

# 1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Расчет тепловой схемы. Выбор оборудования

Установки, предназначенные для производства тепловой энергии в виде водяного пара, горячей воды или подогретого воздуха из первичных источников энергий, являются: органическое и ядерное топливо, солнечная и геотермальная энергия, горючие и тепловые отходы промышленных производств, называют теплогенерирующими установками.

Тепловая энергия – один из основных видов энергии, используемых человеком, для обеспечения необходимых условий его жизнедеятельности как для развития и для совершенствования общества, в котором он живет, так и для создания благоприятных условий его быта. Тепловая энергия, производимая человеком из первичных источников энергии, в основном используется для получения электрической энергии на тепловых электростанциях, для технологических нужд промышленных предприятий, для отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий.

Комплексы устройств, производящих тепловую энергию и доставляющих её в виде водяного пара, горячей воды или подогретого воздуха потребителю называются системами теплоснабжения. Водяные системы теплоснабжения бывают двух типов: закрытые и открытые. В дипломном проекте принято закрытая система теплоснабжения. В закрытых системах сетевая вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель, но из сети не отбирается. В открытых системах сетевая вода частично разбирается у абонентов для горячего водоснабжения.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета тепловой схемы котельной с водогрейными и паровыми котлами для закрытой системы теплоснабжения

1	2	3
Наименования	Максимальный зимний режим	Примечание
Максимальный часовой отпуск теплоты из котельной на отопление и вентиляцию городов и жилых районов $Q_{о.в.}^ж$ , МВт	6	По данным заказчика
Максимальный часовой отпуск теплоты из котельной на отопление и вентиляцию промышленных предприятий $Q_{о.в.}^п$ , МВт	27	
Среднечасовой отпуск теплоты на горячее водоснабжение (за сутки наибольшего водопотребления) городов и жилых районов $Q_{гв}^{ср.ж}$	0,75	
Среднечасовой отпуск теплоты на горячее водоснабжение предприятий $Q_{гв}^{ср.п}$ , МВт	2,3	
Максимальный часовой отпуск теплоты на горячее водоснабжение предприятий $Q_{гв}^{макс}$ , МВт	3,8	

Часовой отпуск пара производственными потребителям, в том числе расход пара на производственное горячее водоснабжение $D_{\text{потр}}$ , т/ч	6	
---	---	--

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Возврат конденсата от производственных потребителей $G_{\text{потр}}$ , т/ч	3,6	
Температура конденсата, возвращаемого от производства $t_{\text{к.п}}$	80	
Давления пара, отпускаемого производственным потребителям на выходе из котельной $P_2$ , МПа	6	
Вид топлива	уголь	
Давления пара, отпускаемого на мазутное хозяйство на выходе из котельной $P_2$ МПа	6	
Максимальная температура прямой сетевой воды $t_{1\text{макс}}$ , °С	150	По данным заказчика
Минимальная температура прямой сетевой воды в точке излома $t_{\text{изл}}$ , °С	70	
Максимальная температура обратной сетевой воды $t_{2\text{макс}}$ , °С	70	
Расчетная температура наружного воздуха $t_{\text{нар}}$ , °С	-39	Согласно СНиП РК [1]
Температура воздуха внутри отапливаемых зданий $t_{\text{вн}}$ , °С	18	Согласно [1]
Температура деаэрированной воды после деаэраторов $T$ , °С	104,2	Из таблицы насыщенного пара и воды при давлении 0,12МПа
Теплосодержание деаэрированной воды после деаэраторов $i$ , кДж/кг	104,4	
Температура подпиточной воды, $T$	70	
Температура сырой воды на входе котельную $T_1$ , °С	5	Согласно [2]

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Температура сырой воды перед химводоочисткой $T_3$ , °С	25	

