в процессе слива, определяется при температуре воды равной температуре подогрева мазута в железнодорожной цистерне, ккал/кг.

Потери конденсата греющего пара, поступающего на мазутное хозяйство за расчетный период, т:

$$\Delta G_{mx} = \Delta G_{mx}^{me} + \Delta G_{mx}^{mn} + D_{слив}; \quad (5.9.11)$$

По формуляции приказа Минэнерго №323 потери тепла на мазутном хозяйстве рассчитываются по уравнению:

$$\Delta Q_{mx} = \Delta Q_{слm} + \Delta Q_{xpm} + \Delta Q_{mm} + \Delta Q_{nm} + \Delta Q_{pm}; \quad (5.9.12)$$

$\Delta Q_{слm}$  - потери тепла при сливе мазута, Гкал

$\Delta Q_{xpm}$  - потери тепла при хранении мазута в резервуарах, Гкал

$\Delta Q_{mm}$  - потери тепла на обогрев мазутопроводов, Гкал

$\Delta Q_{nm}$  - потери тепла при подогреве мазута в расходных емкостях и подогревателях, Гкал

$\Delta Q_{pm}$  - потери тепла при паровом распыле мазута в форсунках, Гкал

Методика расчета потерь тепла по формуле (5.9.12) изложена в инструкции к приказу Минэнерго №323 и в настоящем руководстве не приводится.

### 5.10. Расчет потерь тепла на нужды ХВО.

Потери тепла на нужды ХВО имеют место в условиях применения подогретой воды при регенерации фильтров системы водоподготовки. Потери тепла на нужды ХВО рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{xeo} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^N G_{pez} \cdot (i_{pez} - i_{xe}) \cdot \tau_{pez} \cdot 10^{-3}; \quad (5.10.1)$$

$G_{pez}$  - количество воды на одну процедуру регенерации  $i$ -фильтра, т

$i_{pez}$  - энталпия подогретой воды, поступающей на регенерацию, ккал/кг

$\tau_{pez}$  - продолжительность одной процедуры регенерации, час

$n$  - число фильтров, подвергнутых регенерации в течение расчетного периода

$N$  - количество регенераций  $i$ -фильтра в течение расчетного периода

При отсутствии сведений о регенерациях их количество в течение расчетного периода определяется по выражению:

$$N_{pez} = n_{pez} \cdot n_{cym}; \quad (5.10.2)$$

$n_{pez}$  - число регенераций фильтров в сутки

$n_{cym}$  - число суток в расчетном периоде

$$n_{per} = \frac{24n_\phi}{\tau_{per} + \tau_{m\_per}} ; (5.10.3)$$

$n_\phi$  - число фильтров, находящихся в работе за сутки расчетного периода

$\tau_{m\_per}$  - продолжительность интервала между операциями регенерации, час

$$\tau_{m\_per} = \frac{f \cdot h \cdot n_\phi \cdot E}{G_{xbo} \cdot c} \cdot \tau_{kom} ; (5.10.4)$$

$f$  - площадь стандартного фильтра, м<sup>2</sup>

$h$  - высота слоя ионита стандартного фильтра, м

$E$  - обменная способность ионита, г-экв/м<sup>3</sup>

$G_{xbo}$  - производительность системы XBO за расчетный период, м<sup>3</sup>

$c$  - концентрация примесей в исходной воде, г-экв/м<sup>3</sup>

Производительность системы XBO определяется по формуле:

$$G_{xbo} = \sum_{i=1}^n G_i^{cm} ; (5.10.5)$$

$n$  - число ступеней системы XBO

$G_i^{cm}$  - производительность  $i$ -ступени XBO, м<sup>3</sup>

Производительность ступени XBO определяется в зависимости от ее назначения

- производительность ступени, осуществляющей подготовку подпиточной и питательной воды равна сумме расходов подпиточной и питательной воды
- производительность ступени, осуществляющей подготовку подпиточной воды равна расходу подпиточной воды
- производительность ступени, осуществляющей подготовку питательной воды равна расходу питательной воды

Число фильтров, находящихся в работе за сутки расчетного периода:

$$n_\phi = \frac{G_{xbo}}{W_\phi \cdot f \cdot \tau_{kom}} ; (5.10.6)$$

$W_\phi$  - скорость фильтрования, м/ч

Количество воды, затраченной на процедуры регенерации в течение расчетного периода:

$$\Delta G_{per} = G_{per} \cdot N_{per} ; (5.10.7)$$

Методика расчета потерь воды и тепла системой XBO подробно изложена в приложении IV настоящего руководства.

По формуляции приказа Минэнерго №323 потери тепла на технологические нужды системы XBO рассчитываются по уравнению:

$$\Delta Q_{xbo} = K_{xbo} \cdot K_{e3} \cdot G_{xbo} \cdot (i_{nc} - i_{xbo}) \cdot \tau \cdot 10^{-3} ; (5.10.8)$$

$K_{xbo}$  - удельный расход воды на собственные нужды системы ХВО, принимается в зависимости от общей жесткости воды

$K_{\varepsilon_3}$  - поправочный коэффициент, принимается равным 1 при наличии бака взрыхления и 1,2 при отсутствии бака взрыхления

$G_{xbo}$  - средний за расчетный период расход воды на ХВО, т/ч

$i_{nc}$  - энталпия воды при температуре после подогревателя сырой воды, ккал/кг

Методика расчета потерь тепла по формуле (5.10.8) изложена в инструкции к приказу Минэнерго №323 и в настоящем руководстве не приводится.

### 5.11. Расчет потерь тепла при растопке котлов.

Потери тепла при растопке паровых котлов обусловлены непроизводительным расходом топлива во время растопки до момента включения котла в производственный цикл. Потери тепла при растопке водогрейных котлов обусловлены непроизводительными потерями тепла на разогрев обмуровки котла в начальный момент времени после растопки.

Потери тепла на растопку одного котла в течение расчетного периода определяются по формуле:

$$\Delta Q_{\text{раст}}^k = \sum_{\text{ка}}^N Q_{\text{ка}} \cdot K_{\text{гор\_раст}} + \sum_{\text{ка}}^N Q_{\text{ка}} \cdot K_{\text{хол\_раст}} ; (5.11.1)$$

$Q_{\text{ка}}$  - средняя в течение расчетного периода теплопроизводительность котла, Гкал/ч

$K_{\text{гор\_раст}}$  – коэффициент потерь тепла при растопке котла из “горячего” состояния, то есть при простое менее 12 часов

$K_{\text{хол\_раст}}$  – коэффициент потерь тепла при растопке котла из “холодного” состояния, то есть при простое более 12 часов

$N$  – число растопок котла за расчетный период

Рекомендуемые значения коэффициента потерь тепла на растопку котлов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2.

Вид растопки котла	Сезон теплоснабжения	Коэффициент потерь тепла при растопке котла
Растопка котла из “горячего” состояния	отопительный	0,30
	межотопительный	0,20
Растопка котла из “холодного” состояния	отопительный	0,65
	межотопительный	0,45

### 5.12. Расчет неучтенных потерь тепла.

Неучтенные потери тепла на собственные нужды котельной определяются по формуле:

$$\Delta Q_{\text{нущ}} = \frac{q_{\text{нущ}}}{100} \cdot Q_{\text{выр}} ; (5.12.1)$$

$Q_{\text{выр}}$  - количество тепла, выработанного котельной за расчетный период, Гкал

$Q_{ny}$  - процент неучтенных потерь тепла котельной, %. Значение процента неучтенных потерь тепла принимается по результатам испытаний. При отсутствии результатов испытаний величину  $Q_{ny}$  допускается принимать:

0,1% - для водогрейных котельных

0,2% - для паровых котельных

### 5.13. Расчет потерь тепла на собственные нужды при нормировании деятельности котельной на перспективный период по методике Госстроя от 12.08.03..

При нормировании деятельности котельной на перспективный период по методике Госстроя от 12.08.03 значения потерь тепла на собственные нужды котельной рекомендуется принимать, руководствуясь таблицей 5.3.

Таблица 5.3. Нормативная доля расхода теплоты на собственные нужды котельной.

Составляющие затрат тепловой энергии на собственные нужды	Гаообразное топливо	Твердое топливо		Жидкое топливо	
		Шахтно-мельничные топки			
		Каменные угли	Бурые угли, АРШ		
Продувка паровых котлов производительностью до 10 т/ч	0,13%			0,13%	0,13%
Продувка паровых котлов производительностью более 10 т/ч	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Растопка	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Обдувка		0,30%	0,30%	0,36%	0,32%
Дутье под решетку				2,50%	
Мазутное хозяйство					1,60%
Паровой распыл мазута					4,50%
Эжектор дробеочистки			0,11%		0,17%
Подогрев воздуха в калориферах			1,30%		1,20%
Технологические нужды ХВО, деаэрации, отопление и хозяйствственные нужды котельной, потери с излучением теплоты паропроводов, насосов, баков и т.п.; утечки испарения при опробовании и выявлении неисправностей в оборудовании и	2,20%	2,00%	1,80%	2,00%	1,70%

неучтенные потери					
Нормативная доля расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной	2,32 – 2,39%	2,42%	2,33 – 3,63%	2,65 – 4,92%	3,51 – 9,68%

## **6. Расчет количества тепла, выработанного котельными агрегатами.**

Количество выработанной тепловой энергии определяется, как сумма количества тепла, выработанного паровыми и водогрейными котлами:

$$Q_{выр} = Q_{выр}^{нк} + Q_{выр}^{вк}; \quad (6.1)$$

$Q_{выр}^{нк}$  - количество тепла, выработанное паровыми котлами котельной, Гкал

$Q_{выр}^{вк}$  - количество тепла, выработанное водогрейными котлами котельной, Гкал

Расчет количества тепловой энергии, выработанной паровыми и водогрейными котлами, выполняется следующими способами

**Способ 1** – по показаниям индивидуальных узлов учета теплоносителя паровых и водогрейных котлов, данный способ используется в расчетах за отработанный период при организации учета на базе котловых средств измерения расходов пара или воды.

**Способ 2** – по показаниям средств измерения расхода топлива; данный способ используется в расчетах за отработанный период при организации учета на базе средств измерения расхода топлива.

**Способ 3** – по уравнению теплового баланса котельной; данный способ используется при планировании деятельности на перспективный период, а так же при отсутствии индивидуальных узлов учета топлива и теплоносителя.

Практические методы определения выработанного тепла в расчетах за отработанный период могут являться комбинацией указанных способов, в зависимости от объема располагаемых исходных данных.

### **6.1. Расчет количества выработанного тепла по показаниям индивидуальных узлов учета теплоносителя котлов.**

Количество тепловой энергии выработанной паровыми котлами в течение расчетного периода:

$$Q_{выр}^{нк} = \sum^n D_i \cdot (i_n - i_{n\theta}) \cdot 10^{-3}; \quad (6.1.1)$$

$D_i$  - паропроизводительность  $i$ -котлоагрегата в течение расчетного периода, т

$i_n$  - энтальпия пара, выработанного  $i$ -котлоагрегатом, ккал/кг

$i_{n\theta}$  - энтальпия питательной воды  $i$ -котлоагрегата, ккал/кг

Количество тепловой энергии выработанной водогрейными котлами в течение расчетного периода:

$$Q_{выр}^{вк} = \sum^n G_i \cdot (i_2^{вк} - i_1^{вк}) \cdot 10^{-3}; \quad (6.1.2)$$

$G_i$  - расход воды через  $i$ -котлоагрегат в течение расчетного периода, т

$i_1^{вк}$  - энтальпия воды на входе в  $i$ -котлоагрегат, ккал/кг

$i_2^{вк}$  - энтальпия воды на выходе из  $i$ -котлоагрегата, ккал/кг

### **6.2. Определение количества выработанной тепловой энергии по показаниям средств учета топлива.**

Количество тепла, выработанного паровыми котлами за расчетный период:

$$Q_{выр}^{nk} = \sum_i \sum_j B_{ij} \cdot Q_{hj}^p \cdot \eta_{ij} \cdot 10^{-8}; \quad (6.2.1)$$

$B_{ij}$  - количество топлива вида  $j$ , поступившего на  $i$ -котел в течение расчетного периода, кг(м<sup>3</sup>)

$Q_{hj}^p$  - низшая теплота сгорания топлива вида  $j$  в течение расчетного периода, ккал/кг(м<sup>3</sup>)

$\eta_{ij}$  - КПД  $i$ -котла, работающего на топливе вида  $j$ , %, значение КПД определяется по режимной карте котла, а при отсутствии режимной карты – по справочнику.

Количество тепла, выработанного водогрейными котлами, рассчитывается аналогично.

### 6.3. Определение количества выработанной тепловой энергии с помощью уравнения теплового баланса котельной.

Уравнение теплового баланса котельной в контексте задачи расчета количества выработанной тепловой энергии представляется в виде:

$$Q_{выр} = Q_{омн} + \Delta Q_{ch}; \quad (6.3.1)$$

При наличии в котельной паровых и водогрейных котлов уравнение (6.3.1) записывается в виде:

$$Q_{выр} = (Q_{омн}^{nk} + \Delta Q_{ch}^{nk}) + (Q_{омн}^{\varepsilon k} + \Delta Q_{ch}^{\varepsilon k}); \quad (6.3.2)$$

$Q_{омн}^{nk}$  - количество тепловой энергии, отпущенное с коллекторов котельной за счет выработки паровых котлов, Гкал

$\Delta Q_{ch}^{nk}$  - потери тепла на СН котельной, восполняемые за счет выработки паровых котлов, Гкал

$Q_{омн}^{\varepsilon k}$  - количество тепловой энергии, отпущенное с коллекторов котельной за счет выработки водогрейных котлов, Гкал

$\Delta Q_{ch}^{\varepsilon k}$  - потери тепла на СН котельной, восполняемые за счет выработки водогрейных котлов, Гкал

Количество тепловой энергии, отпущенное за счет выработки паровых котлов, определяется по выражению:

$$Q_{омн}^{nk} = G_3 \cdot (i_3 - i_{x6}) \cdot 10^{-3} + Q_{омн}^n; \quad (6.3.3)$$

$G_3$  - расход воды, поступающей на подпитку водяных тепловых сетей, т

$i_3$  - энталпия воды, поступающей на подпитку водяных тепловых сетей, ккал/кг

$i_{x6}$  - энталпия холодной воды, ккал/кг

$Q_{омн}^n$  - количество тепла, отпущенное из котельной с паром, Гкал

Количество тепловой энергии, отпущенное за счет выработки водогрейных котлов, определяется по выражению:

$$Q_{омн}^{\varepsilon k} = G_1 \cdot (i_1 - i_1^{\varepsilon k}) \cdot 10^{-3}; \quad (6.3.4)$$

$G_1$  - расход воды, поступающей в подающий трубопровод водяных тепловых сетей, т

$i_1$  - энталпия воды, поступающей в подающий трубопровод водяных тепловых сетей, ккал/кг

$i_1^{вк}$  - энталпия воды, поступающей на водогрейные котлы, ккал/кг

Энталпия  $i_1^{вк}$  определяется по температуре воды, поступающей на водогрейные котлы, значение которой вычисляется по формуле:

$$t_1^{вк} = \frac{G_2 \cdot t_2 + G_3 \cdot t_3}{G_1}; \quad (6.3.5)$$

$G_2$  - расход воды, поступающей из обратного трубопровода водяных тепловых сетей, т

$t_2$  - температура воды, поступающей из обратного трубопровода водяных тепловых сетей,  $^{\circ}\text{C}$

$t_3$  - температура воды, поступающей на подпитку водяных тепловых сетей,  $^{\circ}\text{C}$

К потерям тепла на СН котельной, восполняемым за счет выработки паровых котлов

$\Delta Q_{ch}^{nk}$  относятся

- потери тепла с горячей водой на хозяйствственно-бытовые нужды персонала котельной
- потери тепла с непрерывной и периодической продувкой паровых котлов
- потери тепла с обдуvkой поверхностей нагрева паровых котлов паром
- потери тепла с выпаром из деаэраторов
- потери тепла на мазутном хозяйстве
- потери тепла с растопкой паровых котлов
- потери тепла в системе ХВО
- потери тепла с излучением от наружной поверхности объектов, получающих тепловую энергию от паровых котлов
- часть неподдающихся учету потерь тепла, восполняемая за счет выработки паровых котлов

Часть неподдающихся учету потерь тепла, восполняемая за счет выработки паровых котлов, определяется по формуле:

$$\Delta Q_{hy}^{nk} = \Delta Q_{hy} \cdot \frac{Q_{выр}^{nk}}{Q_{выр}}; \quad (6.3.6)$$

К потерям тепла на СН котельной, восполняемым за счет выработки водогрейных котлов

$\Delta Q_{ch}^{вк}$  относятся

- потери тепла на отопление и вентиляцию здания котельной
- потери тепла с продувкой водогрейных котлов
- потери тепла с растопкой водогрейных котлов
- потери тепла с излучением от наружной поверхности объектов, получающих тепловую энергию от водогрейных котлов
- часть неподдающихся учету потерь тепла, восполняемая за счет выработки водогрейных котлов

Часть неподдающихся учету потерь тепла, восполняемая за счет выработки водогрейных котлов, определяется по формуле:

$$\Delta Q_{hy}^{\kappa} = \Delta Q_{hy} \cdot \frac{Q_{\kappa_{byp}}}{Q_{byp}}; (6.3.7)$$

## **7. Расчет количества затраченного топлива.**

Количество топлива, затраченного в котельной за расчетный период, определяется раздельно по каждому виду топлива.

Расчет количества топлива данного вида, затраченного на выработку тепловой энергии в течение расчетного периода, выполняется следующими способами:

**Способ 1** – по показаниям средств измерения расхода топлива; данный способ обычно используется в расчетах за отработанный период при условии организации учета топлива.

**Способ 2** – по уравнению теплового баланса котельной; данный способ используется при планировании деятельности на перспективный период, а так же при отсутствии средств учета топлива.

**Способ 3** – с использованием групповых и индивидуальных норм удельного расхода условного топлива, данный способ применяется при нормировании расхода топлива.

### **7.1. Определение количества топлива, затраченного за расчетный период по показаниям средств измерения.**

Количество топлива, затраченного за расчетный период, определяется как сумма расходов топлива, полученных по показаниям узлов учета:

$$B_j = \sum_i B_{ij} ; \quad (7.1.1)$$

$B_j$  - количество топлива  $j$ -вида, затраченного в течение расчетного периода, кг(м<sup>3</sup>)

$B_{ij}$  - количество топлива  $j$ -вида по результатам учета с помощью средств измерений, кг(м<sup>3</sup>)

### **7.2. Определение количества топлива, затраченного на выработку тепловой энергии с помощью уравнения теплового баланса котельной.**

Уравнение теплового баланса котельной в контексте задачи расчета количества затраченного топлива представляется в виде:

$$B_j = \frac{Q_j \cdot 10^8}{Q_{hj}^p \cdot \eta_j} ; \quad (7.2.1)$$

$Q_j$  - количество тепловой энергии, выработанной котлами на топливе  $j$ -вида в течение расчетного периода, Гкал

$Q_{hj}^p$  - низшая теплота сгорания топлива  $j$ -вида, ккал/кг(м<sup>3</sup>)

$\eta_j$  - КПД процесса выработки тепла котлами на топливе  $j$ -вида, %

Количество тепла, выработанного котлами на топливе  $j$ -вида, вычисляется по формуле:

$$Q_j = Q_j^{nk} + Q_j^{ek} ; \quad (7.2.2)$$

$Q_j^{nk}$  - количество тепла, выработанного паровыми котлами на топливе  $j$ -вида, Гкал

$Q_j^{ek}$  - количество тепла, выработанного водогрейными котлами на топливе  $j$ -вида, Гкал

Количество тепла, выработанного паровыми котлами на топливе  $j$ -вида, вычисляется по формуле:

$$Q_j^{nk} = Q_{выр}^{nk} \cdot W_j^{nk}; \quad (7.2.3)$$

$W_j^{nk}$  - удельный вес тепла, выработанного паровыми котлами на топливе  $j$ -вида в общей выработке паровых котлов на всех видах топлива

$$W_j^{nk} = \frac{\sum_i Q_{ij}^{nk\_max}}{\sum_j \sum_i Q_{ij}^{nk\_max}}; \quad (7.2.4)$$

$Q_{ij}^{nk\_max}$  - максимальная теплопроизводительность  $i$ -парового котла на топливе  $j$ -вида, Гкал/ч, значение принимается по режимной карте котла, а при отсутствии режимной карты – по справочным данным для номинальной нагрузки котла

Количество тепла, выработанного водогрейными котлами на топливе  $j$ -вида, вычисляется по формуле:

$$Q_j^{\varepsilon k} = Q_{выр}^{\varepsilon k} \cdot W_j^{\varepsilon k}; \quad (7.2.5)$$

$W_j^{\varepsilon k}$  - удельный вес выработки тепла водогрейными котлами на топливе  $j$ -вида в общем количестве тепла, выработанного водогрейными котлами в течение расчетного периода на всех видах топлива:

$$W_j^{\varepsilon k} = \frac{\sum_i Q_{ij}^{\varepsilon k\_max}}{\sum_j \sum_i Q_{ij}^{\varepsilon k\_max}}; \quad (7.2.6)$$

$Q_{ij}^{\varepsilon k\_max}$  - максимальная теплопроизводительность  $i$ -парового котла на топливе  $j$ -вида, Гкал/ч, значение принимается по режимной карте котла, а при отсутствии режимной карты – по справочным данным для номинальной нагрузки котла

КПД процесса выработки тепла котлами на топливе  $j$ -вида:

$$\eta_j = \frac{\sum_i Q_{ij}^{nk} \cdot \tau_{ij}^{nk} \cdot \eta_{ij}^{nk} + \sum_i Q_{ij}^{\varepsilon k} \cdot \tau_{ij}^{\varepsilon k} \cdot \eta_{ij}^{\varepsilon k}}{Q_j}; \quad (7.2.7)$$

$Q_{ij}^{nk}$  - теплопроизводительность  $i$ -парового котла на топливе  $j$ -вида, Гкал/ч

$\tau_{ij}^{nk}$  - продолжительность работы  $i$ -парового котла на топливе  $j$ -вида, час

$\eta_{ij}^{nk}$  - КПД  $i$ -парового котла на топливе  $j$ -вида, определяется по режимной карте для нагрузки  $Q_{ij}^{nk}$ , %

$Q_{ij}^{\varepsilon k}$  - теплопроизводительность  $i$ -водогрейного котла на топливе  $j$ -вида, Гкал/ч

$\tau_{ij}^{\varepsilon k}$  - продолжительность работы  $i$ -водогрейного котла на топливе  $j$ -вида, час

$\eta_{ij}^{\text{вк}}$  - КПД  $i$ -водогрейного котла на топливе  $j$ -вида, определяется по режимной карте для нагрузки  $Q_{ij}^{\text{вк}}$ , %

При отсутствии данных о режиме работы паровых котлов в течение расчетного периода (например, при планировании), теплопроизводительность  $i$ -парового котла на топливе  $j$ -вида определяется по формуле:

$$Q_{ij}^{nk} = \frac{Q_j^{nk}}{n_j^{nk} \cdot \tau_{ij}^{nk}} ; (7.2.8)$$

$n_j^{nk}$  - число паровых котлов, находящихся в работе на топливе  $j$ -вида в течение расчетного периода:

$$n_j^{nk} = \frac{Q_j^{nk}}{Q_j^{\max} \cdot \tau_{ij}^{nk}} ; (7.2.9)$$

$Q_j^{\max}$  - средневзвешенная максимальная теплопроизводительность паровых котлов, установленных в котельной на топливе  $j$ -вида, Гкал/ч

При отсутствии данных о режиме работы водогрейных котлов в течение расчетного периода (например, при планировании), теплопроизводительность  $i$ -водогрейного котла на топливе  $j$ -вида определяется по формуле:

$$Q_{ij}^{\text{вк}} = \frac{Q_j^{\text{вк}}}{n_j^{\text{вк}} \cdot \tau_{ij}^{\text{вк}}} ; (7.2.10)$$

$n_j^{\text{вк}}$  - число водогрейных котлов, находящихся в работе на топливе  $j$ -вида в течение расчетного периода:

$$n_j^{\text{вк}} = \frac{Q_j^{\text{вк}}}{Q_j^{\max} \cdot \tau_{ij}^{\text{вк}}} ; (7.2.11)$$

$Q_j^{\max}$  - средневзвешенная максимальная теплопроизводительность водогрейных котлов, установленных в котельной на топливе  $j$ -вида, Гкал/ч

### 7.3. Определение количества затраченного топлива с использованием групповых и индивидуальных норм расхода условного топлива.