Удельный объем воды в системе теплоснабжения в тонну на МВт суммарного отпуска теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение городов и жилых районов $g_{\text{сист}}^{\text{ж}}$ , т/МВт	50	По справочнику проектировщика «Проектирование тепловых сетей», 1965г
Удельный объем воды в системе Теплоснабжения в тонну на МВт суммарного отпуска теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение промпредприятий $g_{\text{сист}}^{\text{п}}$ , т/ МВт	35	
Коэффициент снижения утечек в системе теплоснабжения, $K_{\text{ут}}$	1	
Величина непрерывной продувки П, %	5	Принимаем по расчету ХВО
Удельные потери пара с выпором из деаэраторов в тонну на 1 тонну деаэрированной воды $d_{\text{вып}}$ , т/т	0,002	Принимается по рекомендации ЦКТИ
Коэффициент собственных нужд химводоочистки, $K_{\text{ХВО}}^{\text{с.н}}$	1,2	Принимаем по расчету ХВО
Коэффициент внутри котельных потерь пара, $K_{\text{пот}}$ ,	0,02	Принимается по[2]
Параметры пара, вырабатываемого котлами (до редуционной установки)		

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Давление $P_1$ , МПа	1,4	Из таблицы насыщенного пара при давлении $P_1$
Температура $t_1$ , °С	194,1	
Теплосодержание $i_1$ , кДж/кг	666,2	
Параметры пара после редуционной		

установки		
Давление $P_2$ , МПа	0,6	Из таблицы насыщенного пара при давлении $P_2$
Температура $t_2$ , °С	158,1	
Теплосодержание $i_2$ , кДж/кг	658,3	
Параметры пара, образующегося в сепараторе непрерывной продувки		
Давление $P_3$ , МПа	1,7	Из таблицы насыщенного пара при давлении $P_3$
Температура $t_3$ , °С	114,6	
Теплосодержание $i_3$ , кДж/кг	644,5	
Параметры пара, поступающего в охладители выпара из деаэраторов		
Давление $P_4$ , МПа	1,2	Из таблицы насыщенного пара при давлении $P_4$
Температура $t_4$ , °С	104,2	
Теплосодержание $i_4$ , кДж/кг	640	
Параметры конденсата после охладителей выпара:		
Давление $P_5$ , МПа	1,2	Из таблицы насыщенного пара при давлении $P_5$
Температура $t_5$ , °С	104,2	
Теплосодержание $i_5$ , кДж/кг	104,4	
Параметры продувочной воды на входе в сепаратор непрерывной продувки		
Давление $P_6$ , МПа	1,4	Из таблицы насыщенного пара при давлении $P_6$
Температура $t_6$ , °С	194,1	

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Теплосодержание $i_6$ , кДж/кг	197,3	
Параметры продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки		
Давление $P_7$ , МПа	1,7	Из таблицы насыщенного пара при давлении $P_7$
Температура $t_7$ , °С	114,6	
Теплосодержание $i_7$ , кДж/кг	114,8	
Температура продувочной воды после охладителя продувочной воды $t_{пр}$ , °С	40	
Температура конденсата от пароводяной установки горячего водоснабжения $t_{к.6}$ , °С		
Температура конденсата после пароводяного пароводяного подогревателя сырой воды $t_2$ , °С	158,1	Из таблицы насыщенного пара при давлении 0,6 МПа
Теплосодержание конденсата после пароводяного подогревателя сырой воды $i_8$ , кДж/кг	159,3	
Температура обратной сетевой воды на входе в водогрейные котлы $t_{в.к}$ , °С	70	
Номинальная теплопроизводительность одного водогрейного котла, $Q_{к}^{ном}$	23,26	По данным завода