Порядок определения количества затраченного топлива с использованием групповых и индивидуальных норм расхода топлива подробно изложен в методике Госстроя от 12.08.03 и в инструкции к приказу Минэнерго №323 от 30.12.08. В настоящем руководстве приводятся основные расчетные формулы данного способа.

Групповая норма расхода топлива на выработку тепловой энергии – значение расхода топлива на отпуск 1 Гкал тепловой энергии с коллекторов котельной при планируемых условиях производства. Индивидуальная норма – норма расхода данного расчетного вида топлива в условном исчислении на выработку 1 Гкал тепловой энергии котельным агрегатом данного типа при определенных, заранее выбранных оптимальных эксплуатационных условиях. В основу разработки индивидуальных норм положены

нормативные характеристики котлоагрегатов. Нормативная характеристика представляет собой зависимость расхода условного топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии от нагрузки (производительности) котлоагрегата при нормальных условиях его работы на данном виде топлива:

$$b_{ka}^{\delta p} = f(Q_{ka}) = \frac{142,86}{\eta_{ka}^{\delta p}} ; (7.3.1)$$

$\eta_{ka}^{\delta p}$  - изменение КПД брутто котлоагрегата во всем диапазоне его нагрузки

КПД котлоагрегата брутто определяется по результатам режимно-наладочных испытаний при сжигании топлива одного вида одинаковым способом. В случае невозможности проведения режимно-наладочных испытаний, расчет выполняется по индивидуальным нормам расхода топлива на номинальной нагрузке, приведенным в таблице I.1 приложения I.

Нормативные характеристики используются для разработки нормативных коэффициентов, учитывающих отклонение условий эксплуатации от принятых при определении индивидуальных норм:

- нормативный коэффициент  $K_1$ , учитывающий эксплуатационную нагрузку котлоагрегата
- нормативный коэффициент  $K_2$ , учитывающий работу котлоагрегата без хвостовых поверхностей нагрева
- нормативный коэффициент  $K_3$ , учитывающий использование нерасчетных видов топлива на котле данного типа
- нормативный коэффициент  $K_{ct}$ , учитывающий старение (износ) оборудования при длительной эксплуатации

Нормативный коэффициент  $K_1$  определяется по нормативной характеристике, как отношение удельного расхода условного топлива при средней производительности

котлоагрегата за расчетный период  $b_{ka}^{\delta p\_cp}$  к удельному расходу условного топлива при номинальной нагрузке  $b_{ka}^{\delta p\_nom}$  по выражению:

$$K_1 = \frac{b_{ka}^{\delta p\_cp}}{b_{ka}^{\delta p\_nom}} ; (7.3.2)$$

Нормативные значения коэффициента  $K_1$  приведены в таблице I.2 приложения I.

Нормативный коэффициент  $K_2$  определяется только для котлов паропроизводительностью до 20 т/ч при отсутствии водяных экономайзеров. Значения коэффициента  $K_2$  приведены в таблице I.3 приложения I.

Нормативный коэффициент  $K_3$  для стальных секционных и чугунных котлов типа НР-18, НИИСТУ-5, Минск-1, Универсал, Тула-3 и других, а так же для паровых котлов типа Е-1/9, топки которых оборудованы колосниковой решеткой с ручным обслуживанием, при сжигании рядовых углей с содержанием мелочи (класс 0 – 6 мм) более 60% принимается равным:

- 1,15 – для антрацита
- 1,17 – для каменных углей
- 1,2 – для бурых углей

Для остальных котлов коэффициент  $K_3$  по потерям тепла топок от механического недожога в зависимости от типа топочного устройства, зольности и фракционного состава топлива по формуле:

$$K_3 = 1 + \frac{q_4 \cdot K_m - q_4}{100}; \quad (7.3.3)$$

$q_4$  - потери тепла от механического недожога, %

$K_m$  - поправка на содержание мелочи (класс 0 – 6 мм) в топливе

Рекомендуемые значения нормативного коэффициента  $K_{ct}$  приведены в таблице I.6 приложения I. Нормативный коэффициент старения не применяется к котлам, на которых режимно-наладочные испытания проводились в течение трех лет на газе или в течение пяти лет на жидким или твердом топливе.

Интегральный нормативный коэффициент  $K$  определяется по выражению:

$$K = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_{cm}; \quad (7.3.4)$$

Индивидуальная норма на выработку тепловой энергии котлоагрегатом, кг уг/Гкал, определяется по выражению:

$$H_{ka}^{\delta p} = K \cdot b_{ka}^{\delta p\_nom}; \quad (7.3.5)$$

Групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной определяется по формуле:

$$H = \frac{H_{cp}^{\delta p}}{1 - d_{ch}}; \quad (7.3.6)$$

$H_{cp}^{\delta p}$  - средневзвешенная норма расхода топлива на выработку тепловой энергии котельной, кг уг/Гкал

$d_{ch}$  - нормативная доля расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной, определяется по таблице 5.2.

Для текущего и перспективного планирования средневзвешенная норма расхода топлива на выработку тепловой энергии котельной определяется по формуле:

$$H_{cp}^{\delta p} = \frac{\sum_i \sum_j H_{ij} \cdot Q_i^{nom} \cdot \tau_{ij}}{\sum_i \sum_j Q_i^{nom} \cdot \tau_{ij}}; \quad (7.3.7)$$

$H_{ij}$  - индивидуальная норма расхода топлива  $i$ - котла на топливе  $j$ -вида, кг уг/Гкал, определяется по формуле (7.3.5)

$Q_i^{nom}$  - номинальная производительность  $i$ - котла, Гкал/ч

$\tau_{ij}$  - продолжительность работы  $i$ - котла на топливе  $j$ -вида в течение расчетного периода, час

Общая потребность котельной в условном топливе, тут, определяется по формуле:

$$B_{ycl} = H \cdot Q_{вып}; \quad (7.3.8)$$

Общая потребность котельной в натуральном топливе, т (тыс м<sup>3</sup>), определяется по формуле:

$$B = B_{ycl} \cdot \frac{Q_h^p}{7000}; \quad (7.3.8)$$

$Q_h^p$  - низшая теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг(м<sup>3</sup>)

При планировании (способ 2) и нормировании (способ 3) потребности котельной в топливе учитываются потери натурального топлива при его транспортировке, разгрузке, хранении, перемещении на складе и при подаче со склада в котельную. Нормы потерь топлива при транспортно-складских операциях приведены в таблице I.4 и в таблице I.5 приложения I.

## 8. Расчет затрат электроэнергии.

Задача расчета состоит в определении количества электроэнергии, затраченной в процессе производства и передачи тепла в течение расчетного периода.

Количество электрической энергии, затраченной в производственном цикле котельной, определяется по показаниям электросчетчиков. При отсутствии показаний электросчетчиков, например, при планировании производственной деятельности, затраты электрической энергии рассчитываются по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{нас}} + \mathcal{E}_{\text{мд}} + \mathcal{E}_{\text{топл}} + \sum_1^n \mathcal{E}_i ; \quad (8.1)$$

$\mathcal{E}$  - затраты электроэнергии в производственном цикле котельной, кВтч

$\mathcal{E}_{\text{нас}}$  - затраты электроэнергии на привод сетевых, подпиточных и питательных насосов, кВтч

$\mathcal{E}_{\text{мд}}$  - затраты электроэнергии на привод тягодутьевых машин котлов, кВтч

$\mathcal{E}_{\text{топл}}$  - затраты электроэнергии на привод оборудования систем топливоприготовления и шлакоудаления, кВтч

$\mathcal{E}_i$  - затраты электроэнергии на вспомогательные электропотребляющие системы и токоприемники котельной, кВтч

$n$  - количество однотипных токоприемников, шт

### 8.1. Расчет затрат электроэнергии на привод насосов

В общем случае, расход электроэнергии на привод насоса определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{Q \cdot \Delta H}{\rho \cdot \eta_h \cdot \eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{мех}}} \cdot \tau \cdot 10^{-3} ; \quad (8.1.1)$$

$Q$  - подача насоса, кг/с

$\Delta H$  - напор, развиваемый насосом, Па

$\rho$  - плотность перекачиваемой воды, кг/м<sup>3</sup>

$\eta_h$  - гидравлический КПД насоса

$\eta_{\text{эд}}$  - КПД электродвигателя насоса

$\eta_{\text{мех}}$  - КПД механической передачи "двигатель-насос"

$\tau$  - продолжительность работы насоса в течение расчетного периода, час

Подача сетевых насосов котельной определяется по формуле:

$$Q_{\text{сет}} = G_1$$

$G_1$  - расход воды, поступающей в подающий трубопровод тепловой сети, кг/с

Подача подпиточных насосов котельной определяется по формуле:

$$Q_{\text{подп}} = G_3$$

$G_3$  - расход воды, поступающей на подпитку тепловой сети, кг/с

Подача питательных насосов паровых котлов определяется по формуле:

$$Q_{\text{пит}} = G_{n_e}$$

$G_{n\omega}$  - расход питательной воды, поступающей на паровые котлы, кг/с

Подача насосов ЦТП и насосных станций определяется с учетом их технологического назначения и места установки.

Напор, развиваемый насосом, определяется по паспортной  $Q$ - $H$ -характеристике насоса с учетом способа регулирования производительности. На рисунке 8.1 представлен пример  $Q$ - $H$ -характеристики насоса.

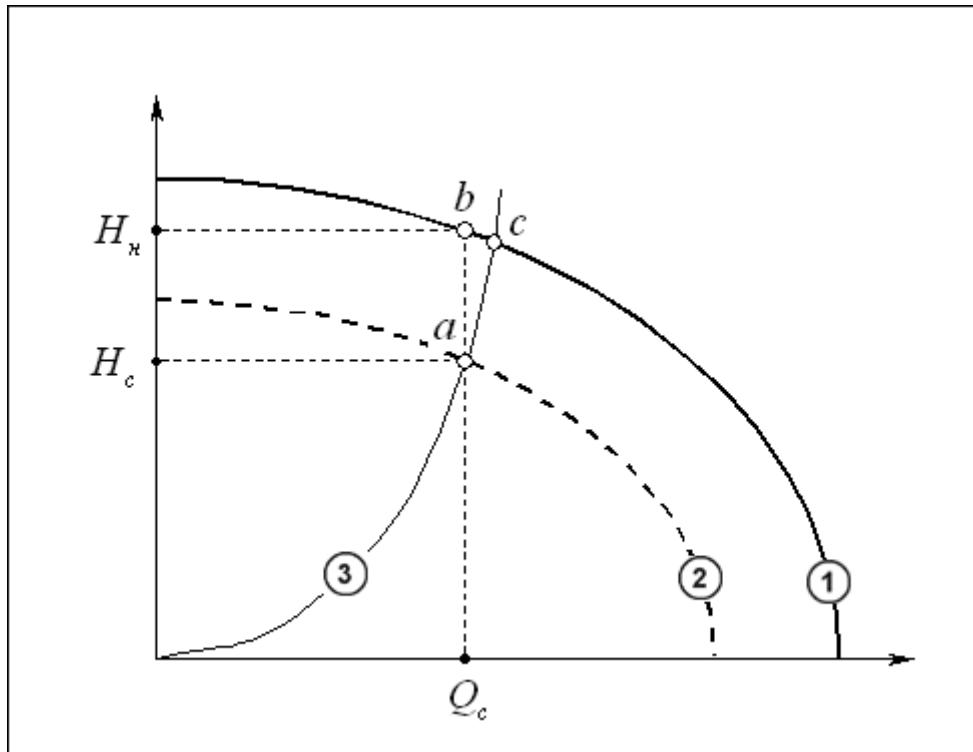


Рисунок 8.1.

Обозначения, принятые на рис. 8.1

1 – паспортная  $Q$ - $H$ -характеристика насоса, заданная для номинальной частоты вращения двигателя  $n_{ном}$

2 –  $Q$ - $H$ -характеристика насоса для регулируемой частоты вращения двигателя  $n_{рег}$

3 – парабола подобных режимов

$Q_c$  – подача насоса или режимный расход в сети

$H_c$  – потери напора в сети или режимный напор,ываемый насосом при регулировании частоты вращения двигателя

$H_n$  – напор,ываемый насосом при дроссельном регулировании

$a$  – рабочая точка насоса при регулировании частоты вращения двигателя

$b$  – рабочая точка насоса при дроссельном регулировании

$c$  – точка пересечения параболы подобных режимов с паспортной  $Q$ - $H$ -характеристикой насоса

Паспортная  $Q$ - $H$ -характеристика (кривая 1 на рис. 8.1) насоса задается для номинальной частоты вращения рабочего колеса насоса и представляет собой функциональную

зависимость  $H = f(Q)$ , которая достаточно точно описывается полиномом второй степени.

При частоте вращения двигателя насоса, отличной от номинальной, координаты точек  $Q$ - $H$ -характеристики (кривая 2 на рис. 8.1) рассчитываются по формулам подобия:

$$\frac{Q_{\text{ном}}}{Q_{\text{пер}}} = \frac{n_{\text{ном}}}{n_{\text{пер}}}; \quad (8.1.2a)$$

$$\frac{H_{\text{ном}}}{H_{\text{пер}}} = \left( \frac{n_{\text{ном}}}{n_{\text{пер}}} \right)^2; \quad (8.1.2b)$$

$n_{\text{ном}}$  – номинальная частота вращения колеса насоса, об/мин

$n_{\text{пер}}$  – произвольная частота вращения двигателя насоса, об/мин

$Q_{\text{ном}}$  – подача насоса при  $n_{\text{ном}}$

$Q_{\text{пер}}$  – подача насоса при  $n_{\text{пер}}$

$H_{\text{ном}}$  – напор насоса при  $n_{\text{ном}}$

$H_{\text{пер}}$  – напор насоса при  $n_{\text{пер}}$

Парабола подобных режимов (кривая 3 на рис. 8.1) представляет собой геометрическое место точек, определяющих работу насоса на режимах, подобных режиму в точке пересечения параболы с номинальной  $Q$ - $H$ -характеристикой. Координаты точек параболы подобных режимов вычисляются с помощью формул подобия (8.1.2). Координаты точки пересечения параболы подобных режимов с паспортной  $Q$ - $H$ -характеристикой насоса (точка  $C$  на рис. 8.1) вычисляются с помощью совместного решения уравнения параболы подобных режимов и уравнения паспортной  $Q$ - $H$ -характеристики насоса. Парабола подобных режимов является линией постоянного КПД.

Потери напора в сети (координата  $H_c$  на рис. 8.1) вычисляются в зависимости от технологического назначения насоса:

для сетевых насосов  $H_c = P_1 - P_2$ , где

$P_1$  - давление воды в подающей магистрали, Па

$P_2$  - давление воды в обратной магистрали, Па

для подпиточных насосов  $H_c = P_2$

для питательных насосов  $H_c = P_{n\sigma}$ , где

$P_{n\sigma}$  - давление питательной воды, Па

Напор  $\Delta H$ , входящий в формулу (8.1.1), принимается в зависимости от способа регулирования насоса.

При дроссельном регулировании  $\Delta H = H_h$ , где  $H_h$  определяется по паспортной  $Q$ - $H$ -характеристике насоса в точке с подачей  $Q_c$ .

При регулировании частоты вращения двигателя  $\Delta H = H_c$ .

Гидравлический КПД насоса  $\eta_h$ , входящий в формулу (8.1.1), принимается в зависимости от способа регулирования насоса.

При дроссельном регулировании  $\eta_h$  определяется по паспортной  $Q$ - $КПД$ -характеристике насоса в точке с подачей  $Q_c$ .

При регулировании частоты вращения двигателя  $\eta_h$  определяется по паспортной  $Q$ - $КПД$ -характеристике насоса в точке  $C$  (см. рис. 8.1).

При расчете группы параллельно установленных насосов, режимная подача одного насоса в рабочей точке вычисляется по формуле:

$$Q_c = \frac{G_c}{n}; \quad (8.1.3)$$

$G_c$  - расход воды, поступающей в сеть, кг/с

$n$  - число насосов, одновременно работающих в группе

Режимный напор всех насосов в параллельной группе одинаков и равен напору в рабочей точке  $Q$ - $H$ -характеристики.

Число насосов, одновременно работающих в группе, принимается по условию минимизации расхода электроэнергии. Минимизация расхода электроэнергии на группу параллельных насосов заключается в определении оптимального количества одновременно работающих насосов, обеспечивающих необходимую подачу и напор с наименьшими затратами электроэнергии. Минимизация расхода электроэнергии выполняется методом подбора.

## 8.2. Расчет затрат электроэнергии на привод дутьевых вентиляторов котлов.

Расход электроэнергии на привод дутьевых вентиляторов котлов определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{вент} = \frac{V_{возд} \cdot \Delta H_{возд}}{\eta_{вент} \cdot \eta_{эд} \cdot \eta_{мех}} \cdot \tau \cdot 10^{-3}; \quad (8.2.1)$$

$V_{возд}$  - расход дутьевого воздуха, поступающего на горение, м<sup>3</sup>/с

$\Delta H_{возд}$  - аэродинамическое сопротивление воздушного тракта котла, Па

$\eta_{вент}$  - гидравлический КПД вентилятора

Расход дутьевого воздуха, поступающего на горение, определяется по формуле

$$V_{возд} = B \cdot V^o \cdot \alpha_{зоп} \cdot \frac{t_{возд} + 273}{273}; \quad (8.2.2)$$

$B$  - расход топлива, кг(м<sup>3</sup>)/с

$V^o$  - стехиометрический объем воздуха, необходимый для полного сгорания топлива, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>)

$\alpha_{зоп}$  - коэффициент избытка дутьевого воздуха, поступающего на горение в топки котлов. Коэффициент избытка воздуха, поступающего на горение, может быть ориентировочно принят

1,05 – для газообразного топлива

1,1 – для жидкого топлива  
1,15 – для твердого топлива.

$t_{возд}$  - температура дутьевого воздуха,  $^{\circ}\text{C}$

Вычисление затрат электроэнергии на привод дутьевых вентиляторов выполняется по формулам, приведенным в разделе “8.1. Расчет насосов”.