Таблица 2-Расчет водогрейной части котельной

Наименование	Расчетная формула для зимнего режима	Примечание
1	2	3
Температура наружного воздуха в точке излома температурного графика сетевой воды, $t_{н.изл}$ , °С	$t_{в.н} - 0,354 \cdot (t_{в.н} - t_{н.р}) = 18 - 0,354 \cdot (18 - (-39)) = -2,178$	
Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию в зависимости от температуры наружного воздуха, $K_{о.в}$	1	
Расчетный отпуск теплоты на отопление и вентиляцию,	$(Q_{о.в.маx}^{ж} + Q_{о.в.маx}^{п}) \cdot K_{о.в} = (6+27) \cdot 1 = 33$	
Значение коэффициента $K_{о.в}$ 0,8	1	
Температура прямой сетевой воды на выходе из котельной $t_1$ , °С	$18 + 64,5 \cdot K_{о.в}^{0,8} + 67,5 \cdot K_{о.в} = 18 + 64,5 \cdot 1 + 67,5 \cdot 1 = 150$	Используется в расчете паровой части
Температура обратной сетевой воды на входе из котельную $t_2$ , °С	$t_1 - 80 \cdot K_{о.в} = 150 - 80 \cdot 1 = 70$	
Суммарный отпуск теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение $Q_{г}$ , МВт/ч	$Q_{о.в} + (Q_{г.в}^{ср.ж} + Q_{г.в}^{ср.п}) = 33 + (0,75 + 2,3) = 36,05$	

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Расчетный часовой расход сетевой воды $G_{сет}$ , т/ч	$Q_{г} \cdot 10^3 / (t_1 - t_2) = 36,05 \cdot 10^3 / (150 - 70) = 450,62$	
Расход подпиточной воды на восполнение утечек в теплосети $G_{ут}$ , т/ч	$0,5/100 \cdot [(Q_{о.в.маx}^{ж} + Q_{г.в}^{ср.ж}) \cdot q_{си}^{ж} + (Q_{о.в.маx}^{п} + Q_{г.в}^{ср.п}) \cdot q_{сист}^{п}] \cdot K_{ут} = 0,5/100 \cdot [(6+0,75) \cdot 50 + (27+2,3) \cdot 35] \cdot 1 = 6,81$	
Количество обратной сетевой воды $G_{сет.обр}$ , т/ч	$G_{сет} - G_{ут} = 450,62 - 6,81 = 443,81$	

Количество работающих водогрейных котлов(с округлением до ближайшего большого целого) $N_{к.р}^B$	$Q_T/Q_{к.р}^{НОМ}=36,05/23,2=1,5\approx 2$	Выбираем тип водогрейных котлов КВ-Р-23,26-150
Процент загрузки работающих водогрейных котлов, $K_{загр}^B$	$Q_T/N_{к.р}^B \cdot Q_{к.р}^{НОМ} \cdot 100=36,05/2 \cdot 23,2 \cdot 100=90,12$	
Температура обратной сетевой воды перед сетевыми насосами $t_3, ^\circ C$	$t_2 \cdot G_{сет.обр.} + T' \cdot G_{ут}/G_{сет.} = 70 \cdot 443,815 + 70 \cdot 6,82/450,63 = 70$	Используется в расчете паровой части

Таблица 3- Паровая часть котельной.

Наименование	Расчетная формула для зимнего режима	Примечание
1	2	3
Часовой отпуск пара производственным потребителям $D_{потр}, \text{ т/ч}$	6	См. исходные данные
Расход пара на деаэратор подпиточной воды $D'_d, \text{ т/ч}$	$G_{ут} \cdot [(0,98)^2 \cdot T' - 0,98 \cdot T_3 / (i_2 - T_3) \cdot 0,98 + (1 - 0,98^2) \cdot T / (i_2 - T_3) \cdot 0,98] = 6,81 [(0,98)^2 \cdot 70 - 0,98 \cdot 25 / (658,3 - 25) \cdot 0,98 + (1 - 0,98^2) \cdot 104,2 / (658,3 - 25) \cdot 0,98] = 0,51$	Величина $G_{ут}$ берется из расчета водогрейной части котельной
Выпар из деаэратора подпиточной воды $D'_{вып}, \text{ т/ч}$	$d_{вып} \cdot G_{ут} = 0,002 \cdot 6,81 = 0,01$	
Количество умягченной воды, поступающие в деаэратор подпиточной воды $G'_{хво}, \text{ т/ч}$	$G_{ут} + D'_{вып} - D'_d = 6,81 + 0,01 - 0,51 = 6,31$	
Температура умягченной воды за охладителем деаэраторной воды $T'_4, ^\circ C$	$T_3 + G_{ут}/G'_{хво} \cdot (T - T') \cdot 0,98 = 25 + 6,81/6,31 \cdot (104,2 - 70) \cdot 0,98 = 61,17$	
Температура умягченной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды $T'_5, ^\circ C$	$T'_4 + D'_{вып}/G'_{хво} \cdot (i_4 - i_5) \cdot 0,98 = 61,17 + 0,01/6,31 \cdot (640,7 - 104,4) \cdot 0,98 = 62$	
Количество сырой воды, соответствующее количеству умягченной воды $G'_{с.в.}, \text{ т/ч}$	$K_{хво}^{с.в.} \cdot G'_{хво} = 1,2 \cdot 6,3186 = 7,57$	
Расход пара для подогрева сырой воды в количестве	$G'_{с.в.} \cdot T_3 - T_1 / (i_2 - i_6) \cdot 0,98 = 7,58 \cdot 25 - 5 / (658,3 -$	