### 8.3. Расчет затрат электроэнергии на привод дымососов котлов.

Расход электроэнергии на привод дымососов котлов определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{дыム}} = \frac{V_e \cdot \Delta H_e}{\eta_{\text{дыム}} \cdot \eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{мех}}} \cdot \tau \cdot 10^{-3}; \quad (8.3.1)$$

$V_e$  - расход продуктов сгорания топлива,  $\text{м}^3/\text{с}$

$\Delta H_e$  - аэродинамическое сопротивление газового тракта котла, Па

$\eta_{\text{дыム}}$  - гидравлический КПД дымососа

Расход продуктов сгорания топлива определяется по формуле:

$$V_{\text{дыム}} = B \cdot (V_e^o + (\alpha_{yx} - 1) \cdot V^o) \cdot \frac{\vartheta_{yx} + 273}{273}; \quad (8.3.2)$$

$V_e^o$  - стехиометрический объем продуктов полного сгорания топлива,  $\text{м}^3/\text{кг}(\text{м}^3)$

$\alpha_{yx}$  - коэффициент избытка в уходящих газах (перед дымососом)

$\vartheta_{yx}$  - температура уходящих газов (перед дымососом),  $^{\circ}\text{C}$

Вычисление затрат электроэнергии на привод дымососов выполняется по формулам, приведенным в разделе “8.1. Расчет насосов”.

При отсутствии информации для расчетов расхода электроэнергии на привод тягодутьевых машин котлов по формулам (8.2.1), (8.2.2), (8.3.1) и (8.3.2), допускается определять количество электроэнергии на привод вентиляторов и дымососов котлов по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{мд}} = L \cdot e_{\text{мд}} \cdot \tau \cdot 10^{-3}$$

$L$  - удельная производительность тягодутьевых установок,  $\text{м}^3/\text{Гкал}$

$e_{\text{мд}}$  - удельные затраты электроэнергии на привод тягодутьевых машин,  $\text{kВтч}/10^3\text{м}^3$ .

Рекомендуемые значения удельных затрат электроэнергии на привод тягодутьевых машин приводятся в таблице II.1 приложения II.

### 8.4. Расчет затрат электроэнергии на системы топливоприготовления и шлакоудаления.

Нормируемый расход электроэнергии на системы топливоприготовления и шлакоудаления определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{топл}} = e_{\text{топл}} \cdot Q_{\text{вып}} \cdot \tau; \quad (8.4.1)$$

$Q_{\text{вып}}$  - количество тепла, выработанного котлоагрегатами котельной за расчетный период, Гкал/ч

$\tau$  - продолжительность функционирования систем топливоприготовления и шлакоудаления в течение расчетного периода, час

$e_{topl}$  - удельные затраты электроэнергии на топливоприготовление, топливоподачу и шлакозолоудаление, кВтч/Гкал, принимаются по таблице II.2 приложения II.

### **8.5. Расчет затрат электроэнергии на вспомогательные электропотребляющие системы и токоприемники котельной.**

Расход электроэнергии на вспомогательные электропотребляющие системы и токоприемники котельной определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_i = N_i \cdot K_{cnp\_i} \cdot \tau ; (8.5.1)$$

$N_i$  - установленная мощность токоприемника, кВт

$K_{cnp\_i}$  - коэффициент спроса, рекомендуемые значения коэффициента спроса электропотребляющего оборудования приведены в таблице II.3 приложения II.

## **9. Расчет количества затраченной исходной воды.**

Задача расчета состоит в определении количества исходной (холодной) воды, затраченной в производственном цикле котельной в течение расчетного периода.

Количество исходной воды, затраченной в производственном цикле котельной в течение расчетного периода, определяется по показаниям узлов учета.

При отсутствии учета расхода исходной воды, ее количество определяется по формуле:

$$G_{xe} = G_{nodn} + \Delta G_{ch}; \quad (9.1.)$$

$G_{nodn}$  - расход воды на подпитку системы теплоснабжения, т

$\Delta G_{ch}$  - потери воды на собственные нужды котельной, т

Количество воды, поступающее на подпитку системы теплоснабжения, определяется на основании результатов расчета зон теплоснабжения котельных (см. раздел 4 настоящего руководства) и потерь теплоносителя при производстве регламентных работ на объектах системы теплоснабжения (см. раздел 3 настоящего руководства):

$$G_{nodn} = G_3 + D_3 + \Delta G_{pe}; \quad (9.2)$$

$G_3$  - расход воды, поступающей на подпитку водяных тепловых сетей, т

$D_3$  - расход воды, поступающей на подпитку паровых тепловых сетей, т

$\Delta G_{pe}$  - потери теплоносителя при производстве регламентных работ на объектах системы теплоснабжения, т

Потери воды на собственные нужды котельной обусловлены утечками теплоносителя в производственном цикле котельной. Потери воды на собственные нужды складываются из следующих составляющих:

$\Delta G_{ebe}$  - потери воды на хозяйственно-бытовые нужды персонала котельной, значение вычисляется по формуле (5.2.2)

$\Delta G_{nn}$  - потери воды с непрерывной продувкой паровых котлов, значение вычисляется по формуле (5.3.3) или (5.3.5)

$\Delta G_{np}$  - потери воды с периодической продувкой паровых котлов, значение вычисляется по формуле (5.4.3)

$\Delta G_{prod}^{bk}$  - потери воды с продувкой водогрейных котлов, значение вычисляется по формуле (5.5.2)

$\Delta D_{obd}$  - потери пара при обдувке поверхностей нагрева паровых котлов, значение вычисляется по формуле (5.6.2)

$\Delta G_{obm}$  - потери воды при обмывке поверхностей нагрева водогрейных котлов, значение вычисляется по формуле (5.7.2)

$\Delta D_{vyp}$  - потери пара с выпаром из деаэраторов, значение вычисляется по формуле (5.8.2)

$\Delta G_{mx}$  - потери конденсата на мазутном хозяйстве, значение вычисляется по формуле (5.9.11)

$\Delta G_{xbo}$  - потери воды на собственные нужды системы ХВО, значение вычисляется по формуле (9.3)

$\Delta D_{форс}$  - потери пара, подаваемого на распыл жидкого топлива в форсунках, значение вычисляется по формуле (9.7)

$\Delta G_{шлак}$  - потери воды, поступающей на системы шлакоудаления, значение вычисляется по формуле (9.8)

Потери воды на собственные нужды системы ХВО обусловлены затратами воды на процедуры регенерации ионитных фильтров, непрерывной продувкой осветлителей и периодической продувкой осветительных фильтров. Суммарный расход воды на собственные нужды ХВО рассчитывается по формуле:

$$\Delta G_{xbo} = \Delta G_{xbo}^{peг} + \Delta G_{xbo}^o + \Delta G_{xbo}^{oφ}; (9.3)$$

$\Delta G_{xbo}^{peг}$  - потери воды в процессе регенерации ионитных фильтров, т, определяются по формуле (5.9.7)

$\Delta G_{xbo}^o$  - потери воды с непрерывной продувкой осветлителей, т

$\Delta G_{xbo}^{oφ}$  - потери воды с периодической продувкой осветительных фильтров, т

Потери воды с непрерывной продувкой осветлителей рассчитываются по формуле:

$$\Delta G_{xbo}^o = G_{xbo} \cdot \frac{P_{xbo}^o}{100}; (9.4)$$

$P_{xbo}^o$  - процент непрерывной продувки осветлителя, т

Потери воды с периодической продувкой осветительных фильтров рассчитываются по формуле:

$$\Delta G_{xbo}^{oφ} = \sum^n G_{nrom}; (9.5)$$

$G_{nrom}$  - расход воды на одну промывку осветительного фильтра, т

$n$  - число промывок осветительных фильтров в течение расчетного периода  
Детальный расчет количества исходной воды на нужды системы водоподготовки котельной изложен в приложении IV.

При отсутствии информации, достаточной для определения потерь воды на нужды ХВО по формуле (9.3), расчет потерь  $\Delta G_{xbo}$  выполняется по формуле

$$\Delta G_{xbo} = g_{xbo} \cdot K_{вз} \cdot G_{xbo}; (9.6)$$

$g_{xbo}$  - удельный расход воды на собственные нужды ХВО,  $\text{м}^3$  исходной воды на  $\text{м}^3$  химически очищенной воды, принимается по таблице 9.1 в зависимости от жесткости исходной воды

$K_{вз}$  - поправочный коэффициент, принимается равным 1,0 при наличии бака взрыхления или 1,2 – при отсутствии бака взрыхления

$G_{xbo}$  - производительность установки ХВО, м<sup>3</sup>/ч

Таблица 9.1. Удельный расход воды на собственные нужды ХВО.

Система ХВО	Ионит	Удельный расход воды на ХВО, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , при жесткости воды, мг-экв/кг								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
На- катионирование	сульфоуголь	0,031	0,047	0,063	0,078	0,094	0,110	0,125		
	КУ-2	0,015	0,023	0,031	0,039	0,047	0,055	0,062		
Н- катионирование с голодной регенерацией	сульфоуголь		0,052	0,075	0,098	0,122	0,144	0,167	0,190	0,214

Потери пара, подаваемого на распыл жидкого топлива в форсунках, рассчитываются по формуле:

$$\Delta D_{форс} = d_{форс} \cdot B ; (9.7)$$

$d_{форс}$  - удельный расход пара на 1 т жидкого топлива, принимается равным 0,3 кг/т для напорных форсунок или 0,02 – 0,03 кг/т для паромеханических форсунок

$B$  - расход жидкого топлива за расчетный период, т

Потери воды, поступающей на системы шлакозолоудаления, рассчитываются по формуле:

$$\Delta G_{шлак} = g_{шлак} \cdot B \cdot \frac{A^p}{100} ; (9.8)$$

$g_{шлак}$  - удельный расход воды на систему шлакозолоудаления, м<sup>3</sup> на 1 т шлака и золы, значения указаны в таблице 9.2.

$B$  - расход твердого топлива за расчетный период, т

$A^p$  - зольность рабочей массы топлива, %

Таблица 9.2. Удельный расход воды на шлакозолоудаление.

Способ шлакоудаления	Удельный расход воды, м <sup>3</sup> на 1 т шлака и золы
Ручной (вагонетками)	0,1 – 0,2
Механизированный мокрый скрепером или скребками	0,1 – 0,5
Пневматический	0,1 – 0,2
Гидравлический с багерными или песковыми насосами	10 – 30
Гидравлический с аппаратами Москалькова	15 – 45

## **10. Расчет затрат химических реагентов на нужды системы водоподготовки котельной.**

Химические реагенты в производственном цикле котельной используются для приготовления растворов для регенерации ионитных фильтров, а так же в качестве коагулянтов, применяемых в осветлителях исходной воды. Расчет затрат химических реагентов выполняется по формуле:

$$R_{xim} = R_{per} + R_{koag}; \quad (10.1)$$

$R_{per}$  - затраты химических реагентов на регенерацию ионитных фильтров в течение расчетного периода, кг

$R_{koag}$  - затраты коагулянтов в течение расчетного периода, кг

Затраты химических реагентов на регенерацию ионитных фильтров определяются по формуле:

$$R_{per} = \sum_{i=1}^n r_{per}; \quad (10.2)$$

$r_{per}$  - затраты химических реагентов на одну процедуру регенерации, т, значение принимается по режимной карте ионитного фильтра

$n$  - число регенераций ионитных фильтров в течение расчетного периода

Затраты коагулянтов в течение расчетного периода определяются по формуле:

$$R_{koag} = G_{xvo} \cdot \sum_{i=1}^n r_i; \quad (10.3)$$

$r_i$  - доза коагулянта на одну тонну приготовляемой воды, кг/т, значение принимается по паспортным данным осветлителя

$n$  - число добавляемых коагулянтов

## **11. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с продуктами сгорания топлива на котлах малой и средней производительности.**

В настоящем разделе изложены методы определения валовых и максимальных выбросов газообразных и твердых загрязняющих веществ с продуктами сгорания топлива на котлах малой (до 30 т/ч паровые и до 20 Гкал/ч водогрейные) и средней (от 30 до 75 т/ч паровые и от 30 до 50 Гкал/ч водогрейные) производительности. В категории газообразных загрязняющих веществ расчету подлежат выбросы оксидов азота, оксида серы и оксида углерода, а в категории твердых загрязняющих веществ – твердые частицы, мазутная зола в пересчете на ванадий и бенз(а)пирен. Определение выбросов загрязняющих веществ выполняется расчетным методом или по данным инструментальных замеров.

### **11.1. Определение выбросов газообразных загрязняющих веществ по данным инструментальных замеров.**

Суммарное количество газообразного загрязняющего вещества, поступающего в атмосферу с продуктами сгорания топлива, определяется по уравнению:

$$M_j = c_j \cdot V_{ce} \cdot B_p \cdot k_n; \quad (11.1.1)$$

$M_j$  - суммарное количество загрязняющего вещества  $j$  поступающего в атмосферу, т, г/с

$c_j$  - массовая концентрация загрязняющего вещества  $j$  в сухих продуктах сгорания при стандартном коэффициенте избытка воздуха  $\alpha_o = 1,4$ , температуре  $273^0\text{K}$  и давлении 101,3 кПа, мг/нм<sup>3</sup>

$V_{ce}$  - объем сухих продуктов сгорания при стандартном коэффициенте избытка воздуха, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>)

$B_p$  - расчетный расход топлива на котел, при определении максимальных выбросов загрязняющего вещества в г/с расход топлива берется в т(тыс м<sup>3</sup>)/ч, при определении валовых выбросов в т расход топлива берется в т(тыс м<sup>3</sup>)

$k_n$  - коэффициент пересчета, при определении максимальных выбросов загрязняющего вещества в г/с  $k_n = 0,278 \cdot 10^{-3}$ , при определении валовых выбросов в т  $k_n = 10^{-6}$

Массовая концентрация загрязняющего вещества рассчитывается по выражению:

$$c_j = c_j^{uzm} \frac{\alpha}{\alpha_o}; \quad (11.1.2)$$

$c_j^{uzm}$  - измеренная массовая концентрация загрязняющего вещества, мг/м<sup>3</sup>

$\alpha$  - коэффициент избытка воздуха в месте отбора пробы  
Коэффициент избытка воздуха в месте отбора пробы может быть рассчитан по формуле

$$\alpha = \frac{21}{21 - O_2}; \quad (11.1.3)$$

$O_2$  - содержание кислорода в месте отбора пробы, %

При использовании приборов, измеряющих объемную концентрацию, массовая концентрация газообразного загрязняющего вещества определяется по формуле

$$c_j^{uzm} = I_j^{uzm} \cdot \rho_j; (11.1.4)$$

$I_j^{uzm}$  - измеренная объемная концентрация загрязняющего вещества при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha$ , ppm ( $1ppm=1cm^3/m^3=0,0001\%об$ )

$\rho_j$  - плотность загрязняющего вещества, кг/м<sup>3</sup>

Значения плотности газообразных загрязняющих веществ составляют

оксиды азота – 2,05 кг/м<sup>3</sup>

оксид углерода – 1,25 кг/м<sup>3</sup>

оксиды серы – 2,86 кг/м<sup>3</sup>

При расчете максимальных выбросов загрязняющего вещества в г/с, измеренное значение концентрации принимают для максимальной тепловой нагрузки котла в течение расчетного периода. При расчете валовых выбросов загрязняющего вещества т, измеренное значение концентрации принимают для средней тепловой нагрузки котла за расчетный период. Для определения максимальной и валовой концентрации загрязняющего вещества за расчетный период используют зависимость концентрации этого вещества от нагрузки котла, полученную по результатам замеров.

Объем сухих продуктов сгорания топлива определяется по формуле (Е 2.7) приложения Е.

Расчетный расход топлива определяется по выражению

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right); (11.1.5)$$

$B$  - полный расход топлива на котел, при определении максимальных выбросов загрязняющих веществ – т(тыс м<sup>3</sup>)/ч, при определении валовых выбросов – т(тыс м<sup>3</sup>)

$q_4$  - потери тепла котлом с механическим недожогом топлива, %

В связи с установленными раздельными ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксидов азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяются на составляющие

$$M_{NO_2} = 0,8M_{NO_x}; (11.1.6)$$

$$M_{NO} = (1 - 0,8) \frac{\mu_{NO}}{\mu_{NO_2}} M_{NO_x}; (11.1.7)$$

$M_{NO_x}$  - суммарные выбросы оксидов азота

$\mu_{NO}$  = 30 - молекулярный вес оксида азота

$\mu_{NO_2}$  = 46 - молекулярный вес диоксида азота

0,8 – коэффициент трансформации оксида азота в диоксид, численное значение этого коэффициента устанавливается на основании данных наблюдений организациями Госкомгидромета, но не более 0,8.

## 11.2. Определение выбросов твердых частиц по данным инструментальных замеров.

Максимальный (г/с) выброс твердых веществ в атмосферу с продуктами сгорания топлива определяется по соотношению

$$M_{me} = c_j^{uzm} \cdot V_e^p ; (11.2.1)$$

$V_e^p$  - расход дымовых газов в месте отбора проб, м<sup>3</sup>/с

Расход дымовых газов в месте отбора проб рассчитывается по выражению

$$V_e^p = V_e \cdot B_p ; (11.2.2)$$

$V_e$  - объем дымовых газов в месте отбора проб, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>), определяется по формуле (III.10) приложения III.

$B_p$  - расчетный расход топлива на котел, кг(м<sup>3</sup>)/с

Валовые выбросы твердых частиц за отчетный период определяются расчетным методом

### 11.3. Определение выбросов загрязняющих веществ расчетными методами.

**11.3.1. Определение выбросов оксидов азота с продуктами сгорания газообразного, жидкого и твердого топлива на котлах средней мощности расчетным методом выполняется по формуле**

$$M_{NO2} = B_p \cdot K_{NO2} \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \cdot \left( 1 - \eta_o \frac{n_o}{n_k} \right) \cdot k_n ; (11.3.1.1)$$

$M_{NO2}$  - суммарное количество оксидов азота в пересчете на диоксид азота, г/с, т

$B_p$  - расчетный расход условного топлива т у т/ч, т у т

$K_{NO2}$  - эмпирический коэффициент выбросов оксидов азота

$$K_{NO2} = 7,5 \frac{D_\phi}{50 + D_{nom}} \text{ - для паровых котлов паропроизводительностью } 30 \div 50 \text{ т/ч}$$

$$K_{NO2} = 2,5 \frac{Q_\phi}{84 + Q_{nom}} \text{ - для водогрейных котлов теплопроизводительностью } 30 \div 50 \text{ Гкал/ч}$$

Гкал/ч (здесь и далее индексом  $\phi$  обозначена фактическая производительность котла, а индексом  $nom$  – производительность котла на номинальной нагрузке

$\beta_1$  - коэффициент, учитывающий влияние качества сжигаемого топлива на выход оксидов азота

для твердого топлива при  $\alpha_m \leq 1,25$   $\beta_1 = 0,178 + 0,47N$

для твердого топлива при  $\alpha_m > 1,25$   $\beta_1 = \frac{(0,178 + 0,47N) \cdot \alpha_m}{1,25}$

где  $\alpha_m$  - коэффициент избытка воздуха на выходе из топки

для жидкого и газообразного топлива значения коэффициента  $\beta_1$  принимаются по таблице 11.1

Таблица 11.1.

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	Значение коэффициента $\beta_1$
>1,05	1,0
1,05÷1,03	0,9
<1,03	0,75

$\mathcal{E}_1$  - коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркуляции дымовых газов на выход оксидов азота

при сжигании газа и мазута коэффициент  $\mathcal{E}_1$  принимается по таблице 11.2

Таблица 11.2

Точка ввода газов рециркуляции	Значение коэффициента $\mathcal{E}_1$
в под топки	0,0025
через шлизы по горелкам	0,015
по наружному каналу горелок	0,025
в воздушное дутье и рассечку воздушных потоков	0,035

при высокотемпературном сжигании твердого топлива коэффициент  $\mathcal{E}_1$  принимается по таблице 11.3

Таблица 11.3

Точка ввода газов рециркуляции	Значение коэффициента $\mathcal{E}_1$
в первичную аэросмесь	0,01
во вторичный воздух	0,005

при низкотемпературном сжигании твердого топлива коэффициент  $\mathcal{E}_1 = 0$

Под высокотемпературным сжиганием понимают сжигание всех видов углей в топках с жидким шлакоудалением, а так же сжигание углей с низкой теплотой сгорания более 23,05 МДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела более 1500<sup>0</sup>С. Под низкотемпературным сжиганием понимают сжигание твердого топлива с низкой теплотой сгорания менее 23,05 МДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела менее 1500<sup>0</sup>С.

При нагрузке котла меньше номинальной коэффициент  $\mathcal{E}_1$  умножают на

$$\text{коэффициент } f = 0,6 \frac{D_{\phi}}{D_{\text{ном}}} + 0,4$$

$r$  - степень рециркуляции дымовых газов, %

$\beta_2$  - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок

для вихревых горелок  $\beta_2 = 1$

для прямоточных горелок  $\beta_2 = 0,85$

$\beta_3$  - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления

для топок с твердым шлакоудалением  $\beta_3 = 1$

для топок с жидким шлакоудалением  $\beta_3 = 1,6$

$\mathcal{E}_2$  - коэффициент, характеризующий уменьшение выбросов оксидов азота при подаче части воздуха помимо основных горелок, численное значение коэффициента  $\mathcal{E}_2$  принимается по графику 11.1



График 11.1.

На графике Ж1 представлены значения коэффициента  $\mathcal{E}_2$  для мазута (верхняя кривая), угля (средняя кривая) и газа (нижняя кривая) в зависимости от доли подачи воздуха помимо основных горелок.