$G'_c$ , т/ч	$159,3) \cdot 0,98 = 0,3$	
Паровая нагрузка на котельную за вычетом расхода пара на деаэрацию питательной воды и на подогрев сырой воды, умягчаемой для питания котлов, а так же без учета внутрикотельных потерь $D$ , т/ч	$D_{\text{потр.}} + D'_d + D'_c = 6 + 0,51 + 0,3 = 6,81$	
Внутрикотельные потери пара $D_{\text{пот}}$ , т/ч	$K_{\text{пот}} \cdot D = 0,02 \cdot 6,81 = 0,13$	

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Количество продувочной воды, поступающее в сепаратор непрерывной продувки $G_{\text{пр}}$ , т/ч	$n/100 \cdot D = 5/100 \cdot 6,81 = 0,34$	
Количество пара на выходе из сепаратора непрерывной продувки $D_{\text{пр}}$ , т/ч	$0,148 G_{\text{пр}} \cdot G_{\text{пр}} = 0,148 \cdot 0,34 = 0,05$	
Количество продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки $G'_{\text{пр}}$ , т/ч	$G_{\text{пр}} - D_{\text{пр}} = 0,34 - 0,05 = 0,29$	
Количество воды на питание котлов $G_{\text{пит}}$ , т/ч	$D + G_{\text{пр}} = 6,81 + 0,34 = 7,15$	
Выпар из деаэратора питательной воды $D_{\text{вып}}$ т/ч	$d_{\text{вып}} \cdot G_{\text{пит}} = 0,002 \cdot 7,15 = 0,01$	
Количество умягченной воды, поступающее в деаэратор питательной воды $G_{\text{хво}}$ , т/ч	$(D_{\text{потр}} - G_{\text{потр}}) + G'_{\text{пр}} + D_{\text{пот}} + D_{\text{вып}} + D'_d = (6 - 3,6) + 0,29 + 0,13 + 0,01 + 0,51 = 3,34$	
Количество сырой воды, соответствующее количеству умягченной воды $G_{c.в.}$ , т/ч	$K^{c.н}_{\text{хво}} \cdot G_{\text{хво}} = 1,2 \cdot 3,34 = 4$	
Общее количество сырой воды, поступающее на химводоочистку $\Sigma G_{c.в.}$ , т/ч	$G'_{c.в.} + G_{c.в.} = 7,57 + 4 = 11,57$	
Расход пара для подогрева сырой воды в т/ч количестве $D_c$ , т/ч	$G_{c.в.} \cdot T_3 - T_1 / (i_2 - i_6) \cdot 0,98 = 11,57 \cdot 25 - 5 / (658,3 - 159,3) \cdot 0,98 = 0,47$	
Общий расход пара для подогрева сырой воды $\Sigma D_c$ , т/ч	$D'_c + D_c = 0,3 + 0,47 = 0,77$	
Количество конденсата от подогревателей сырой воды, поступающее в деаэратор	$\Sigma D_c = 0,77$	

питательной воды $\Sigma G_c$ , т/ч		
-------------------------------------	--	--