$\eta_o$  - доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке

$n_o$  - продолжительность работы азотоочистной установки в течение расчетного периода, час

$n_k$  - продолжительность работы котла в течение расчетного периода, час

**11.3.2. Определение суммарных выбросов оксидов азота с продуктами сгорания газообразного топлива на котлах малой мощности расчетным методом выполняется по формуле**

$$M_{NOx} = B_p \cdot Q_h^p \cdot K_{NO2} \cdot \beta_k \cdot \beta_t \cdot \beta_\alpha \cdot (1 - \beta_r) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot k_n; \quad (11.3.2.1)$$

$B_p$  - расчетный расход газа на котел,  $m^3/c$ , тыс  $m^3$

$Q_h^p$  - низшая теплота сгорания газа,  $MДж/m^3$

$K_{NO2}$  - удельный выброс оксидов азота при сжигании газа

$$K_{NO2} = 0,01\sqrt{D} + 0,03 \quad \text{- для паровых котлов}$$

$$K_{NO2} = 0,0113\sqrt{Q_m} + 0,03 \quad \text{- для водогрейных котлов, где } Q_m = B_p \cdot Q_h^p \quad \text{- тепловыделение в топке, МВт}$$

$\beta_k$  - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок

для горелок напорного типа (при наличии вентилятора)  $\beta_k = 1$

для инжекционных горелок  $\beta_k = 1,6$

для горелок двухступенчатого сжигания  $\beta_k = 0,7$

$\beta_t$  - коэффициент, учитывающий температуру дутьевого воздуха

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (t_e - 30), \text{ где } t_e \text{ - температура дутьевого воздуха, } {}^{\circ}\text{C}$$

$\beta_\alpha$  - коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота, при работе котла в соответствии с режимной картой  $\beta_\alpha = 1$ , в остальных случаях  $\beta_\alpha = 1,225$

$\beta_r$  - коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на образование оксидов азота

$$\beta_r = 0,16\sqrt{r}, \text{ где } r \text{ - степень рециркуляции, \%}$$

$\beta_\delta$  - коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру

$$\beta_\delta = 0,022 \cdot \delta, \text{ где } \delta \text{ - доля воздуха, подаваемого в топку помимо горелок, \%}$$

$k_n$  - коэффициент пересчета, при определении максимальных выбросов оксидов азота в г/с  $k_n = 1$ , при определении валовых выбросов в т  $k_n = 10^{-3}$

### 11.3.3. Определение суммарных выбросов оксидов азота с продуктами сгорания мазута на котлах малой мощности расчетным методом выполняется по формуле

$$M_{NOx} = B_p \cdot Q_h^p \cdot K_{NO2} \cdot \beta_t \cdot \beta_\alpha \cdot (1 - \beta_r) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot k_n; \quad (11.3.3.1)$$

$B_p$  - расчетный расход мазута на котел, кг/с, т, определяется по формуле (11.1.5)

$Q_h^p$  - низшая теплота сгорания мазута, МДж/кг

$K_{NO2}$  - удельный выброс оксидов азота при сжигании мазута

$$K_{NO2} = 0,01\sqrt{D} + 0,1 \text{ - для паровых котлов}$$

$$K_{NO2} = 0,0113\sqrt{Q_m} + 0,1 \text{ - для водогрейных котлов}$$

$\beta_t$  - коэффициент, учитывающий температуру дутьевого воздуха (см. пояснения к формуле 11.3.2.1)

$\beta_\alpha$  - коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота, при работе котла в соответствии с режимной картой  $\beta_\alpha = 1$ , в остальных случаях  $\beta_\alpha = 1,113$

$\beta_r$  - коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на образование оксидов азота

$$\beta_r = 0,17\sqrt{r}, \text{ где } r \text{ - степень рециркуляции, \%}$$

$\beta_\delta$  - коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру

$$\beta_\delta = 0,022 \cdot \delta, \text{ где } \delta \text{ - доля воздуха, подаваемого в топку помимо горелок, \%}$$

$k_n$  - коэффициент пересчета, при определении максимальных выбросов оксидов азота г/с  $k_n = 1$ , при определении валовых выбросов в т  $k_n = 10^{-3}$

#### **11.3.4. Определение суммарных выбросов оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива на котлах малой мощности расчетным методом.**

Для котлов, оборудованных топкой с неподвижной и цепной решеткой, топкой с пневмомеханическим забрасывателем и шахтной топкой с наклонной решеткой суммарное количество выбросов оксидов азота в пересчете на диоксид азота, определяется по формуле

$$M_{NOx} = B_p \cdot Q_h^p \cdot K_{NO2} \cdot \beta_r \cdot k_n; \quad (11.3.4.1)$$

$B_p$  - расчетный расход твердого топлива на котел, кг/с, т, определяется по формуле (11.1.5)

$Q_h^p$  - низшая теплота сгорания твердого топлива, МДж/кг

$K_{NO2}$  - удельный выброс оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива

$$K_{NO2} = 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot \alpha_m \left( 1 + 5,46 \frac{100 - R_6}{100} \right) \cdot \sqrt[4]{Q_h^p \cdot q_R}$$

$\alpha_m$  - коэффициент избытка воздуха на выходе из топки

$R_6$  - характеристика гранулометрического состава угля (остаток на сите с размером ячейки 6 мм), %, принимается по сертификату на топливо

$q_R = \frac{Q_m}{F_m}$  - тепловое напряжение зеркала горения, МВт/м<sup>2</sup>, где  $F_m$  - активная

площадь зеркала горения, м<sup>2</sup>

Для топок ТЧ, ТЧЗ и ТЛЗ активная площадь зеркала горения выражается формулой

$$F_m = A_a \cdot L_a, \text{ где}$$

$A_a$  - активная ширина решетки, представляющая собой ширину колосникового полотна или размер между боковыми охлаждаемыми панелями, перекрывающими решетку, м

$L_a$  - активная длина решетки: для топок ТЧ – размер от регулятора слоя до наконечников шлакоснимателей, для топок ЧТЗ и ТЛЗ – размер от фронтовой стены до обмуровки над задними неподвижными колосниками, м

$\beta_r$  - коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на образование оксидов азота

$$\beta_r = 1 - 0,075\sqrt{r}, \text{ где } r \text{ - степень рециркуляции, \%}$$

$k_n$  - коэффициент пересчета, при определении максимальных выбросов оксидов азота в г/с  $k_n = 1$ , при определении валовых выбросов в т  $k_n = 10^{-3}$

Суммарные выбросы оксидов азота, рассчитанные по формулам (11.3.1.1), (11.3.2.1), (11.3.3.1), (11.3.1.1) разделяются на составляющие, согласно выражения (11.1.6) и (11.1.7)

### 3.5. Определение выбросов оксидов серы с продуктами сгорания топлива на котлах средней мощности расчетным методом.

Расчет выбросов оксидов серы на котлах средней мощности выполняется по выражению

$$M_{SO2} = 0,02 \cdot B_p \cdot S^p \cdot (1 - \eta_{SO2}) \cdot (1 - \eta_{SO2}^{3Y}) \cdot \left(1 - \eta_{SO2}^{CY} \frac{n_o}{n_k}\right); \quad (11.3.5.1)$$

$B_p$  - расчетный расход топлива на котел, кг/с, т, определяется по формуле (11.1.5)

$S^p$  - содержание серы в топливе на рабочую массу, %

$\eta_{SO2}$  - доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле, ориентировочные значения при факельном сжигании топлива определяются по таблице 11.4

Таблица 11.4.

Топливо	$\eta_{SO2}$
Торф	0,15
Сланцы эстонские и ленинградские	0,80
Сланцы других месторождений	0,50
Экибастузский уголь	0,02
Березовские угли Канско-Ачинского бассейна	
для топок с твердым шлакоудалением	0,50
для топок с жидким шлакоудалением	0,20
Другие угли Канско-Ачинского бассейна	
для топок с твердым шлакоудалением	0,20
для топок с жидким шлакоудалением	0,05
Угли других месторождений	0,10
Мазут	0,02
Газ	0,00

$\eta_{SO2}^{3Y}$  - доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе, попутно с улавливанием твердых частиц; для сухих золоуловителей (электрофильтры, батарейные циклоны)

$\eta_{SO2}^{3Y} = 0$ , для мокрых золоуловителей  $\eta_{SO2}^{3Y}$  определяется по графику 11.2

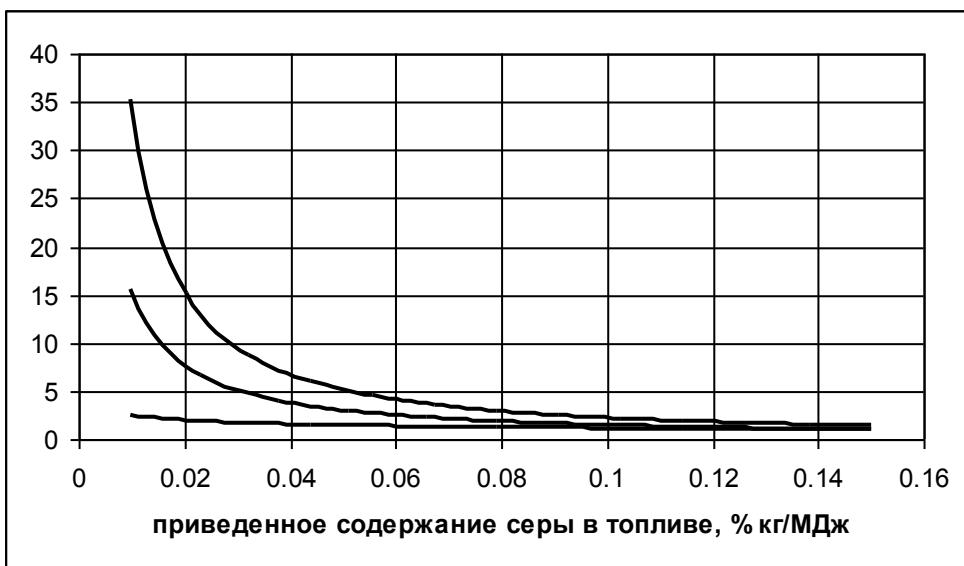


График 11.2.

На графике Ж2 представлено изменение значения коэффициента  $\eta_{SO2}^{3Y}$  для щелочности орошающей воды 10 мг-экв/дм<sup>3</sup> (верхняя кривая), 5 мг-экв/дм<sup>3</sup> (средняя кривая), 0 мг-экв/дм<sup>3</sup> (нижняя кривая) в зависимости от приведенного содержания серы в топливе на рабочую массу. Приведенное содержание серы в топливе рассчитывается по формуле

$$S^{np} = \frac{S^p}{Q_h^p}$$

$\eta_{SO2}^{CY}$  - доля оксидов серы, улавливаемых в сероулавливающей установке, значение принимается по паспортным данным сероулавливающей установки

$n_o$  - продолжительность работы сероулавливающей установки в течение расчетного периода, час

$n_k$  - продолжительность работы котла в течение расчетного периода, час

#### 11.3.6. Определение выбросов оксидов серы с продуктами сгорания топлива на котлах малой мощности расчетным методом.

Расчет выбросов оксидов серы на котлах малой мощности выполняется по выражению

$$M_{SO2} = 0,02 \cdot B_p \cdot S^p \cdot (1 - \eta_{SO2}) \cdot (1 - \eta_{SO2}^{3Y}); \quad (11.3.6.1)$$

Смотри пояснения к формуле (11.3.5.1)

#### 3.7. Определение выбросов оксида углерода с продуктами сгорания топлива на котлах малой мощности расчетным методом выполняется по формуле

$$M_{CO} = B_p \cdot q_3 \cdot R \cdot Q_h^p \cdot 10^{-3}; \quad (11.3.7.1)$$

$B_p$  - расчетный расход топлива на котел, кг/с, т, определяется по формуле (11.1.5)

$q_3$  - потери тепла с химическим недожогом топлива, %

$R$  - коэффициент, учитывающий долю потерь тепла с химическим недожогом топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода

для твердого топлива  $R = 1$

для мазута  $R = 0,65$

для газа  $R = 0,5$

Определение выбросов оксида углерода с продуктами сгорания топлива на котлах средней мощности расчетным методом не допускается.

#### 11.3.8. Определение выбросов твердых частиц расчетным методом.

Суммарное количество твердых частиц, поступающих в атмосферу с продуктами сгорания топлива на котлах малой и средней мощности, определяется по формуле

$$M_{mb} = 0,01 \cdot B \cdot \left( a_{yh} \cdot A^p + q_4 \frac{Q_h^p}{32,68} \right) \cdot (1 - \eta^{3y})$$

$B$  - расход топлива на котел, кг/с, т

$a_{yh}$  - доля золы топлива, уносимой газами, принимается по паспортным характеристикам топочной камеры

$A^p$  - зольность топлива на рабочую массу, %

$\eta^{3y}$  - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителе (без учета влияния сероулавливающих установок), значение принимается по паспортным характеристикам золоуловителя

Количество летучей золы, являющейся одним из составляющих твердых частиц, рассчитывается по выражению

$$M_3 = 0,01 \cdot B \cdot a_{yh} \cdot A^p \cdot (1 - \eta^{3y})$$

Количество коксовых остатков, являющихся одним из составляющих твердых частиц, рассчитывается по выражению

$$M_k = M_{mb} - M_3$$

#### 3.9. Определение выбросов мазутной золы в пересчете на ванадий расчетным методом.

Суммарное количество мазутной золы, поступающей в атмосферу с продуктами сгорания топлива на котлах малой и средней мощности, определяется по формуле

$$M_{mz} = G_v \cdot B \cdot (1 - \eta_{oc}) \cdot \left( 1 - \frac{\eta_v^{3y}}{100} \right) \cdot k_n$$

$B$  - расход мазута на котел, кг/с, т

$G_v$  - количество ванадия в 1 т мазута, г/т

$G_v = a_v \cdot 10^{-4}$  - по результатам химического анализа мазута, где  $a_v$  - содержание ванадия в мазуте, %

$G_v = A^p \cdot 2222$  - при отсутствии данных химического анализа мазута, где  $A^p$  - зольность мазута на рабочую массу, %

$\eta_{oc}$  - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами на поверхностях нагрева мазутных котлов

$\eta_{oc} = 0,07$  - для котлов с промежуточным пароперегревателем

$\eta_{oc} = 0,05$  - для котлов без промежуточного пароперегревателя

$\eta_v^{3Y}$  - степень очистки дымовых газов от мазутной золы, принимается по паспортным характеристикам золоулавливающей установки

$k_n$  - коэффициент пересчета (см. формулу 11.1.1)

#### 11.3.10. Определение выбросов бенз(а)пирена расчетным методом.

Выбросы бенз(а)пирена, поступающего в атмосферу с продуктами сгорания топлива на котлах малой мощности, определяются по формуле (11.1.1). Значение концентрации бенз(а)пирена, входящее в уравнение (11.1.1), рассчитывается по формулам приведенным ниже.

11.3.10.1. Определение концентрации бенз(а)пирена при сжигании газообразного топлива на паровых котлах выполняется по формуле

при коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_m \leq 1,25$

$$c_{\delta n} = 10^{-3} \frac{0,059 + 0,079 \cdot 10^{-3} \cdot q_v}{e^{3,8(\alpha_m - 1)}} \cdot K_\delta \cdot K_p \cdot K_{cm}; \quad (11.3.10.1)$$

$q_v$  - теплонапряжение топочного объема, кВт/м<sup>3</sup>

$$q_v = \frac{B_p \cdot Q_h^p}{V_m}$$

$V_m$  - объем топки, м<sup>3</sup>

$K_\delta$  - коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена, определяется по графику 11.3.



График ЖЗ.

$K_p$  - коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена, определяется по графику 11.4

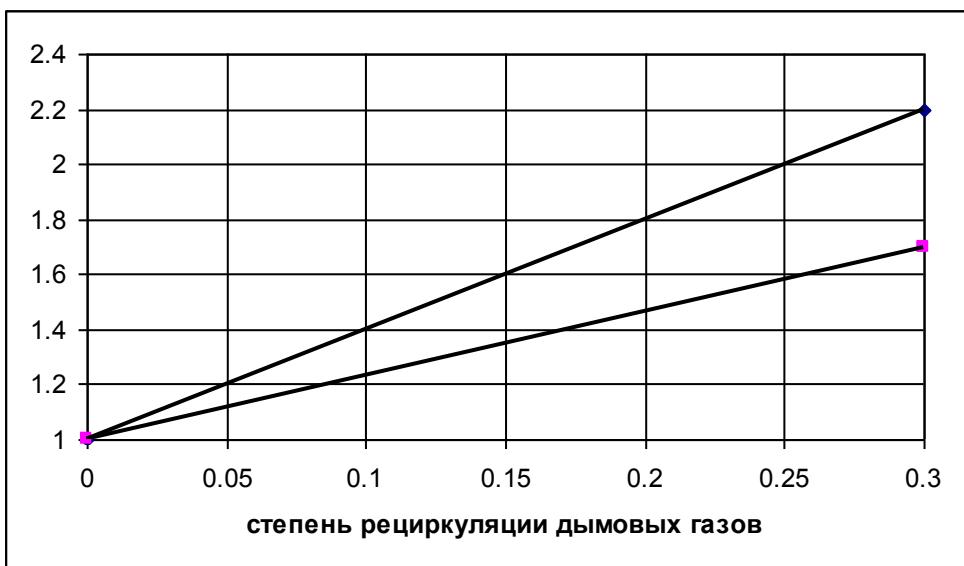


График 11.4.

$K_{cm}$  - коэффициент, учитывающий влияние подвода воздуха помимо горелок на концентрацию бенз(а)пирена, определяется по графику 11.5

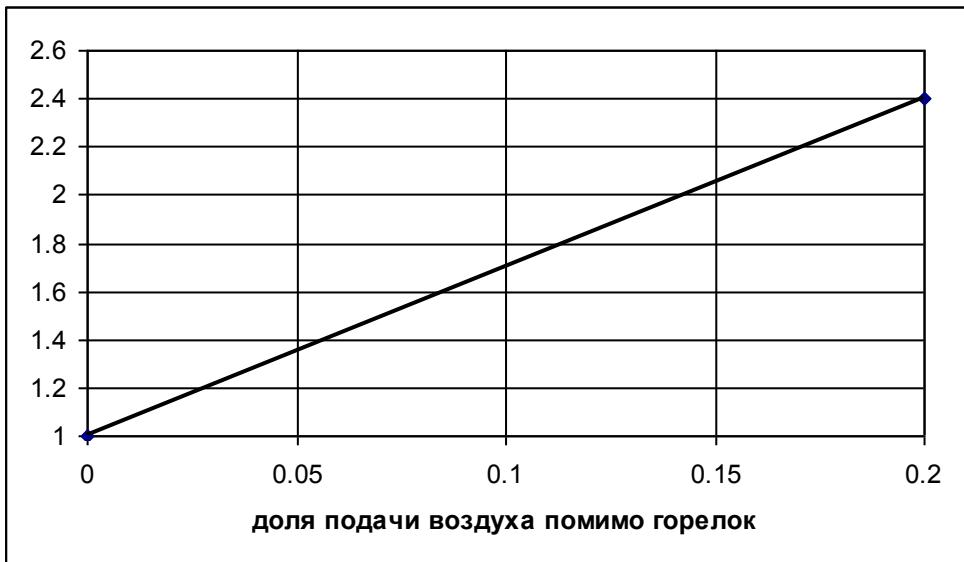


График 11.5.

при коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_m > 1,25$

$$c_{\delta n} = 10^{-3} \frac{0,032 + 0,043 \cdot 10^{-3} \cdot q_v}{e^{1,14(\alpha_m - 1)}} \cdot K_{\delta} \cdot K_p \cdot K_{cm}; \quad (11.3.10.2)$$

11.3.10.2. Определение концентрации бенз(а)пирена при сжигании мазута на паровых котлах выполняется по формуле

при коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_m \leq 1,25$

$$c_{\delta n} = 10^{-3} \cdot R \cdot \frac{0,34 + 0,42 \cdot 10^{-3} \cdot q_v}{e^{3,8(\alpha_m - 1)}} \cdot K_{\delta} \cdot K_p \cdot K_{cm}; \quad (11.3.10.3)$$

$R$  - коэффициент, учитывающий способ распыливания мазута; для паромеханических форсунок  $R = 0,75$ , для остальных случаев  $R = 1$

при коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_m > 1,25$

$$c_{\delta n} = 10^{-3} \cdot R \cdot \frac{0,172 + 0,23 \cdot 10^{-3} \cdot q_v}{e^{1,14(\alpha_m - 1)}} \cdot K_\delta \cdot K_p \cdot K_{cm}; \quad (11.3.10.4)$$

11.3.10.3. Определение концентрации бенз(а)пирена при сжигании газообразного топлива на водогрейных котлах выполняется по формуле

при коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_m \leq 1,25$

$$c_{\delta n} = 10^{-6} \frac{0,11 \cdot q_v - 7}{e^{3,5(\alpha_m - 1)}} \cdot K_\delta \cdot K_p \cdot K_{cm}; \quad (11.3.10.5)$$

при коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_m > 1,25$

$$c_{\delta n} = 10^{-6} \frac{0,13 \cdot q_v - 5}{1,3 \cdot e^{3,5(\alpha_m - 1)}} \cdot K_\delta \cdot K_p \cdot K_{cm}; \quad (11.3.10.6)$$

11.3.10.4. Определение концентрации бенз(а)пирена при сжигании мазута на водогрейных котлах выполняется по формуле

при коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_m \leq 1,25$

$$c_{\delta n} = 10^{-6} \cdot R \cdot \frac{0,445 \cdot q_v - 28}{e^{3,5(\alpha_m - 1)}} \cdot K_\delta \cdot K_p \cdot K_{cm}; \quad (11.3.10.7)$$

при коэффициенте избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_m > 1,25$

$$c_{\delta n} = 10^{-6} \cdot R \cdot \frac{0,52 \cdot q_v - 32,5}{1,16 \cdot e^{3,5(\alpha_m - 1)}} \cdot K_\delta \cdot K_p \cdot K_{cm}; \quad (11.3.10.8)$$

11.3.10.5. Определение концентрации бенз(а)пирена при сжигании твердого топлива на котлах малой мощности выполняется по формуле

$$c_{\delta n} = 10^{-3} \cdot \left( \frac{A \cdot Q_\mu^p}{e^{2,5\alpha_m}} + \frac{R}{t_s} \right) \cdot K_\delta \cdot K_{3Y}; \quad (11.3.10.9)$$

$A$  - коэффициент, характеризующий тип колосниковой решетки и вид топлива; для углей и сланцев  $A = 2,5$ , для древесины и торфа  $A = 1,5$

$R$  - коэффициент, характеризующий температурный уровень экранов

$$R = 290 \text{ для } t_s < 150$$

$$R = 350 \text{ для } t_s \geq 150$$

$t_s$  - температура насыщения при давлении пара в барабане котла или температура воды на выходе из водогрейного котла,  $^{\circ}\text{C}$

$K_\delta$  - коэффициент, учитывающий нагрузку котла

$$K_{\delta} = \left( \frac{D_{hom}}{D_{\phi}} \right)^{-1,2}$$

$K_{3Y}$  - коэффициент, учитывающий степень улавливания бенз(а)пирена золоуловителем, определяется по соотношению

$$K_{3Y} = 1 - \frac{\eta_{3Y} \cdot z}{100}$$

$\eta_{3Y}$  - степень очистки газов в золоуловителе, %

$z$  - коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности золоуловителем бенз(а)пирена

при температуре газов перед золоуловителем более  $185^0C$

$z = 0,8$  - для сухих золоуловителей

$z = 0,9$  - для сухих золоуловителей

при температуре газов перед золоуловителем менее  $185^0C$

$z = 0,7$  - для сухих золоуловителей

$z = 0,8$  - для сухих золоуловителей

## **12. Методика обработки результатов режимно-наладочных испытаний котлов.**

Обработка результатов испытаний котлов выполняется с целью определения основных режимных показателей работы котла, в том числе:

- 1) коэффициент избытка воздуха
- 2) потери тепла с уходящими газами
- 3) потери тепла с химическим недожогом топлива
- 4) потери тепла в окружающую среду
- 5) КПД котла “брутто”
- 6) расход топлива и теплоносителя
- 7) теплопроизводительность котла

Перечисленные показатели определяются для каждого из исследованных режимов работы котла на основании результатов измерений, полученных при испытаниях или с помощью соответствующих расчетных методов изложенных ниже.

### **12.1. Определение коэффициента избытка воздуха.**

Расчет коэффициента избытка воздуха выполняется по выражению:

$$\alpha = 1 + (h - 1) \cdot \frac{V_{c2}^o}{V^o}; (12.1.1)$$

$\alpha$  - коэффициент избытка воздуха

$h$  - коэффициент разбавления продуктов сгорания воздухом в месте отбора пробы

$V_{c2}^o$  - стехиометрический объем сухих продуктов сгорания,  $\text{м}^3/\text{кг}(\text{м}^3)$

$V^o$  - стехиометрический объем воздуха, необходимого для полного сгорания топлива,  $\text{м}^3/\text{кг}(\text{м}^3)$ , определяется по формулам (III.1) и (III.2) приложения III.

Коэффициент разбавления продуктов сгорания воздухом определяется по формуле:

$$h = \frac{RO_2^{\max}}{RO_2 + CO + CH_4}; (12.1.2)$$

$RO_2^{\max}$  - максимальное содержание трехатомных газов в продуктах сгорания топлива заданного состава, %

$RO_2$  - содержание трехатомных газов в продуктах сгорания, измеренное в месте отбора пробы, %

$CO$  - содержание оксида углерода в продуктах сгорания, измеренное в месте отбора пробы, %

$CH_4$  - содержание метана в продуктах сгорания, измеренное в месте отбора пробы, %

При контроле содержания кислорода в месте отбора пробы, содержание трехатомных газов в продуктах сгорания рассчитывается по выражению:

$$RO_2 = \frac{RO_2^{\max} (21 - O_2 - 0,4CO - 0,2H_2 - 1,6CH_4)}{21}; (12.1.3)$$

$O_2$  - содержание кислорода в продуктах сгорания, измеренное в месте отбора пробы, %

Максимальное содержание трехатомных газов в продуктах сгорания топлива определяется по формуле:

$$RO_2^{\max} = \frac{V_{RO2}^o}{V_{c2}^o} \cdot 100 ;(12.1.4)$$

$V_{RO2}^o$  - стехиометрический объем трехатомных газов,  $\text{м}^3/\text{кг}(\text{м}^3)$ , определяется по формулам (III.3) и (III.4) приложения III.

Стехиометрический объем сухих продуктов сгорания определяется по формуле:

$$V_{c2}^o = V_{RO2}^o + V_{N2}^o ;(12.1.5)$$

$V_{N2}^o$  - стехиометрический объем азота,  $\text{м}^3/\text{кг}(\text{м}^3)$ , определяется по формулам (III.7) и (III.8) приложения III.

## 12.2. Определение потерь тепла с уходящими газами.

ОСТ 108.030.132-80 “Котлы паровые стационарные. Методы испытаний” предусматривает определение потерь тепла с уходящими газами нормативным методом, в то же время допускается использование метода проф. Равича М. Б. при проведении настроочных (не балансовых) испытаний котлов. В настоящем описании приводятся способы расчета потерь тепла с уходящими газами нормативным методом и методом Равича.

Потери тепла с уходящими газами по нормативному методу рассчитываются по формуле:

$$q_2 = \frac{I_e - \alpha \cdot I_{x\theta}^o}{Q_p^p} \cdot 100 ;(12.2.1)$$

$I_e$  - энталпия продуктов сгорания в месте отбора пробы,  $\text{ккал}/\text{кг}(\text{м}^3)$

$I_{x\theta}^o$  - энталпия дутьевого воздуха,  $\text{ккал}/\text{кг}(\text{м}^3)$

$Q_p^p$  - рабочая теплота сгорания топлива,  $\text{ккал}/\text{кг}(\text{м}^3)$

Рабочая теплота сгорания жидкого топлива вычисляется по формуле

$$Q_p^p = Q_h^p + C_{ml} \cdot t_{ml} + d_{n\phi} (i_{n\phi} - 600) ;(12.2.2)$$

$Q_h^p$  - низшая теплота сгорания топлива,  $\text{ккал}/\text{кг}(\text{м}^3)$

$C_{ml}$  - теплоемкость топлива,  $\text{ккал}/\text{кг} {^0}\text{C}$ , для мазута

$$C_{ml} = (0,415 + 0,0006 \cdot t_{ml}) \cdot t_{ml}$$

$t_{ml}$  - температура топлива,  ${^0}\text{C}$

$d_{n\phi}$  - удельный расход пара, поступающего на форсунки,  $\text{кг}(пара)/\text{кг}(топлива)$

$i_{n\phi}$  - энталпия пара, поступающего на форсунки,  $\text{ккал}/\text{кг}$

Рабочая теплота сгорания газообразного и твердого топлива принимается равной его низшей теплоте сгорания.

Энталпия продуктов сгорания в месте отбора пробы определяется по выражению

$$I_e = I_e^o + (\alpha - 1) \cdot I_e^o ;(12.2.3)$$

$I_e^o$  - энталпия продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха равном 1 и температуре газов в месте отбора пробы, ккал/кг(м<sup>3</sup>)

$I_a^o$  - энталпия воздуха при температуре газов в месте отбора пробы, ккал/кг(м<sup>3</sup>)

Энталпия воздуха при температуре газов в месте отбора пробы определяется по уравнению

$$I_a^o = V^o \cdot C_a \cdot \vartheta ;(12.2.4)$$

$C_a$  - теплоемкость воздуха при температуре продуктов сгорания в месте отбора пробы, ккал/м<sup>3</sup> 0C

$\vartheta$  - температура продуктов сгорания в месте отбора пробы, 0C

Энталпия продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1$  определяется по формуле

$$I_e^o = (V_{RO2}^o C_{RO2} + V_{N2}^o C_{N2} + V_{H2O}^o C_{H2O} + V_{CO} C_{CO} + V_{H2} C_{H2} + V_{CH4} C_{CH4}) \cdot \vartheta ;(12.2.5)$$

$V_{H2O}^o$  - стехиометрический объем водяных паров в продуктах сгорания топлива, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>) , определяется по формулам (III.5) и (III.6) приложения III.

$V_{CO}$  - объем оксида углерода в месте отбора пробы, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>)

$V_{H2}$  - объем водорода в месте отбора пробы, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>)

$V_{CH4}$  - объем метана в месте отбора пробы, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>)

$C$  - теплоемкость соответствующего компонента из состава продуктов сгорания при температуре газов в месте отбора пробы, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>).

Объем оксида углерода, водорода и метана в месте отбора пробы вычисляется по формуле

$$V_j = \frac{V_j \%}{100} \cdot V_{ce} ;(12.2.6)$$

$V_j %$  - содержание соответствующего компонента в процентах к объему газов в месте отбора пробы, %

$V_{ce}$  - объем сухих продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха в месте отбора пробы, м<sup>3</sup>/кг(м<sup>3</sup>)

Объем сухих продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха в месте отбора пробы определяется по выражению

$$V_{ce} = V_{RO2}^o + V_{N2}^o + (\alpha - 1) \cdot V^o ;(12.2.7)$$

Теплоемкость компонентов продуктов сгорания рассчитывается по формуле

$$C = \sum_{i=0}^{i=5} a_i \cdot \vartheta^i ;(12.2.8)$$

Нормативным методом расчета котельных установок рекомендуются следующие значения полиномиальных коэффициентов

Коэф. А	C <sub>RO2</sub>	C <sub>N2</sub>	C <sub>H2O</sub>
A <sub>0</sub>	0,38231419	0,30929091	0,35672260
A <sub>1</sub>	0,25207184*10 <sup>-3</sup>	-0,53739164*10 <sup>-5</sup>	0,24795243*10 <sup>-4</sup>
A <sub>2</sub>	-0,16633384*10 <sup>-6</sup>	0,62620324*10 <sup>-7</sup>	0,57207221*10 <sup>-7</sup>

A <sub>3</sub>	0,76427112*10 <sup>-10</sup>	-0,47710105*10 <sup>-10</sup>	-0,35393369*10 <sup>-10</sup>
A <sub>4</sub>	-0,20555466*10 <sup>-13</sup>	0,15436120*10 <sup>-13</sup>	0,91538884*10 <sup>-14</sup>
A <sub>5</sub>	0,23407239*10 <sup>-17</sup>	-0,18818960*10 <sup>-17</sup>	0,92691428*10 <sup>-18</sup>

Коэф. А	Свозд	C <sub>CO</sub>	C <sub>H2</sub>	C <sub>CH4</sub>
A <sub>0</sub>	0,31519196	0,3103	0,305	0,37
A <sub>1</sub>	0,35619473*10 <sup>-5</sup>	-10 <sup>-6</sup>	4*10 <sup>-5</sup>	2*10 <sup>-4</sup>
A <sub>2</sub>	0,60760977*10 <sup>-7</sup>	6*10 <sup>-8</sup>	-10 <sup>-7</sup>	4*10 <sup>-7</sup>
A <sub>3</sub>	-0,51300306*10 <sup>-10</sup>	-3*10 <sup>-11</sup>	2*10 <sup>-10</sup>	-8*10 <sup>-10</sup>
A <sub>4</sub>	0,17716406*10 <sup>-13</sup>	-10 <sup>-14</sup>	-2*10 <sup>-13</sup>	6*10 <sup>-13</sup>
A <sub>5</sub>	-0,22616689*10 <sup>-17</sup>	9*10 <sup>-18</sup>	4*10 <sup>-17</sup>	-2*10 <sup>-16</sup>

Потери тепла с уходящими газами по методу Равича рассчитываются по уравнению

$$q_2 = \frac{\vartheta - t_e}{T_{\max}} \cdot [C + (h-1) \cdot B \cdot K] \cdot 100 ;(12.2.9)$$

$T_{\max}$  - жаропроизводительность топлива,  $^0\text{C}$

$t_e$  - температура дутьевого воздуха,  $^0\text{C}$

$C$  - отношение средней теплоемкости продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха в интервале температур 0÷ $\vartheta$  к средней теплоемкости продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха в интервале температур 0÷ $T_{\max}$

$K$  - отношение средней теплоемкости воздуха в интервале температур 0÷ $\vartheta$  к средней теплоемкости воздуха в интервале температур 0÷ $T_{\max}$

$B$  - отношение стехиометрического объема сухих продуктов сгорания к полному стехиометрическому объему продуктов сгорания

Определение жаропроизводительности топлива выполняется методом последовательных приближений в следующей последовательности. Задаются начальной температурой

продуктов сгорания  $T_{\max}^0$ , определяют средневзвешенную теплоемкость продуктов

сгорания в интервале температур  $0 \dots T_{\max}^0$ , затем определяют теплоту сгорания топлива

по формуле  $Q_h^p = (V_{RO2}^o C_{RO2} + V_{N2}^o C_{N2} + V_{H2O}^o C_{H2O}) \cdot T_{\max}^0$ , если рассчитанная теплота сгорания не совпадает с фактической низшей теплотой сгорания топлива, то расчет повторяют, задаваясь следующим значением  $T_{\max}$ . Итерационный цикл прерывают, когда разность между рассчитанной и фактической теплотой сгорания топлива не превышает 1 ккал/кг( $\text{m}^3$ ).

При сжигании жидкого топлива потери тепла с уходящими газами по методу Равича определяются по формуле

$$q_2^\Sigma = q_2 + q_2^\phi - q_2^{mp} ;(12.2.10)$$

$$q_2^\phi = \frac{d_{n\phi} \cdot C_n (t_n - \vartheta)}{Q_h^p} \cdot 100 \quad \text{- дополнительное количество тепла, уносимое с}$$

водяным паром, поступающим на форсунки, %, где  $C_p=0,5$  ккал/кг  $^0\text{C}$  – теплоемкость пара,  $t_n$  – температура пара перед форсунками,  $^0\text{C}$ .

$$q_2^m = \frac{C_{ml} \cdot t_{ml}}{Q_p^p} \cdot 100 \quad \text{- теплота нагрева мазута, \%}$$

### 12.3. Определение потерь тепла с химическим недожогом топлива.

Потери тепла с химическим недожогом топлива рассчитываются по формуле

$$q_3 = \frac{30,2 \cdot CO + 25,8 \cdot H_2 + 85,4 \cdot CH_4}{Q_p^p} \cdot V_{ce} \cdot 100 ;(12.3.1)$$

$CO$  - содержание оксида углерода в продуктах сгорания, %

$H_2$  - содержание водорода в продуктах сгорания, %

$CH_4$  - содержание метана в продуктах сгорания, %

### 12.4. Определение потерь тепла в окружающую среду.

Потери тепла в окружающую среду для парового котла определяются по формуле

$$q_5 = \frac{D_{nom}}{D} \cdot q_5^{nom} ;(12.4.1)$$

$D_{nom}$  - номинальная паропроизводительность котла, т/ч

$D$  - режимная паропроизводительность котла, т/ч

$q_5^{nom}$  - потери тепла в окружающую среду при номинальной паропроизводительности котла, %

Потери тепла в окружающую среду для водогрейного котла определяются по формуле

$$q_5 = \frac{Q_{nom}}{Q} \cdot q_5^{nom} ;(12.4.2)$$

$Q_{nom}$  - номинальная теплопроизводительность котла, т/ч

$Q$  - режимная теплопроизводительность котла, т/ч

$q_5^{nom}$  - потери тепла в окружающую среду при номинальной теплопроизводительности котла, %

### 12.5. Определение КПД котла “брутто”.

Определение КПД котла выполняется методами прямого и обратного баланса. Оба этих метода принципиально равнозначны, однако считается, что точность расчета КПД по методу обратного баланса может быть достигнута более высокой, чем методом прямого баланса, за счет исключения погрешности измерений расходов топлива и теплоносителя. Расчетная формула при определении КПД парового котла методом прямого баланса имеет вид

$$\eta = \frac{D \cdot (i_n - i_{n\theta}) + D \frac{P_{nn}}{100} (i_{\kappa\theta} - i_{n\theta})}{Q_p^p \cdot B} \cdot 10^{-1} ;(12.5.1)$$

$D$  - режимная паропроизводительность котла, т/ч

$i_n$  - энталпия пара, ккал/кг

$i_{n\theta}$  - энталпия питательной воды, ккал/кг

$P_{нп}$  - процент непрерывной продувки котла, %

$i_{кв}$  - энталпия котловой воды, ккал/кг

$B$  - режимный расход топлива на котел, кг(м<sup>3</sup>)/ч

Расчетная формула при определении КПД водогрейного котла методом прямого баланса имеет вид

$$\eta = \frac{G \cdot (i_2 - i_1)}{Q_p^p \cdot B} \cdot 10^{-1} ;(12.5.2)$$

$G$  - режимный расход воды через котел, т/ч

$i_2$  - энталпия воды на входе в котел, ккал/кг

$i_1$  - энталпия воды на выходе из котла, ккал/кг

$B$  - режимный расход топлива на котел, кг(м<sup>3</sup>)/ч

Расчетная формула при определении КПД котла методом обратного баланса имеет вид

$$\eta = 100 - \sum q_i ;(12.5.3)$$

$\sum q_i$  - сумма потерь тепла, включающая потери с уходящими газами, с химическим и механическим недожогом топлива, потери в окружающую среду и потери с физическим теплом шлака, %.

## 12.6. Определение расходов топлива и теплоносителя.

Расчет расходов топлива и теплоносителя на котлы выполняется методом инструментального измерения с помощью приборов узлов учета и косвенным методом с использованием уравнения теплового баланса котла. При определении расходов топлива методом инструментального измерения показания приборов подвергаются обработке в зависимости от типа средств измерения, которыми укомплектован узел учета.

Показания узлов учета, действие которых основано на измерении перепада давления на сужающем устройстве, должны подвергаться обработке в соответствии с требованиями ГОСТ 8.563.1-3-97 "Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления" (настоящем руководстве методика ГОСТ 8.563.1-3-97 не приводится). Для узлов учета, укомплектованных сужающим устройством и не прошедших поверку в органах метрологического контроля (например, установленных на вновь введенных в эксплуатацию котлах при производстве пуско-наладочных работ) методы расчета ориентировочного значения расхода изложены ниже.

### 12.6.1. Определение расхода топлива на котел.

Определение ориентировочного расхода газа на котел через сужающее устройство выполняется по формуле

$$B_{\phi}^{20} = B_{узм} \cdot \sqrt{\frac{P_{\phi} + B_{\phi}}{P_p + B_p}} \cdot \sqrt{\frac{t_p + 273}{t_{\phi} + 273}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_p}{\rho_{\phi}}} \cdot \frac{20 + 273}{t_{\phi} + 273} ;(12.6.1)$$

$B_{\phi}^{20}$  - фактический расход газообразного топлива в нормальных условиях, м<sup>3</sup>/ч

$B_{узм}$  - показания расходомера газа, м<sup>3</sup>/ч

$P$  - избыточное давление газа перед узлом учета

$B$  - барометрическое давление воздуха

$t$  - температура газа, °C

$\rho$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>

Здесь и далее по тексту индексом “ $\phi$ ” обозначаются значения фактических параметров потока, а индексом “ $p$ ” – значение соответствующих параметров потока, указанные в паспорте средства измерения расхода.

Показания узлов учета газообразного топлива, укомплектованных счетчиками количества, действие которых основано на измерении числа оборотов вращающегося элемента (тахометрические, вихревые, турбинные и тому подобные счетчики) приводятся к нормальным условиям по формуле

$$B_{\phi}^{20} = B_{узм} \cdot \frac{P_{\phi} + B}{760} \cdot \frac{20 + 273}{t_{\phi} + 273}; \quad (12.6.2)$$

В формулу (12.6.2) значения избыточного давления газа и барометрического давления воздуха вводятся в мм рт. ст.

Показания узлов учета топлива, укомплектованных вычислителями расхода (типа СПГ) корректируются с учетом поправочного коэффициента, заданного после монтажа и наладки средств измерения на месте установки

$$B_{\phi}^{20} = B_{узм} \cdot K; \quad (12.6.3)$$

$K$  - поправочный коэффициент на показания узла учета.