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Количество конденсата от подогревателей сырой воды и с производства $G_k$ , т/ч	$G_6 + G_{\text{потр}} = 0 + 3,6 = 3,6$	
Суммарный вес потоков, поступающих в деаэратор питательной воды $\Sigma G$ , т/ч	$G_k + G_{\text{хво}} + \Sigma G_c + D_{\text{пр}} - D_{\text{вып}} = 3,6 + 3,34 + 0,77 + 0,05 + 0,01 = 7,75$	
Температура умягченной воды на выходе из охладителя продувочной воды $T_4$ , °С	$T_3 + G'_{\text{пр}} / G_{\text{хво}} \cdot (i_8 - t_{\text{пр}}) \cdot 0,98 = 25 + 0,29 / 3,34 \cdot (114,8 - 40) \cdot 0,98 = 31,36$	
Температура умягченной воды на выходе из охладителя выпара $T_5$ , °С	$T_4 + D_{\text{вып}} / G_{\text{хво}} \cdot (i_4 - i_5) \cdot 0,98 = 31,36 + 0,01 / 3,34 \cdot (640,7 - 104,4) \cdot 0,98 = 32,93$	
Средневзвешенная температура потоков, поступающих в деаэратор питательной воды $t_{\text{ср.взр}}$ , °С	$G_{\text{потр}} / \Sigma G \cdot t_{\text{к.п}} + \Sigma G_c / \Sigma G \cdot i_6 + G_{\text{хво}} / \Sigma G \cdot T_5 + D_{\text{пр}} / \Sigma G \cdot i_3 - D_{\text{вып}} / \Sigma G \cdot i_4 = 3,6 / 7,75 \cdot 80 + 0,77 / 7,75 \cdot 159,3 + 3,34 / 7,75 \cdot 32,93 + 0,05 / 7,75 \cdot 644,5 - 0,01 / 7,75 \cdot 640,7 = 37,16 + 15,82 + 14,19 + 4,15 - 0,82 = 70,5$	В зимних режимах $G^6_{\text{лет}} = 0$
Расход пара на деаэрацию питательной воды $D_d$ , т/ч	$\Sigma G \cdot T^* - t_{\text{ср.вз}} \cdot 0,98 / i_2 \cdot 0,98 \cdot T^* = 7,75 \cdot (104,4 - 70,5) \cdot 0,98 / 658,3 \cdot 0,98 - 104,4 = 0,5$	
Расход пара на деаэрацию питательной воды и на подогрев сырой воды, умягчаемой для питания котлов $D^*$	$D_d + D_c = 0,5 + 0,47 = 0,97$	

Продолжение таблицы 3

Паровая нагрузка на котельную без учета внутрикотельных потерь $D'$	$D + (D_d + D_c) = 6,81 + (0,58 + 0,16) = 7,47$	
Внутрикотельные потери пара $D_{\text{пот}}$ , т/ч	$D \cdot K_{\text{пот}} / 1 - K_{\text{пот}} = 7,47 \cdot 0,02 / 1 - 0,02 = 0,15$	
Суммарная паровая нагрузка на котельную $D_{\text{сум}}$ , т/ч	$D' + D_{\text{пот}} = 6,47 + 0,15 = 7,62$	
Количество работающих паровых котлов $N^{\text{п}}_{\text{к.раб}}$ , шт	1 штук	
Процент загрузки работающих паровых котлов $K_{\text{загр}}$ , %	$D_{\text{сум}} / D^{\text{max}}_{\text{к.расч}} \cdot N^{\text{п}}_{\text{к.раб}} = 7,62 / 10 \cdot 1 \cdot 100 = 76,5$	Выбираем паровой котел серий Е-10-1.4 Р



По результатам расчета тепловой схемы выбираем котлы и вспомогательные оборудования. К установке приняты котлы паровые серий Е Бийского котельного завода и водогрейные марки КВ-Р Дорогобужского котельного завода.