Расчет расхода топлива с помощью уравнения теплового баланса парового котла выполняется по формуле

$$B = \frac{D \cdot (i_n - i_{n\theta}) + D \frac{P_{\text{нн}}}{100} (i_{\kappa\theta} - i_{n\theta})}{Q_p^p \cdot \eta} \cdot 10^{-3}; \quad (12.6.4)$$

$D$  - паропроизводительность котла по показаниям узла учета пара, т/ч

Значение КПД, входящее в формулу (12.6.4) следует принимать

- для паровых котлоагрегатов, оборудованных питательным экономайзером – КПД рассчитанный методом обратного баланса (формула Е 5.3) в сечении газохода после экономайзера
- для паровых котлоагрегатов, оборудованных теплофикационным экономайзером – КПД рассчитанный методом обратного баланса (формула Е 5.3) в сечении газохода после собственно котла

Расчет расхода топлива с помощью уравнения теплового баланса водогрейного котла выполняется по формуле

$$B = \frac{G \cdot (i_2 - i_1)}{Q_p^p \cdot \eta} \cdot 10^{-3}; \quad (12.6.5)$$

$G$  - расход воды через котел по показаниям узла учета, т/ч

## 12.6.2. Определение расхода теплоносителя.

Ориентировочное значение расхода пара через сужающее устройство рассчитывается по выражению

$$D = D_{изм} \sqrt{\frac{v_p}{v_\phi}} ;(12.6.6)$$

$D_{изм}$  - показания расходомера узла учета пара, т/ч

$v$  - удельный объем пара, м<sup>3</sup>/кг

Ориентировочное значение расхода воды через сужающее устройство при градуировке шкалы расходомера в единицах массового расхода рассчитывается по выражению

$$G = G_{изм} \sqrt{\frac{v_p}{v_\phi}} ;(12.6.7)$$

$G_{изм}$  - показания расходомера узла учета воды, т/ч

$v$  - удельный объем воды, м<sup>3</sup>/кг

Ориентировочное значение расхода воды через сужающее устройство при градуировке шкалы расходомера в единицах объемного расхода рассчитывается по выражению

$$G = G_{изм} \sqrt{\frac{v_\phi}{v_p}} ;(12.6.7)$$

Показания тахометрических счетчиков, измеряющих объемный расход жидкости, приводятся к массовому расходу по выражению

$$G = \frac{G_{изм}}{v_\phi} ;(12.6.8)$$

$G_{изм}$  - показания расходомера узла учета жидкости, м<sup>3</sup>/ч

Расчет расхода пара с помощью уравнения теплового баланса парового котла выполняется по формуле

$$D = \frac{B \cdot Q_p^p \cdot \eta}{(i_n - i_{n\theta}) + \frac{P_{нп}}{100} (i_{кв} - i_{n\theta})} \cdot 10^{-3} ;(12.6.9)$$

Расчет расхода воды с помощью уравнения теплового баланса водогрейного котла выполняется по формуле

$$G = \frac{B \cdot Q_p^p \cdot \eta}{(i_2 - i_1)} \cdot 10^{-3} ;(12.6.10)$$

## 12.7. Определение теплопроизводительности котлоагрегата.

Расчет теплопроизводительности котлоагрегата выполняется по формуле

$$Q = B \cdot Q_p^p \cdot \eta \cdot 10^{-8} ;(12.7.1)$$

$Q$  - теплопроизводительность, Гкал/ч

$\eta$  - КПД котла в сечении за последней поверхностью нагрева по ходу газов, %

## 12.8. Определение ориентировочных режимных показателей работы котла.

Ориентировочные значения режимных показателей работы котла, таких как коэффициент избытка воздуха, температура продуктов сгорания, сопротивление газового и воздушного тракта, могут быть рассчитаны на основании соответствующих справочных данных. Ориентировочные значения показателей работы котла обычно используются для оценки технического состояния котла и отдельных его элементов, а так же могут применяться для прогнозирования соответствующих значений на промежуточных режимах.

Ориентированное значение коэффициента избытка воздуха рассчитывается по формуле

$$\alpha = \alpha_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{B_{\text{ном}} \cdot Q_{h\text{-ном}}^p}{B \cdot Q_h^p}} ; \quad (12.8.1)$$

$\alpha$  - коэффициент избытка воздуха

$B$  - расход топлива

$Q_h^p$  - низшая теплота сгорания топлива

Ориентированное значение температуры продуктов сгорания рассчитывается по формуле

$$\vartheta = \vartheta_{\text{ном}} \cdot \sqrt[3]{\frac{B_{\text{ном}} \cdot Q_{h\text{-ном}}^p}{B \cdot Q_h^p}} ; \quad (12.8.2)$$

$\vartheta$  - температура продуктов сгорания

Ориентированное значение сопротивления газового тракта рассчитывается по формуле

$$\Delta S = \Delta S_{\text{ном}} \cdot \left( \frac{B \cdot V_e \cdot (\vartheta + 273)}{B_{\text{ном}} \cdot V_{e\text{-ном}} \cdot (\vartheta_{\text{ном}} + 273)} \right)^2 \cdot \frac{\vartheta_{\text{ном}} + 273}{\vartheta + 273} ; \quad (12.8.3)$$

$\Delta S$  - сопротивления газового тракта

$V$  - объем продуктов сгорания

Ориентированное значение сопротивления воздушного тракта рассчитывается по формуле

$$\Delta H = \Delta H_{\text{ном}} \cdot \left( \frac{B \cdot V_e \cdot (t_{x\beta} + 273)}{B_{\text{ном}} \cdot V_{e\text{-ном}} \cdot (t_{x\beta\text{-ном}} + 273)} \right)^2 \cdot \frac{t_{x\beta\text{-ном}} + 273}{t_{x\beta} + 273} ; \quad (12.8.4)$$

$\Delta H$  - сопротивления воздушного тракта

$t_{x\beta}$  - температура дутьевого воздуха

В формулах (12.8.1 – 12.8.4) индексом “ном” обозначены справочные характеристики работы котла на номинальной нагрузке.

### **13. Расчет тарифов на производство и передачу тепловой энергии с горячей водой и паром.**

Тариф на тепловую энергию, поставляемую потребителям, включает следующие слагаемые:

1. стоимость тепловой энергии (мощности)
2. стоимость услуг по передаче тепловой энергии (мощности) энергоснабжающими организациями (ЭСО) и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям

Тариф (цена) продажи тепловой энергии от ЭСО устанавливается на едином уровне для всех потребителей (покупателей) данной ЭСО, если иное не определено региональными органами субъекта Российской Федерации.

Экономически обоснованный тариф (цена) на тепловую энергию, предлагаемый ЭСО на рынок тепловой энергии, определяется по формуле:

$$T^T = \frac{HBB^T}{Q_{omn}}; \quad (13.1)$$

$T^T$  - тариф на тепловую энергию, руб/Гкал

$HBB^T$  - необходимая валовая выручка на производство тепловой энергии, руб

$Q_{omn}$  - отпуск тепловой энергии в сеть, то есть количество тепловой энергии, отпущенное потребителям на границе эксплуатационной ответственности (балансовой принадлежности), Гкал

В необходимую валовую выручку (НВВ) включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, в том числе:

- 1) топливо и электроэнергия
- 2) покупная тепловая энергия
- 3) оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность
- 4) сырье и материалы, том числе исходная вода
- 5) ремонт основных средств
- 6) оплата труда
- 7) амортизация основных средств
- 8) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции

В затраты, составляющие НВВ по категории материальных ресурсов, включаются

- затраты на приобретение (реализацию) и доставку топлива, а так же затраты на снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые организациями-поставщиками топлива
- затраты на приобретение электроэнергии
- затраты на приобретение исходной воды технического и хозяйствственно-бытового назначения
- затраты на оплату услуг по сбору и удалению технологических стоков
- затраты на приобретение ионообменных материалов и химических реагентов на нужды систем водоподготовки источников тепла
- затраты на приобретение тепловой энергии у сторонних энергоснабжающих организаций

Потребность ЭСО в перечисленных материальных ресурсах определяется при планировании деятельности источников тепла ЭСО на регулируемый период. Стоимость материальных ресурсов рассчитывается по формуле:

$$S = \sum_{r=1}^n R_r \cdot U_r ; (13.2)$$

$S$  - суммарная стоимость материальных ресурсов, необходимых ЭСО для производства тепловой энергии в течение регулируемого периода, руб

$n$  - число видов материальных ресурсов по категориям затрат

$R_r$  - потребность ЭСО в материальном ресурсе вида  $r$ , определяется в единицах измерения данного вида ресурса при планировании деятельности ЭСО на регулируемый период

$U_r$  - цена (тариф) на ресурс вида  $r$ , значение указывается в размерности, принятой для данного вида ресурса

Цена (тариф) на материальные ресурсы по отдельным статьям расходов определяется на основании договоров, заключенных с организацией-поставщиком данного вида услуг. При отсутствии информации в отношении цены (тарифа) на данный вид услуг, применяются прогнозные индексы потребительских цен на расчетный период регулирования, определяемые Минэкономразвития России.

Количество тепловой энергии, отпущенное потребителям на границе балансовой принадлежности в формуле (13.1), определяется по выражению:

$$Q_{omn} = Q_{nomp} + \Delta Q_{cucm} + \Delta Q_{mc}^{бал} ; (13.3)$$

$Q_{nomp}$  - количество тепла, поступившего на системы теплоснабжения потребителей горячей воды и пара за расчетный период регулирования, Гкал

$\Delta Q_{cucm}$  - потери тепла в местных системах теплоснабжения потребителей, Гкал

$\Delta Q_{mc}^{бал}$  - потери тепла на участках водяных и паровых тепловых сетей, находящихся на балансе потребителей, Гкал

#### **Расчет тарифов продажи тепловой энергии.**

Тарифы на тепловую энергию (мощность) устанавливаются отдельно по потребителям, получающим тепловую энергию с горячей водой и паром.

Расчет тарифов продажи тепловой энергии предусматривает определение одноставочных и (или) двухставочных тарифов.

Расчет одноставочного тарифа производится по формуле (13.1).

Расчет двухставочного тарифа продажи тепловой энергии производится путем разделения необходимой валовой выручки  $HBB^T$  на производство тепловой энергии и на содержание мощности.

Расчет ставки платы за тепловую энергию, отпущенную с коллекторов источников горячей воды, выполняется по формуле:

$$T_{\text{зв}}^{T\mathcal{E}} = \sum_{i=1}^N b_i \cdot U_i \cdot 10^{-3} + \frac{\Pi_i^{T\mathcal{E}}}{Q_i} ; (13.4)$$

$T_{\text{зв}}^{T\mathcal{E}}$  - ставка платы за тепловую энергию, отпущенную с горячей водой, руб/Гкал

$N$  - число источников отпуска тепла с горячей водой данной ЭСО

$b_i$  - удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде  $i$ -источником, кг ут/Гкал

$\Pi_i$  - цена условного топлива, используемого  $i$ -источником горячей воды, руб/тут

$\Pi_i^{T\Theta}$  - часть прибыли ЭСО, относимая на отпуск тепла с горячей водой, тыс. руб

$Q_i$  - количество тепловой энергии, отпускаемой в горячей воде  $i$ -источником, тыс. Гкал

Расчет ставки платы за тепловую энергию, отпущенную с коллекторов источников пара, выполняется по формуле:

$$T_{nap}^{T\Theta} = \sum_{j=1}^S b_j \cdot \Pi_j \cdot 10^{-3} + \frac{\Pi_j^{T\Theta}}{Q_j}; \quad (13.5)$$

$T_{nap}^{T\Theta}$  - ставка платы за тепловую энергию, отпущенную с паром, руб/Гкал

$S$  - число источников отпуска тепла с паром данной ЭСО

$b_j$  - удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпускаемую в паре  $j$ -источником, кг ут/Гкал

$\Pi_j$  - цена условного топлива, используемого  $j$ -источником пара, руб/тут

$\Pi_j^{T\Theta}$  - часть прибыли ЭСО, относимая на отпуск тепла с паром, тыс. руб

$Q_j$  - количество тепловой энергии, отпускаемой в паре  $j$ -источником, тыс. Гкал

Ставка платы за тепловую мощность рассчитывается на едином уровне для всех генерирующих источников тепла (в паре и горячей воде) по формуле:

$$T^{TM} = \frac{HBB^T - \sum_{j=1}^S T_{j\_nap}^{T\Theta} \cdot Q_j - \sum_{i=1}^N T_{i\_ze}^{T\Theta} \cdot Q_i}{\left( \sum_{j=1}^S P_j + \sum_{i=1}^N P_i \right) \cdot M}; \quad (13.6)$$

$T^{TM}$  - ставка платы за тепловую мощность, тыс. руб. в месяц за Гкал/ч

$P_j$  - присоединенная расчетная мощность (нагрузка)  $j$ -источника пара, Гкал/ч

$P_i$  - присоединенная расчетная мощность (нагрузка)  $i$ -источника горячей воды, Гкал/ч

$M$  - число платежей (месяцев) в периоде регулирования

Распределение НВВ и прибыли, относимых на ставку за тепловую энергию, между ставками платы за тепловую энергию, отпускаемую в паре и горячей воде, производится пропорционально стоимости топлива, использованного на производство тепловой энергии, отпущенное соответственно в паре и горячей воде.

Коэффициент пропорциональности стоимости условного топлива на производство тепловой энергии в горячей воде вычисляется по формуле:

$$K_{ym}^{2\theta} = \frac{S_{ym}^{2\theta}}{S_{ym}}; (13.7)$$

$S_{ym}^{2\theta}$  - стоимость условного топлива, израсходованного на источнике тепла для производства тепловой энергии, отпущенной с горячей водой, руб

$S_{ym}$  - полная стоимость условного топлива, израсходованного на источнике тепла для производства тепловой энергии, отпущенной с горячей водой и паром, руб  
Стоимость условного топлива, израсходованного на источнике тепла для производства тепловой энергии, отпущенной с горячей водой, вычисляется по выражению:

$$S_{ym}^{2\theta} = B_{ym}^{2\theta} \cdot \Pi_{ym}; (13.8)$$

$B_{ym}^{2\theta}$  - расход условного топлива, затраченного на источнике тепла для производства тепловой энергии в горячей воде, тут

$\Pi_{ym}$  - цена 1 т условного топлива на источнике тепла, руб/тут

Расход условного топлива, затраченного на источнике тепла для производства тепловой энергии в горячей воде, определяется по формуле:

$$B_{ym}^{2\theta} = B_{ym} \cdot \frac{Q_{omn}^{2\theta}}{Q_{omn}}; (13.9)$$

$B_{ym}$  - полный расход условного топлива, затраченного на источнике для производства тепловой энергии, отпущенной с горячей водой и паром, тут

$Q_{omn}^{2\theta}$  - количество тепловой энергии, отпущенное потребителям с горячей водой на границе балансовой принадлежности, Гкал

$Q_{omn}$  - полное количество тепловой энергии, отпущенное потребителям с горячей водой и паром на границе балансовой принадлежности, Гкал

С учетом коэффициента пропорциональности  $K_{ym}^{2\theta}$  формула (13.1) приобретает вид:

$$T_{2\theta}^T = \frac{HBB^T \cdot K_{ym}^{2\theta}}{Q_{omn}^{2\theta}}; (13.1.1)$$

Аналогичным способом определяется коэффициент пропорциональности стоимости условного топлива на производство тепловой энергии в паре  $K_{ym}^{nap}$ .

#### Расчет тарифа на услуги по передаче тепловой энергии.

Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям единицы тепловой мощности производится по формуле:

$$T_{neped} = \frac{HBB_{сети}^T}{P \cdot M}; \quad (13.10)$$

$T_{neped}$  - плата (тариф) за услуги по передаче тепловой энергии руб. в месяц за Гкал/ч

$HBB_{сети}^T$  - необходимая валовая выручка теплосетевой организации на регулируемый период по оказанию услуг по передаче тепловой энергии в паре или в горячей воде, тыс. руб.

$P$  - суммарная присоединенная расчетная тепловая мощность (нагрузка) по совокупности потребителей тепловой энергии в паре или горячей воде по заключенным договорам теплоснабжения с энергоснабжающей организацией на регулируемый период, тыс. Гкал/ч

$M$  - продолжительность периода регулирования, мес

В состав материальных расходов, определяющих НВВ на передачу тепла, включаются расходы на приобретение воды, электрической и тепловой энергии, расходуемых на компенсацию следующих нормативных технологически необходимых затрат и технически неизбежных потерь ресурсов:

- тепловые потери через изоляцию трубопроводов водяных и паровых тепловых сетей и с потерями теплоносителей
- потери (в том числе с утечками) теплоносителей (пар, конденсат, горячая вода) – без тепловой энергии, содержащейся в каждом из них
- затраты электроэнергии на привод насосов и другого оборудования, обеспечивающего технологический процесс передачи и распределения тепловой энергии

Стоимость материальных ресурсов, расходуемых на передачу тепловой энергии в расчетном периоде регулирования, определяется по формуле (13.2).

Распределение  $HBB_{сети}^T$ , относимой теплосетевой организацией на оказание услуг по передаче тепловой энергии в паре или в горячей воде, между ставками по передаче тепла с паром и горячей водой производится пропорционально потерям тепла в тепловых сетях при передаче энергии.

Коэффициент пропорциональности тепловых потерь при передаче энергии по водяным тепловым сетям определяется по формуле:

$$K_{mc}^{2\sigma} = \frac{\Delta Q_{mc}^{2\sigma}}{\Delta Q_{ym}^{2\sigma}}; \quad (13.11)$$

$\Delta Q_{mc}^{2\sigma}$  - потери тепла участками водяных тепловых сетей ЭСО за регулируемый период, Гкал

$\Delta Q_{ym}^{2\sigma}$  - потери тепла участками водяных и паровых тепловых сетей ЭСО за регулируемый период, Гкал

Потери тепла участками водяных тепловых сетей определяются по формуле:

$$\Delta Q_{mc}^{2\sigma} = \Delta Q_{oxl}^{2\sigma} + \Delta Q_{ym}^{2\sigma} + \Delta Q_{n3}^{2\sigma}; \quad (13.12)$$

$\Delta Q_{oxl}^{2\sigma}$  - потери тепла с охлаждением участков водяных тепловых сетей, Гкал

$\Delta Q_{ym}^{2\sigma}$  - потери тепла с утечками на участках водяных тепловых сетей, Гкал

$\Delta Q_{nз}$  - потери при промывках и заполнениях объектов системы теплоснабжения, Гкал

Потери тепла участками водяных и паровых тепловых сетей определяются по формуле:

$$\Delta Q_{mc} = \Delta Q_{oxl}^{nap} + \Delta Q_{ym}^{nap} + \Delta Q_{mc}^{e\theta}; \quad (13.11)$$

$\Delta Q_{oxl}^{nap}$  - потери тепла с охлаждением участков паровых тепловых сетей, Гкал

$\Delta Q_{ym}^{nap}$  - потери тепла с утечками на участках паровых тепловых сетей, Гкал

С учетом коэффициента пропорциональности  $K_{mc}^{e\theta}$  формула (13.10) приобретает вид:

$$T_{neped}^{e\theta} = \frac{HBB_{сети}^T \cdot K_{mc}^{e\theta}}{P^{e\theta} \cdot M} \quad (13.5.1)$$

$P^{e\theta}$  - присоединенная расчетная тепловая мощность (нагрузка) по совокупности потребителей тепловой энергии в паре воде по заключенным договорам теплоснабжения с энергоснабжающей организацией на регулируемый период, тыс. Гкал/ч

**Справочные таблицы нормирования затрат топлива.****Таблица I.1. Индивидуальные нормы расхода топлива для котлоагрегатов на номинальной нагрузке, кг ут/Гкал**

Тип котлоагрегата	Вид топлива			
	газ	мазут	каменный уголь	бурый уголь
<b>Паровые котлоагрегаты</b>				
К-35-40, ТП-35-У, ТП-35			162	163
ТП-35		155		
Б-35-40, ТС-35-У				168,7
ТП-30	153,5	154,8		
ТП-20-У			166,4	170
ТП-20	154,7			
ДКВр-20-13	157,1	160,4	174,6	189
ДКВр-10-13	157,6	160,1	174,6	189
ДКВр-6,5-13	158,1	160,1	174,6	189
ДКВр-4-13	158,7	160,1	174,8	189
ДКВр-2,5-13	160,3	160,4	175,4	189,2
ДКВ-4-13	162,6	167,4	189,8	
ДКВ-2-8	163	167,7	190	
ДЕ-25-14, КЕ-25-14	155,9	158,8	166,2	167,5
ДЕ-16-14	157,5	162,6		
ДЕ-10-14, КЕ-10-14	156,9	161	178,3	179,6
ДЕ-6,5-14, КЕ-6,5-14	158,9	163	178,3	179,6
ДЕ-4-14, КЕ-4-14	160,1	163,9	178,3	179,6
КЕ-2,5-14			178,3	179,6
ШБА-7	164,3	168	171,9	183,5
ШБА-5	164,5	168	173,6	185,1
ШБА-3	164,5	168	175,5	187,2
Е-1/9, Е-0,8/9, Е0,4/9	166	174,1	199,4	204
<b>Водогрейные котлоагрегаты</b>				
ПТВМ-100, КВГМ-100	157,6	159,1		
ПТВМ-50, КВГМ-50	160,5	163,9		
ПТВМ-30, КВГМ-30	156,8	162,7	177,3	175,3
КВТС-30, КВТСВ-30	156,8	162,7	177,3	175,3
КВГМ-20, КВТС-20	158,4	164,9	177	172,8
КВГМ-10, КВТС-10	158,4	164,9	177	172,8
КВГМ-6,5, КВТС-6,5	157,3	164,8	174,2	175
КВГМ-4, КВТС-4	157,3	164,8	174,2	175
ТВГ	168	174,2		
Секционные чугунные и стальные	173,1	178,5	213,2	238

**Таблица I.2. Нормативный коэффициент  $K_1$ , учитывающий эксплуатационную нагрузку котлоагрегатов.**

Тип котлоагрегата	Вид топлива	Нагрузка, % номинальной					
		90	80	70	60	50	40
Паровые котлоагрегаты							
ТП-35-У	КУ	1	1,001	1,005	1,009	1,015	1,022
	БУ	0,997	0,996	1	1,005	1,009	1,014
ТП-35	М	1	1,001	1,002	1,005	1,008	1,011
ТП-30	Г	0,999	0,999	1	1	1,002	1,007
	М	0,995	0,993	0,99	0,99	0,993	1,001
ТС-20	Г	1	1,001	1,002	1,007	1,012	1,017
	М	1,002	1,006	1,011	1,016	1,021	1,028
ТП-20	Г	0,999	0,998	0,998	0,999	0,99	1
ДКВР-20-13	Г	1,004	1,011	1,018	1,026	1,032	1,037
	М	0,995	0,99	0,99	0,995	1	1,005
ДКВР-10-13	КУ	0,987	0,954	0,935	0,935	0,944	0,962
	Г	0,997	0,996	0,998	0,998	0,999	1,001
ДКВР-6,5-13	М	0,996	0,993	0,992	0,992	0,994	0,998
	Г	0,993	0,988	0,997	0,997	1,003	1,011
ДКВР-4-13	М	0,999	0,999	1,002	1,002	1,007	1,014
	Г	1	1,001	1,002	1,002	1,008	1,02
ДКВР-2,5-13	М	0,997	0,992	0,991	0,991	0,991	0,994
	Г	1	1,001	1,005	1,005	1,011	1,019
ШБА-5	Г	0,999	0,999	1	1,001	1,001	1,003
	М	1,001	1,002	1,003	1,005	1,007	1,011
ШБА-3	Г	1,002	1,005	1,008	1,012	1,017	1,024
	М	1,002	1,006	1,009	1,018	1,03	1,044
Шухова:							
7,5 т/ч	Г	0,999	0,999	0,999	0,999	1	1,002
	Г	1,001	1,002	1,003	1,007	1,012	1,019
	Г	0,999	0,999	1	1,004	1,011	1,03
	Г	1,001	1,003	1,007	1,015	1,025	1,04
	Г	1,002	1,007	1,012	1,018	1,024	1,033
Ланкаширский							
3,7 т/ч	Г	1,003	1,007	1,012	1,018	1,026	1,036
	Г	1,001	1,005	1,01	1,016	1,024	1,036
КРШ-4	Г	1,001	1,002	1,004	1,007	1,011	1,019
Водогрейные котлоагрегаты							
ПТВМ-100	Г	0,997	0,994	0,992	0,989	0,988	0,988
	М	0,999	0,999	1	1,001	1,002	1,004
ПТВМ-50	Г	0,997	0,994	0,992	0,99	0,988	0,988
	М	0,997	0,994	0,99	0,988	0,987	0,988
ТВГМ-30	Г	0,996	0,992	0,987	0,985	0,983	0,982
ПГВМ-30-МС	Г	0,997	0,995	0,993	0,991	0,988	0,986
ТВГ	Г	1,002	1,005	1,008	1,011	1,017	1,023
	М	1	0,994	0,988	0,986	0,987	1,002
Секционные	Г	0,996	0,994	0,993	0,994	0,996	0,998
	М	0,999	0,999	1	1,004	1,011	1,03
	КУ	1,003	1,007	1,012	1,018	1,026	1,036
	БУ	1,005	1,012	1,023	1,036	1,05	1,065

В таблице 1.2 приняты обозначения: Г – газ, М – мазут, КУ – каменный уголь, БУ – бурый уголь

**Таблица I.3. Нормативный коэффициент  $K_2$ , учитывающий эксплуатационную нагрузку котлоагрегатов.**

Вид топлива	Значение коэффициента $K_2$
Газ	1,025-1,035
Мазут	1,030-1,037
Каменный уголь	1,070-1,080
Бурый уголь	1,070-1,080

\*) Меньшее значение коэффициента  $K_2$  принимается для котлов типа ДКВр, ШБА; большее – для котлов типа Шухова, КРШ.