Паровым котлом называется устройства, в котором для получения пара под давлением выше атмосферного, потребляемого вне этого устройства, используется теплота, выделяющаяся при сгорании органического топлива. В настоящее время широко распространены в различных отраслях промышленности, в сельском и коммунальном хозяйстве котлы серии Е, рассчитанные на рабочее давление 1,4 МПа с номинальной производительностью 2,5;4;6,5;10 тонн в час. Котлы выпускают с топками для сжигания твердого топлива. Котлы серии Е являются унифицированными, они представляют собой котлы с естественной циркуляцией. По длине верхнего барабана котлы серии Е имеют две модификации - с длинным барабаном и укороченным. У котлов производительностью 2,5;4;6,5 и 10 тонн в час верхний барабан значительно длиннее нижнего. Котлы допускают с компоновкой различными топочными устройствами, котлы серии Е выпускают с топками для сжигания каменных углей.

## 1.2 Физико-химические характеристики природной воды

### 1.3 Выбор оборудования ХВО

1) Насосы исходной воды должны обеспечивать максимальный расход химочищенной воды на питание паровых котлов, подпитку тепловых сетей и расход воды на собственные нужды котельной.

Производительность насосов сырой воды, м<sup>3</sup>/ч:

$$Q=Q^{Na}+Q_{отм} \quad (1.1)$$

$$Q = 15+4,68 = 19,68$$

Необходимый напор насосов сырой воды складывается из:

Потерь напора в пароводяном подогревателе	– 4 м в.ст.исходной воды;
Потерь напора в натрий – катионитном фильтре	– 7м в.ст 1ступени;
То же, 2 ступени	– 9м в.ст
Потери напора в подогревателе химочищенной воды	– 4м в.ст
Потери напора на вводе в деаэратор	– 5м в.ст
Высота подъема воды в деаэратор	– 12м в.ст
Потери напора в шайбах расходомеров 1,5х3	– 4,5м в.ст
Потери напора в трубопроводах	– 3м в.ст
Суммарная потеря напора	– 48,5м в.ст

Напор насосов исходной воды складывается из преодоления сопротивлений по движению потоков, но не менее 15 м. в. ст.

$$48,5 - 15 = 33,5 \text{ м в.ст}$$

К установке принято насос сырой воды типа 3к-6е:  $Q=40\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $H=41,5\text{м в. ст}$  с электродвигателем типа А02-51-2№=10 кВт,  $n=2900\text{ об/мин}$ .

2) Подогреватель исходной воды.

Количество тепла, необходимое для подогрева исходной воды, ккал/ч:

$$Q=28,6 \cdot 1000(25-5)=572000$$

где 28,6-расход воды водоподготовительной установки с учетом собственных нужд, м<sup>3</sup>/ч;

25-температура воды после подогрева, °C;

5-температура исходной воды, °C.

Скорость воды в трубках водоподогревателя будет, м/с:

$$W = \frac{G}{3600 \cdot 0,00646} \quad (1.2)$$

$$W = \frac{28,6}{23,25} = 1,23$$

где 0,00646-площадь сечения трубок подогревателя, м<sup>2</sup>.

Необходимая поверхность нагрева парового подогревателя, м/с:

$$H = \frac{Q}{\alpha \cdot 149} \quad (1.3)$$

$$H = \frac{572000}{1200 \cdot 149} = 3,2$$

где 1200-коэффициент теплоотдачи, кКал/чм<sup>2</sup> °C;

149-средняя логарифмическая разность температур, определяется при противотоке:

$$t = 5 \text{ до } 25^{\circ}\text{C}$$

$$t = 164^{\circ}\text{C}$$

$$t_6 = 159^{\circ}\text{C}, \quad t_m = 139^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{159 - 139}{2,31 \lg \frac{159}{139}} = 149^{\circ}\text{C} \quad (1.4)$$

К установке принято подогреватель Бийского котельного завода с поверхностью нагрева  $F=3,97 \text{ м}^2$ .

3) Мерник раствора соли.

Ёмкость мерника раствора соли принимается по большему расходу соли на одну регенерацию для натрий-катионитных фильтров 2 ступени.

$$V_m = 1,3 \cdot Q_{\text{нр}} \quad (1.5)$$

$$V_m = 1,3 \cdot 0,64 = 0,858$$

где 1,3-коэффициент запаса ёмкости;

$Q_{\text{нр}}$  - объём 26%-ного раствора соли на одну регенерацию. (Натрий-катионитные фильтры 2 ступени).