**Таблица I.4. Нормы потерь твердого топлива в процентах к массе.**

Вид топлива	Наименование операции				
	жел/дор. перевозки	разгрузка вагонов	перемещение на складе	хранение на складе в течение года	подача со склада в котельную
Каменный уголь	0,8	0,1	0,2	0,2	
Угольная мелочь	1,0	0,2	0,3	0,3	0,1
Бурый уголь	0,8	0,2	0,3	0,5	0,2
Кусковой торф	0,6	0,15	0,15	2,0	0,1
Фрезерный торф	1,25	0,5	0,5	3,0	0,3

**Таблица I.5. Нормы потерь жидкого топлива в процентах к массе.**

Наименование операции	Потери, %%
Перевозка в железнодорожных цистернах	0,4
Прием из железнодорожных цистерн и автоцистерн в заглубленные железобетонные и наземные металлические резервуары	0,021
Хранение в резервуарных емкостях (кг на 1 м <sup>2</sup> поверхности испарения в месяц)	
-резервуары заглубленные железобетонные	0,003
-резервуары наземные металлические	0,006

**Таблица I.6. Нормативный коэффициент  $K_{ст}$ , учитывающий старение (износ) котлоагрегатов.**

Котлоагрегаты	Показатель старения, %			
	5-10 лет	10-15 лет	15-20 лет	20-25 лет
Водогрейный производительностью более 20 Гкал/ч		0,5	1,0	2,0
Водогрейный производительностью 4 - 20 Гкал/ч	0,5	1,0	2,0	3,0
Водогрейный производительностью менее 4 Гкал/ч	0,75	1,5	3,0	4,0
Паровой с рабочим давлением до 14 кг/см <sup>2</sup>		1,0	1,5	2,0

**Справочные таблицы нормирования затрат электроэнергии.****Таблица II.1. Удельные затраты электроэнергии на привод тягодутьевых машин.**

Тип вентилятора, дымососа	Частота вращения, об/мин	Удельные затраты электроэнергии на перемещение потока, кВтч/ $10^3\text{ м}^3$
ВД 2,6	1000	0.75
ВД 6	970	0.45
ВД 6	1450	1.02
ВД 10	485	0.3
ВД 10	730	0.65
ВД 10	970	1.24
ВДН 8	1000	0.43
ВДН 8	1500	1.34
ВДН 9	1000	0.68
ВДН 9	1500	2.2
ВДН 10	1000	0.49
ВДН 10	1500	1.53
ВДН 11.2	1000	1.23
ВДН 11.2	1500	3.85
ВД 12	485	0.42
ВД 12	730	0.96
ВД 12	970	1.7
ВД 13.5	485	0.53
ВД 13.5	730	1.16
ВД 13.5	970	2.14
ВД 15.5	585	1.01
ВД 15.5	730	1.54
ВД 15.5	970	2.7
Д 3.5	1500	0.33
Д 5.7	1450	0.57
Д 8	730	0.28
Д 8	970	0.49
Д 10	485	0.19
Д 10	730	0.51
Д 10	970	0.72
Д 12	485	0.28
Д 12	730	0.63
Д 12	970	1.03
Д 11.2	1000	0.32
Д 11.2	1500	1.03
Д 12.5	1000	0.39
Д 12.5	1500	1.22
Д 13.5	485	0.33
Д 13.5	730	0.71
Д 13.5	970	1.3

Д 15.5	585	0.74
Д 15.5	730	1.68
Ц 14-46 №4	1450	0.85
Ц 14-46 №5	970	0.47
Ц 13-50 №4	1450	0.63
Ц 9-57 №4	1450	0.5
Ц 9-57 №5	1450	0.83
Ц 9-57 №6	1450	0.9
ЭВР 4	1450	0.6
ЭВР 6	960	0.61
ВВД	730	0.44
ВВД	970	0.78

**Таблица П.2. Удельные затраты электроэнергии на топливоприготовление, топливоподачу и шлакозолоудаление**

Тепловая производительность источника теплоснабжения, Гкал/ч	Удельные затраты электроэнергии на топливоприготовление, топливоподачу и шлакозолоудаление, кВтч/Гкал	
	Жидкое топливо	Твердое топливо
до 5	1,1	7,0
5 – 10	1,06 – 1,1	6,8 – 7,0
10 – 20	1,0 – 1,06	6,6 – 6,8
20 – 30	0,95 – 1,0	6,4 – 6,6
более 30	0,6 – 0,95	4,0 – 6,4

**Таблица П.3. Коэффициент спроса токоприемников.**

Токоприемник	Коэффициент спроса
насос	0.75
вентилятор	0.7
дымосос	0.95
компрессор	0.8
трансформатор ручной сварки	0.35
трансформатор автоматической и полуавтоматической сварки	0.5
переносной электроинструмент	0.1
краны, тельферы при ПВ 25%	0.1
краны, тельферы при ПВ 40%	0.2
станок токарный	0.14
станок фрезерный	0.14
станок сверлильный	0.14
станок заточной	0.14
освещение мелких производственных зданий	1
освещение производственных зданий, состоящих из отдельных больших пролетов	0.95
освещение производственных зданий, состоящих из нескольких отдельных помещений	0.85
освещение складских зданий	0.6
освещение подстанций и распределительных устройств	0.6
освещение лабораторных помещений	0.8

освещение конторско-бытовых зданий	0.8
освещение лечебных, детских и учебных учреждений	0.8
освещение административных зданий	0.9
освещение библиотек	0.9
освещение предприятий общественного питания	0.9
освещение наружное и аварийное	1
освещение торговых помещений	1

### Определение объемов продуктов сгорания топлива.

Стехиометрический объем сухого воздуха, необходимого для полного сгорания жидкого и твердого топлива, м<sup>3</sup>/кг

$$V^o = 0,0899 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S_{op\_k}^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p; \quad (\text{III.1})$$

$C^p$  - содержание углерода на рабочую массу топлива (здесь и далее элементарный состав топлива указан в процентах)

$S_{op\_k}^p$  - содержание органической и колчеданной серы на рабочую массу топлива

$H^p$  - содержание водорода на рабочую массу топлива

$O^p$  - содержание кислорода на рабочую массу топлива

Стехиометрический объем сухого воздуха, необходимого для полного сгорания газообразного топлива, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

$$V^o = 0,0476 \cdot \left( 0,5 \cdot (CO + H_2) + 1,5 \cdot H_2S + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right); \quad (\text{III.2})$$

$CO$  - содержание оксида углерода на сухую массу топлива

$H_2$  - содержание водорода на сухую массу топлива

$H_2S$  - содержание сероводорода на сухую массу топлива

$C_m H_n$  - содержание углеводородов на сухую массу топлива

$O_2$  - содержание кислорода на сухую массу топлива

Стехиометрический объем трехатомных газов при сжигании жидкого и твердого топлива, м<sup>3</sup>/кг

$$V_{RO2} = 1,866 \cdot \frac{C^p + 0,375 \cdot S_{op\_k}^p}{100}; \quad (\text{III.3})$$

Стехиометрический объем трехатомных газов при сжигании газообразного топлива, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

$$V_{RO2} = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \sum m C_m H_n); \quad (\text{III.4})$$

$CO_2$  - содержание углекислого газа на сухую массу топлива

Стехиометрический объем водяных паров при сжигании жидкого и твердого топлива, м<sup>3</sup>/кг

$$V_{H2O}^o = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V^o + 1,24 \cdot G_\phi; \quad (\text{III.5})$$

$W^p$  - содержание влаги на рабочую массу топлива

$G_\phi$  - влага парового дутья или парового распыления мазута, кг/кг

Стехиометрический объем водяных паров при сжигании газообразного топлива,  $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$V_{H2O}^o = 0,01 \left( H_2 + H_2 S + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 \cdot d_{e\_ml} + 1,61 \cdot V^o \right); \quad (\text{III.6})$$

$d_{e\_ml}$  - влагосодержание газообразного топлива,  $\text{г}/\text{м}^3$

Стехиометрический объем азота при сжигании жидкого и твердого топлива,  $\text{м}^3/\text{кг}$

$$V_{N2}^o = 0,79 \cdot V^o + 0,8 \frac{N^p}{100}; \quad (\text{III.7})$$

$N^p$  - содержание азота на рабочую массу топлива

Стехиометрический объем азота при сжигании газообразного топлива,  $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$V_{N2}^o = 0,79 \cdot V^o + \frac{N_2}{100}; \quad (\text{III.8})$$

$N_2$  - содержание азота на сухую массу топлива

Объем водяных паров при сжигании топлива с коэффициентом избытка воздуха  $\alpha > 1$

$$V_{H2O} = V_{H2O}^o + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^o; \quad (\text{III.9})$$

$\alpha$  - коэффициент избытка воздуха

Объем продуктов сгорания при сжигании топлива с коэффициентом избытка воздуха  $\alpha > 1$

$$V_e = V_{RO2} + V_{N2}^o + V_{H2O} + (\alpha - 1) \cdot V^o; \quad (\text{III.10})$$

При отсутствии сведений о коэффициенте избытка воздуха, его ориентировочное значение может быть определено по формуле

$$\alpha = 1 + \sum \Delta \alpha_i; \quad (\text{III.11})$$

$\Delta \alpha_i$  - нормируемые присосы воздуха в газоход котла

Нормируемые значения присосов воздуха в газоходы котлов при номинальной нагрузке приведены в таблице III.1.

Таблица III.1.

Газоход котла	Коэффициент избытка воздуха
Механические и полумеханические слоевые топки	0,1
Камерные пылеугольные топки с твердым шлакоудалением и металлической обшивкой	0,05
Камерные газомазутные топки с обмуровкой и обшивкой	0,07
Камерные газомазутные топки с обмуровкой и без обшивки	0,1

Фестон, первый котельный пучок при D>50 т/ч	0
Первый котельный пучок при D<50 т/ч	0,05
Второй котельный пучок при D<50 т/ч	0,1
Пароперегреватель	0,03
Экономайзер котла D>50 т/ч (на каждую ступень)	0,02
Экономайзер стальной котла D<50 т/ч	0,08
Экономайзер чугунный с обшивкой котла D<50 т/ч	0,1
Экономайзер чугунный без обшивки котла D<50 т/ч	0,2
Воздухоподогреватель трубчатый котла D>50 т/ч (на каждую ступень)	0,03
Воздухоподогреватель трубчатый котла D<50 т/ч (на каждую ступень)	0,06
Воздухоподогреватель регенеративный котла D>50 т/ч	0,2
Воздухоподогреватель регенеративный котла D<50 т/ч	0,25
Электрофильтры котла D>50 т/ч	0,1
Электрофильтры котла D<50 т/ч	0,15
Циклонные и батарейные скруббера	0,05
Кирпичные борова (на 10 м длины)	0,05
Стальные борова (на 10 м длины)	0,01

При нагрузке котла меньше номинальной, присосы воздуха в топку определяются по формуле

$$\Delta\alpha = \Delta\alpha_{\text{ном}} \cdot \frac{D_{\text{ном}}}{D}; \quad (\text{III.11})$$

$\Delta\alpha_{\text{ном}}$  - нормируемые присосы воздуха в топку котла при номинальной нагрузке

$D_{\text{ном}}$  - номинальная паропроизводительность котла

$D$  - фактическая паропроизводительность котла

При нагрузке котла меньше номинальной, присосы воздуха в газоходы определяются по формуле

$$\Delta\alpha = \Delta\alpha_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{D_{\text{ном}}}{D}}; \quad (\text{III.12})$$

### **Методика расчета системы водоподготовки котельной.**

В данном разделе детально рассматриваются способы расчета потерь воды, тепла и затрат химических реагентов в процессе подготовки воды системой ХВО котельной.

#### **Расчет расхода воды на собственные нужды системы водоподготовки.**

Расход воды на собственные нужды системы водоподготовки котельной рассчитывается по уравнению

$$\Delta G_{xbo} = \Delta G_{uon} + \Delta G_{ocv} + \Delta G_{ocv\_f}; \text{ (IV.1)}$$

$\Delta G_{uon}$  - количество воды на собственные нужды ионитных фильтров,  $\text{м}^3$

$\Delta G_{ocv}$  - количество воды на собственные нужды осветителей воды,  $\text{м}^3$

$\Delta G_{ocv\_f}$  - количество воды на собственные нужды осветительных фильтров,  $\text{м}^3$

#### **Расчет расхода воды на собственные нужды ионитных фильтров.**

Потери воды на собственные нужды ионитных фильтров определяются по выражению

$$\Delta G_{uon} = (G_{\varepsilon_3} + G_{per} + G_{om}) \cdot N_{per}; \text{ (IV.2)}$$

$G_{\varepsilon_3}$  - количество воды на взрыхление ионита в процессе регенерации,  $\text{м}^3$

$G_{per}$  - количество воды на приготовление регенерационного раствора,  $\text{м}^3$

$G_{om}$  - количество воды на отмыкание ионита,  $\text{м}^3$

$N_{per}$  - число регенераций всех ионитных фильтров за расчетный период

Количество воды на взрыхление ионита рассчитывается по формуле

$$G_{\varepsilon_3} = f \cdot i_{\varepsilon_3} \cdot \tau_{\varepsilon_3} \cdot \frac{60}{1000}; \text{ (IV.3)}$$

$f$  - площадь сечения фильтра,  $\text{м}^2$

$i_{\varepsilon_3}$  - интенсивность взрыхления фильтра,  $\text{л/с м}^2$

$\tau_{\varepsilon_3}$  - продолжительность операции взрыхления, мин

Интенсивность взрыхления определяется по графику IV.1 в зависимости от диаметра зерен ионообменного материала.

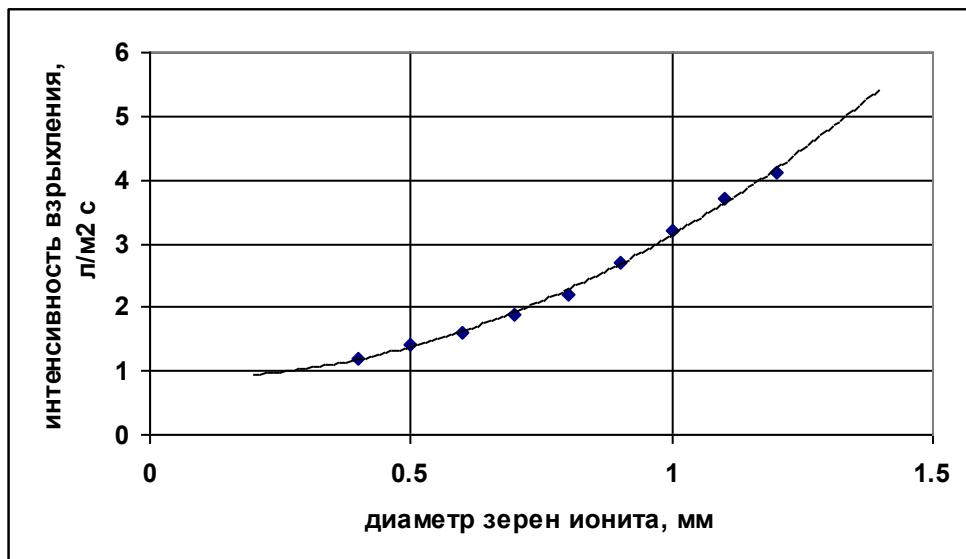


График IV.1.

Продолжительность операции взрыхления  $\tau_{\text{вз}}$  принимается равной 20-30 минут.

Количество воды на приготовление регенерационного раствора определяется по уравнению

$$G_{\text{пер}} = \frac{R_{\text{пер}}}{C_{\text{пер}}} \cdot 10^{-1}; \quad (\text{IV.4})$$

$R_{\text{пер}}$  - количество реагента на одну регенерацию, кг

$C_{\text{пер}}$  - концентрация регенерационного раствора, %

Количество реагента на регенерацию ионита определяется по формуле

$$R_{\text{пер}} = \frac{E_p \cdot f \cdot h \cdot r_{\text{пер}}}{1000}; \quad (\text{IV.5})$$

$E_p$  - рабочая обменная емкость ионита, г-экв/м<sup>3</sup>

$h$  - высота слоя ионита, м

$r_{\text{пер}}$  - удельный расход реагента на регенерацию ионита, г/г-экв

Рабочая обменная емкость ионита определяется в зависимости от процесса ионного обмена, осуществляемого фильтром.

Рабочая обменная емкость Na-катионитного фильтра при наличии в обрабатываемой воде ионов Na рассчитывается по формуле

$$E_p = \alpha_{\text{э}} \cdot \beta \cdot E_n - 0,5 \cdot g_{\text{отм}} \cdot \mathcal{K}_o; \quad (\text{IV.6})$$

При отсутствии в обрабатываемой воде ионов Na расчет рабочей обменной емкости выполняется по формуле

$$E_p = \alpha_{\text{э}} \cdot E_n - 0,5 \cdot g_{\text{отм}} \cdot \mathcal{K}_o; \quad (\text{IV.7})$$

$\alpha_{\text{э}}$  - коэффициент эффективности регенерации, принимается по таблице IV.1 в зависимости от удельного расхода поваренной соли на регенерацию

Таблица IV.1.

Удельный расход соли на регенерацию, г/г-экв	Коэффициент эффективности регенерации
100	0,62
150	0,74
200	0,81
250	0,87
300	0,90
350	0,94

$\beta$  - коэффициент снижения обменной способности ионита принимается по таблице IV.2 в зависимости от величины отношения содержания ионов Na к общей жесткости обрабатываемой воды

Таблица IV.2.

$\frac{C_{Na}}{Ж_o}$	Коэффициент снижения обменной способности ионита
0,01	0,98
0,05	0,88
0,1	0,83
0,5	0,70
1	0,65
5	0,54
10	0,50

Рабочая обменная емкость аммоний-катионитных фильтров принимается на 10-15% выше, чем Na-катионитного фильтра.

Рабочая обменная емкость Cl-ионитного фильтра принимается равной 300 г-экв/м<sup>3</sup>.

Рабочая обменная емкость H-катионитных фильтров в схемах с голодной регенерацией принимается в зависимости от показателя анионитного состава обрабатываемой воды. Показатель анионитного состава обрабатываемой воды представляет собой отношение содержания бикарбонатов к содержанию анионов сильных кислот и рассчитывается по выражению

$$A = \frac{HCO_3^-}{Cl^- + SO_4^{2-}} ; \text{ (IV.8)}$$

При значении показателя A<=1 Ер=300

При значении показателя A>1 Ер=200

Рабочая обменная емкость H-катионитных фильтров в схемах с параллельным Na-катионированием рассчитывается по формуле

$$E_p = \alpha_s \cdot \beta \cdot E_n - 0,5 \cdot g_{om} \cdot S ; \text{ (IV.9)}$$

S - содержание ионов Ca, Mg, Na, мг-экв/л

$\alpha_s$  - коэффициент эффективности регенерации, принимается в этом случае по таблице IV.3 в зависимости от удельного расхода кислоты на регенерацию

Таблица IV.3

Удельный расход кислоты на регенерацию, г/г-экв	Коэффициент эффективности регенерации
50	0,68

60	0,71
70	0,75
80	0,78
90	0,82
100	0,85
110	0,86
120	0,87
130	0,89
140	0,9
150	0,91
200	0,92
250	0,93

Рабочая обменная емкость Н-катионитных фильтров в схемах с химическим обессоливанием и в схемах с регенерацией противотоком рассчитывается по формуле

$$E_p = \alpha_9 \cdot E_n - 0,5 \cdot g_{om} \cdot (\mathcal{K}_o - C_{Na}); \text{ (IV.10)}$$

$\alpha_9$  - коэффициент эффективности регенерации в этом случае принимают равным 0,9-0,93

$C_{Na}$  - содержание ионов Na в обрабатываемой воде, г-экв/ $m^3$

Рабочая обменная емкость ионита анионитных фильтров рассчитывается по формуле

$$E_p = \alpha_9 \cdot E_n - 0,8 \cdot g_{om} \cdot C_{ck}; \text{ (IV.11)}$$

$\alpha_9$  - коэффициент эффективности регенерации в этом случае принимают равным 0,8-0,9

$C_{ck}$  - содержание ионов сильных кислот в обрабатываемой воде, г-экв/ $m^3$

Удельный расход воды на отмывку ионита  $g_{om}$  принимается по таблице IV.4

Таблица IV.4.

Фильтр	Ионит	Скорость регенерации, м/ч		Концентрация регенерационного раствора, %		Удельный расход воды на отмывку, $m^3/m^3$		Скорость отмывки, м/ч
		I ст	II ст	I ст	II ст	I ст	II ст	
Na- катионитный	СУ	3	4	6	10	4	6	7
	КУ-2	3	4	6	10	6	8	7
Н- катионитный	СУ	10	10	2	2	5	10	10
	КУ-2	10	10	1	3	6,5	12	10
Cl-ионитный	АВ-17	3	4	6	10	4	4	7
Cl-Na- ионитный	АВ-17	3	4	6	10	4	4	7
Аммоний- катионитный	СУ	10	10	2	2	4	6	10
	КУ-2	10	10	2	2	6	8	10
Аммоний-Na- катионитный	СУ	10	10	2	2	4	6	10
	КУ-2	10	10	2	2	6	8	10
Анионитный	АН-31	4	4	4	4	20	20	9

Удельный расход реагента регенерации  $r_{reg}$  принимается в зависимости от ионообменного процесса, осуществляемого фильтром, вида реагента и вида ионита.

Удельный расход поваренной соли на регенерацию сульфоугля Na-катионитного фильтра I ступени принимается по таблице IV.5.

Таблица IV.5.

Жесткость обрабатываемой воды, г/г-экв	Удельный расход поваренной соли, г/г-экв
до 5	150
до 10	210
до 15	240
до 20	280

Удельный расход поваренной соли на регенерацию катионита КУ-2 Na-катионитного фильтра I ступени принимается по таблице IV.6.

Таблица IV.6.

Жесткость обрабатываемой воды, г/г-экв	Удельный расход поваренной соли, г/г-экв
до 5	120
до 10	160
до 15	210
до 20	250

Удельный расход поваренной соли на регенерацию Na-катионитного фильтра II ступени принимается равным 350 г/г-экв.

Удельный расход кислоты на регенерацию H-катионитных фильтров I и II ступени в схеме с голодной регенерацией принимается равным 50 г/г-экв.

Удельный расход кислоты на регенерацию сульфоугля H-катионитных фильтров I ступени в схеме химического обессоливания принимается по графику IV.2.



График IV.2.

Удельный расход кислоты на регенерацию сульфоугля H-катионитных фильтров I ступени в схеме противоточной регенерации принимается по графику IV.3.



График IV.3.

Удельный расход реагента на регенерацию аммоний-катионитного фильтра без повторного использования реагента принимается равным 200 г/г-экв для I и II ступени. Удельный расход реагента на регенерацию аммоний-катионитного фильтра с повторным использованием реагента принимается равным 140 г/г-экв для I и II ступени. Удельный расход реагента на регенерацию Cl-ионитного фильтра принимается равным 800 г/г-экв для I и II ступени.

Удельный расход реагента на регенерацию анионного фильтра принимается равным 60 г/г-экв для I и II ступени.

Количество воды на отмыкту ионита в процессе регенерации фильтра рассчитывается по выражению

$$G_{om} = g_{om} \cdot f \cdot h; \text{ (IV.12)}$$

Число регенераций всех ионитных фильтров за расчетный период рассчитывается по уравнению

$$N_{per} = n_{per}^{cym} \cdot n_{cym}; \text{ (IV.13)}$$

$n_{per}^{cym}$  - число регенераций всех фильтров в сутки

$n_{cym}$  - число суток в расчетном периоде

$$n_{per}^{cym} = \sum_1^{N_{cm}} \frac{24N_{\phi}^{cm}}{\tau_{per}^{cm} + \tau_{m\_per}^{cm}}; \text{ (IV.14)}$$

$N_{cm}$  - число ступеней системы водоподготовки

$N_{\phi}^{cm}$  - число фильтров, находящихся в работе по первой или второй ступени

$\tau_{per}^{cm}$  - продолжительность процедур регенерации стандартного фильтра ступени водоподготовки, час

$\tau_{m\_pez}^{cm}$  - продолжительность межрегенерационного периода стандартного фильтра ступени водоподготовки, час

Число фильтров, находящихся в работе по первой или второй ступени  $N_\phi^{cm}$  определяется по формуле

$$N_\phi^{cm} = \frac{G_{cm}}{W_\phi \cdot f_{cm}}; \text{ (IV.15)}$$

$G_{cm}$  - производительность ступени системы водоподготовки,  $\text{м}^3/\text{ч}$

$W_\phi$  - скорость фильтрования стандартного фильтра ступени,  $\text{м}/\text{ч}$

$f_{cm}$  - площадь поперечного сечения стандартного фильтра ступени,  $\text{м}^2$

Производительность ступени системы водоподготовки  $G_{cm}$  определяется в зависимости от ее назначения.

- производительность ступени осуществляющей подготовку подпиточной и питательной воды равна сумме расходов подпиточной и питательной воды
- производительность ступени осуществляющей подготовку подпиточной воды равна расходу подпиточной воды.
- производительность ступени осуществляющей подготовку питательной воды равна расходу питательной воды.

Если ступень водоподготовки представляет собой схему параллельного H-Na-катионирования, то расход воды на H-катионитные фильтры ступени определяется по формуле

$$G_H = d_H \cdot G_{cm}; \text{ (IV.16)}$$

$d_H$  - доля воды, поступающей на H-катионитные фильтры в схеме параллельного H-На-катионирования

Доля воды, поступающей на H-катионитные фильтры в схеме параллельного H-Na-катионирования определяется по формуле

$$d_H = \frac{\mathcal{H}^1 - \mathcal{H}^2}{\mathcal{K}_o}; \text{ (IV.17)}$$

$\mathcal{H}^1$  - щелочность воды перед ступенью, мг-экв/л

$\mathcal{H}^2$  - щелочность воды после ступени, мг-экв/л

$\mathcal{K}_o$  - общая жесткость воды перед ступенью, мг-экв/л

Расход воды на Na-катионитные фильтры в схеме параллельного H-Na-катионирования определяется по формуле

$$G_{Na} = (1 - d_H) \cdot G_{cm}; \text{ (IV.18)}$$

Если ступень водоподготовки представляет собой схему параллельного аммоний-Na-катионирования, то расход воды на аммоний-катионитные фильтры ступени определяется по формуле

$$G_{NH_4} = d_{NH_4} \cdot G_{cm}; \text{ (IV.19)}$$

$d_{NH_4}$  - доля воды, поступающей на аммоний-катионитные фильтры в схеме

параллельного аммоний-На-катионирования

Доля воды, поступающей на аммоний-катионитные фильтры в схеме параллельного аммоний-На-катионирования определяется по формуле

$$d_{NH_4} = \frac{\mathcal{K}_k - \mathcal{W}_2}{\mathcal{K}_o + Cl + SO_4}; \text{ (IV.20)}$$

$\mathcal{K}_k$  - карбонатная жесткость воды перед ступенью, мг-экв/л

$\mathcal{W}_2$  - щелочность воды после ступени, мг-экв/л

$\mathcal{K}_o$  - общая жесткость воды перед ступенью, мг-экв/л

$Cl$  - содержание Cl в воде перед ступенью, мг-экв/л

$SO_4$  - содержание ионов  $SO_4$  в воде перед ступенью, мг-экв/л

Расход воды на На-катионитные фильтры в схеме параллельного аммоний-На-катионирования определяется по формуле

$$G_{Na} = (1 - d_{NH_4}) \cdot G_{cm}; \text{ (IV.21)}$$

Скорость фильтрования На-катионитных и аммоний-катионитных фильтров принимается по таблице IV.7.

Таблица IV.7.

Жесткость воды, мг-экв/л	Скорость фильтрования, м/ч	
	Размер зерен <0,8 мм	Размер зерен >=0,8 мм
до 5 (I ступень)	35	25
5-10 (I ступень)	25	15
выше 10(I ступень)	20	10
II ступень	50	40

Скорость фильтрования Н-катионитных принимается по таблице IV.8.

Таблица IV.8.

Жесткость воды, мг-экв/л	Скорость фильтрования, м/ч
до 5	20
5-10	15
выше 10	10

Скорость фильтрования Cl-ионитных фильтров принимается равной 15-20 м/ч  
Скорость фильтрования анионитных фильтров принимается равной 20 м/ч.

Продолжительность процедур регенерации стандартного фильтра ступени

водоподготовки  $\tau_{reg}^{cm}$  рассчитывается по формуле

$$\tau_{reg}^{cm} = \tau_{vz}^{cm} + \tau_{regen}^{cm} + \tau_{omu}^{cm}; \text{ (IV.22)}$$

$\tau_{vz}^{cm}$  - продолжительность операции взрыхления стандартного фильтра ступени водоподготовки, час

$\tau_{реген}^{cm}$  - продолжительность операции собственно регенерации стандартного фильтра

ступени водоподготовки, час

Продолжительность собственно регенерации стандартного фильтра ступени водоподготовки определяется по выражению

$$\tau_{реген}^{cm} = \frac{G_{pez}}{W_{pez} \cdot f}; \quad (\text{IV.23})$$

$W_{pez}$  - скорость пропуска регенерационного раствора стандартного фильтра ступени водоподготовки, м/ч, определяется по таблице 4

$f$  - площадь поперечного сечения стандартного фильтра ступени,  $m^2$

Продолжительность операции отмывки стандартного фильтра ступени  $\tau_{отм}^{cm}$ , час, определяется по таблице IV.4.

Продолжительность межрегенерационного периода стандартного фильтра ступени водоподготовки  $\tau_{m-pez}$  определяется по формуле

$$\tau_{m-pez}^{cm} = \frac{f \cdot h \cdot N_{\phi}^{cm} \cdot E_p}{G_{cm} \cdot M_{примес}}; \quad (\text{IV.24})$$

$h$  - высота слоя ионита стандартного фильтра ступени, м

$M_{примес}$  - количество примесей, удаляемых из воды в процессе ее обработки ионитными фильтрами ступени, г-экв.

Количество примесей, удаляемых из воды в процессе ее обработки Na-катионитными и аммоний-катионитными фильтрами, рассчитывается по выражению

$$M_{примес} = \mathcal{K}_o^1 - \mathcal{K}_o^2; \quad (\text{IV.25})$$

$\mathcal{K}_o^1$  - общая жесткость воды перед ступенью, г-экв/ $m^3$

$\mathcal{K}_o^2$  - общая жесткость воды после ступени, г-экв/ $m^3$

Количество примесей, удаляемых из воды в процессе ее обработки Cl-ионитными фильтрами, рассчитывается по выражению

$$M_{примес} = \mathcal{M}^1 - \mathcal{M}^2; \quad (\text{IV.26})$$

$\mathcal{M}^1$  - щелочность воды перед ступенью, г-экв/ $m^3$

$\mathcal{M}^2$  - щелочность воды после ступени, г-экв/ $m^3$

Количество примесей, удаляемых из воды в процессе ее обработки H-катионитными фильтрами в схемах с голодной регенерацией, рассчитывается по выражению

$$M_{примес} = \mathcal{K}_{\kappa}^1 - \mathcal{K}_{\kappa}^2; \quad (\text{IV.27})$$

$\mathcal{K}_{\kappa}^1$  - карбонатная жесткость воды перед ступенью, г-экв/ $m^3$

$\mathcal{K}_{\kappa}^2$  - карбонатная жесткость воды после ступени, г-экв/ $m^3$

Количество примесей, удаляемых из воды в процессе ее обработки Н-катионитными фильтрами в схемах с противоточной регенерацией и в схемах с параллельным подключением Na-катионитных фильтров, рассчитывается по выражению

$$M_{\text{примес}} = \mathcal{K}_o^1 - \mathcal{K}_o^2 ; (\text{IV.28})$$

Количество примесей, удаляемых из воды в процессе ее обработки Н-катионитными фильтрами в схемах химического обессоливания, рассчитывается по выражению

$$M_{\text{примес}} = S^1 - S^2 ; (\text{IV.29})$$

$S^1$  - солесодержание воды перед ступенью, г-экв/м<sup>3</sup>

$S^2$  - солесодержание воды после ступени, г-экв/м<sup>3</sup>

Солесодержание воды определяется по формуле

$$S = Ca + Mg + Na ; (\text{IV.30})$$

$Ca$  - содержание кальция, г-экв/м<sup>3</sup>

$Mg$  - содержание магния, г-экв/м<sup>3</sup>

$Na$  - содержание натрия, г-экв/м<sup>3</sup>

Количество примесей, удаляемых из воды в процессе ее обработки анионитными фильтрами, рассчитывается по выражению

$$M_{\text{примес}} = C_{ck}^1 - C_{ck}^2 ; (\text{IV.31})$$

$C_{ck}^1$  - содержание сильных кислот (ионов  $SO_4$  и  $Cl$ ) в воде перед ступенью, г-экв/м<sup>3</sup>

$C_{ck}^2$  - содержание сильных кислот (ионов  $SO_4$  и  $Cl$ ) в воде после ступени, г-экв/м<sup>3</sup>

#### **Расчет расхода воды на собственные нужды осветлителей.**

Потери воды на собственные нужды осветлителей обусловлены наличием непрерывной продувки осветлителей. Потери воды с непрерывной продувкой осветлителей рассчитываются по формуле

$$\Delta G_{ocv} = G_{ocv} \cdot P_{ocv} \cdot \tau \cdot 10^{-2} ; (\text{IV.33})$$

$G_{ocv}$  - производительность осветлителей, м<sup>3</sup>/ч

$P_{ocv}$  - процент непрерывной продувки осветлителей принимается равным 1,5-3%

$\tau$  - продолжительность работы осветлителя в течение расчетного периода, час

Затраты 100% коагулянта на осветлители рассчитывается по формуле

$$M_{koag} = \frac{G_{ocv} \cdot \mathcal{E}_{koag} \cdot d_{koag}}{1000} ; (\text{IV.34})$$

$M_{koag}$  - часовые затраты коагулянта, кг/ч

$\mathcal{E}_{koag}$  - эквивалентная масса коагулянта, для глинозема принимается равной 111,07

$d_{koag}$  - доза коагулянта, для глинозема принимается равной 0,5-1,2, мг-экв/л

Затраты 100% флокулянта на осветлители рассчитывается по формуле

$$M_{flok} = \frac{G_{ocv} \cdot d_{flok}}{1000} ; (\text{IV.35})$$

$M_{флок}$  - часовые затраты флокулянта, кг/ч

$d_{флок}$  - доза флокулянта, для полиакриламида принимается равной 0,1-1,0, мг/л

Затраты 100% извести на осветлители рассчитывается по формуле

$$M_{изв} = \frac{G_{ocb} \cdot \mathcal{E}_{изв} \cdot d_{изв}}{1000}; \text{ (IV.36)}$$

$M_{изв}$  - часовые затраты извести, кг/ч

$\mathcal{E}_{изв}$  - эквивалентная масса извести, принимается равной 37,05

$d_{изв}$  - доза извести, принимается равной 3, мг-экв/л

#### **Расчет расхода воды на собственные нужды осветлительных фильтров.**

Потери воды на собственные нужды осветлительных фильтров обусловлены процедурой периодической промывки засыпки фильтров в процессе эксплуатации.

Расход воды на одну отмывку фильтра определяется по формуле

$$G_{пром} = \frac{60}{1000} \cdot i_{пром} \cdot \tau_{пром} \cdot F; \text{ (IV.37)}$$

$G_{пром}$  - расход воды на промывку фильтра, м<sup>3</sup>

$i_{пром}$  - интенсивность промывки, с/с м<sup>2</sup>, принимается равной 10-12 для засыпки антрацитом и 13-15 для засыпки кварцевым песком и антрацитом

$\tau_{пром}$  - продолжительность промывки, принимается равной 20 мин

$F$  - площадь поперечного сечения осветлительного фильтра, м<sup>2</sup>

Расход воды на промывку осветлительных фильтров за расчетный период рассчитывается по формуле

$$\Delta G_{ocb\_ф} = \frac{G_{пром}}{\frac{\tau_{пром}}{60} + \tau_{m\_пром}} \cdot \tau; \text{ (IV.38)}$$

$\tau_{m\_пром}$  - продолжительность интервала между промывками, час

$\tau$  - продолжительность работы осветлительного фильтра в течение расчетного периода, час

#### **Определение потерь тепла на собственные нужды ионитных фильтров.**

Потери тепла на собственные нужды ионитных фильтров системы водоподготовки определяются, если проведение операций регенерации осуществляется подогретой водой. В этом случае потери тепла системой водоподготовки за расчетный период рассчитываются по уравнению

$$\Delta Q_{x60} = \Delta G_{ион} \cdot (i_{pez} - i_{x6}) \cdot 10^{-3}; \text{ (IV.32)}$$

$\Delta Q_{x60}$  - потери тепла системой водоподготовки, Гкал

$\Delta G_{ион}$  - потери воды в процессе регенерации ионитных фильтров, т

$i_{per}$  - энталпия воды, поступающей на операции регенерации фильтров, ккал/кг

$i_{x\theta}$  - энталпия холодной воды, ккал/кг

## **Список литературы.**

1. Тепловые сети (СНиП 2.04.07-86\*). М.:Минстрой России, 1994.
2. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. М., Госстройиздат, 1959.
3. СНиП 2.04.14-88\*.Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
4. Изменения, внесенные в СНиП 2.04.14-88\*постановлением Госстроя России от 29.12.97 №18-80.
5. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии РД 153-34.0-20.523-98.
6. Котельные установки (СНиП II-35-76). М. Стройиздат, 1977.
7. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). М., Энергия, 1973.
8. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. Академия коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова М.: 1994.
9. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. Утверждена заместителем председателя Госстроя России от 12.08.03.
10. Приказ Минэнерго России №325 от 30.12.08.
11. Информационное письмо (разъяснения) к приказу Минэнерго России №325 от 30.12.08.
12. Приказ Минэнерго России №323 от 30.12.08.
13. Информационное письмо (разъяснения) Минэнерго России от 21.09.09.
14. Приказ Минэнерго России №66 от 30.12.08.
15. Информационное письмо (разъяснения) к приказу Минэнерго России №66 от 30.12.08.
16. Е. Я. Соколов. Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоатомиздат, 1982.
17. Н. М. Зингер. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем. М.: Энергоатомиздат, 1986.
18. Водяные тепловые сети. Справочное пособие по проектированию под редакцией Н. К. Громова, Е. П. Шубина. М.: Энергоатомиздат, 1988.
19. Теплотехнический справочник, т.1. М.:Энергия, 1975.
20. Теплотехнический справочник, т. 2. М.:Энергия, 1976.
21. В. Я Карелин, А. В. Минаев. Насосы и насосные станции. М.: Стройиздат, 1986.
22. Г. Г. Ваххахов. Работа вентиляторов в сети. М.: Стройиздат, 1975.
23. К. Ф. Роддатис, А. Н. Полтарецкий. Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергоатомиздат, 1989.
24. Е. Ф. Бузников, К. Ф. Роддатис, Э. Я. Берзиньш. Производственные и отопительные котельные. М.: Энергоатомиздат, 1984.
25. М. Б. Равич. Топливо и эффективность его использования. М., Наука, 1971.
26. Н. Б. Либерман, М. Т. Нянковская. Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения. М.: Энергия, 1979.
27. В. И. Трембовля, Е. Д. Фингер, А. А. Авдеева. Теплотехнические испытания котельных установок. М., Энергоатомиздат, 1991.
28. В. И. Янкелевич. Наладка газомазутных промышленных котельных. М.: Энергоатомиздат, 1988.
29. В. А. Адамов. Сжигание мазута в топках котлов. Л.: Недра, 1989.
30. С. С. Кутателадзе. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. Справочное пособие. М.: Энергоатомиздат, 1990.
31. О. В. Лифшиц. Справочник по водоподготовке котельных установок. М., «Энергия», 1976.

32. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. Москва, 1998.
33. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час. Москва, 1999.
34. Федеральная служба по тарифам. Приказ от 06.08.04 № 20-э/2. Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке.
35. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке (в ред. Решений ФСТ РФ от 23.11.2004 №193-э/11, от 14.12.2004 №289-э/15)
36. Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации. Постановление от 30.06.2000 №33/1. Методика расчета размера платы за услуги по передаче тепловой энергии с системах централизованного теплоснабжения.