Высота мерника принимается равной высоте бункера соли, так как мерник наполняется, как сообщающийся сосуд, за межрегенерационный период.

Принимается к установке мерник:  $V=1 \text{ м}^3$ ;  $D=970\text{мм}$ ;  $H=2000\text{мм}$ .

4) Резервуар мокрого хранения соли.

Расход технической соли на регенерацию Na - катионитных фильтров первой и второй ступени в месяц составляет, т:

$$Q_c = Q^{M^1}_c + Q^{M^2}_c \quad (1.6)$$

$$Q_c = 195,9 + 7593 = 7,7$$

Емкость резервуара для хранения соли при ее доставке автотранспортом принимается равной 10 суточному запасу с коэффициентом запаса емкости равной 1,5.

$$V = 1,5 \cdot Q_c / 3 \quad (1.7)$$

$$V = 1,5 \cdot 7,7 / 3 = 3,9$$

где 1,5-коэффициент запаса емкости.

Для «мокрого» хранения соли принято железобетонный двухъячейковый резервуар емкостью  $V = 4 \text{ м}^3$  с учетом доставки соли самосвалом грузоподъемностью 3т.

5) Бак промывочной воды.

Для взрыхляющей промывки Na - катионитных фильтров первой и второй ступеней устанавливается промывочный бак, емкостью,  $\text{м}^3$ :

$$V_B = 1,3 \cdot Q_{\text{взр}} \quad (1.8)$$

$$V_B = 1,3 \cdot 2,1 = 3$$

где 1,3-коэффициент запаса емкости.

6) Насосы выбирается по производительности и давлению.

Производительность насоса принимается равной  $Q_{\text{взр}} = 2,1 \text{ м}^3$ .

Время взрыхления 30 минут.

К установке принят один промывочный насос типа 2к-9а:  $Q = 25 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 13,2 \text{ м}$  в.ст. с электродвигателем типа АОЛ2-21-2,  $N = 1,5 \text{ кВт}$ ,  $n = 2860 \text{ об/мин}$ .

#### 1.4 Аэродинамический расчет

В современных котельных установках при значительном снижении температуры уходящих продуктов сгорания и больших аэродинамических сопротивлениях применяют уравновешенную искусственную тягу с установкой дымососов и дутьевых вентиляторов. В этом случае основным назначением дымовой трубы является отвод продуктов сгорания в атмосферу на высоту, определяемую санитарно-гигиеническими и противопожарными требованиями. В задачу расчета искусственной тяги входят выбор типа дымососов и вентиляторов, определение необходимой их характеристики, конструктивных размеров дымовой трубы, а также расхода электроэнергии на тягу и дутье. Тяговые и дутьевые установки рассчитывают на максимальную нагрузку котельного агрегата с целью обеспечения нормальной его работы при всех возможных режимах.

Необходимую производительность дымососа определяют исходя из количества газов, покидающих котлоагрегат, с учетом присоса воздуха на пути до дымососа и с введением поправки на действительную температуру продуктов сгорания.

При выборе дымососов и вентиляторов ориентируются на характеристики давлений дымососов и вентиляторов, устанавливающие связь между производительностью и давлением при заданной частоте вращения и плотности перемещаемого рабочего тела.

Для обеспечения нормальной работы котла необходимо для горения топлива непрерывно подавать в топку воздух и удалять из котла в атмосферу продукты сгорания.

Такие условия обеспечиваются тяго – дутьевыми устройствам – дымососом и дутьевым вентилятором.

1) Часовая производительность дымососа, м<sup>3</sup>/ч :

Для паровых котлов:

$$V_{\text{дым}} = \frac{1,1 \times B \times V_{\Gamma} (t_{\Gamma} + 273)}{273} \quad (1.9)$$

$$V_{\text{дым}} = \frac{1,1 \times 1250 \times 7,8582 \times (165 + 273)}{273} = 17335,53$$

Для водогрейных котлов:

$$V_{\text{дым}} = \frac{1,1 \times B \times V_{\Gamma} (t_{\Gamma} + 273)}{273} \quad (1.10)$$

$$V_{\text{дым}} = \frac{1,1 \times 3898,63 \times 7,8582 \times (230 + 273)}{273} = 62091,63$$

где В – количество сжигаемого котлом топлива, кг/ч;

t – температура газов перед дымососом, °С. Для водогрейных котлов - +230С, для паровых - +165С;

V<sub>Γ</sub> – объем дымовых газов, выделяющихся при сжигании 1кг топлива, м<sup>3</sup>/ч:

$$\begin{aligned} V_{\Gamma} = & 0,0187 \times (C^P + 0,375 \times S_{II}^P) + 0,79 \times \\ & \times V^0 + (\alpha - 1) \times V^0 + 0,111 \times H^P + 0,0124 \times \\ & \times W^P + 0,0161 \times V^0 + 0,016 \times (\alpha - 1) \times V^0 \end{aligned} \quad (1.11)$$

$$\begin{aligned} V_{\Gamma} = & 0,0187 \times (60,4 + 0,375 \times 0,7) + 0,79 \times \\ & \times 6,16 + (1,2 + 1) \times 6,16 + 0,111 \times 3,7 + 0,0124 \times 8 + \\ & + 0,0161 \times 6,16 + 0,016 \times (1,2 - 1) \times 6,16 = 7,8582 \end{aligned}$$

где V<sup>0</sup> – теоретически необходимое количество воздуха для горение 1 кг топлива, м<sup>3</sup>/ч:

$$V^0 = 0,0889 \times (C^P + 0,375 \times S_{II}^P) \times 0,265 \times H^P - 0,0333 \times O^P \quad (1.12)$$

$$V^0 = 0,0889 \times (60,4 + 0,375 \times 0,7) + 0,265 \times 3,7 - 0,0333 \times 6,2 = 6,16$$

2) Количество сжигаемого котлом топлива, кг/ч:

Для парового котла:

$$B = \frac{Q \times 10^6}{1,16 \times Q_p^H \times \eta_{KA}} \quad (1.13)$$

$$B = \frac{10 \times 0,57 \times 1,16 \times 10^6}{1,16 \times 5700 \times 0,8} = 1250$$

где В-количество сжигаемого котлом топливо, кг/ч;

Q – теплопроизводительность котла, МВт. Определяется для каждого типа котлов;

$Q_p^H = 5700$  Ккал/кг (по составу твердого топлива);

Для водогрейного котла:

$$B = \frac{Q \times 10^6}{1,16 \times Q_p^H \times \eta_{KA}} \quad (1.14)$$

$$B = \frac{20 \times 1,16 \times 10^6}{1,16 \times 5700 \cdot 0,9} = 3898,63$$

3) Производительность вентилятора, м<sup>3</sup>/ч:

Для паровых котлов:

$$V_{\text{ВЕНТ}} = \frac{1,1 \times \alpha_T \times V^0 \times B \times (t_B + 273)}{273} \quad (1.15)$$

$$V_{\text{ВЕНТ}} = \frac{1,1 \times 1,2 \times 6,16 \times 1250 \times (20 + 273)}{273} = 10915,87$$

Для водогрейных котлов:

$$V_{\text{ВЕНТ}} = \frac{1,1 \times \alpha_T \times V^0 \times B \times (t_B + 273)}{273} \quad (1.16)$$

$$V_{\text{ВЕНТ}} = \frac{1,1 \times 1,2 \times 6,16 \times 3898,63 \times (20 + 273)}{273} = 34045,56$$

где  $\alpha_T$ - коэффициент избытка воздуха в топке, принимается в зависимости от вида топлива. Принимаем для твердого топлива 1,2;

$t_B$  – температура подаваемого воздуха °С но не ниже +20 °С.

По аэродинамическому расчету выбираем для парового котла дымосос марки ДН-10у1 с производительностью 18,1 м<sup>3</sup>/ч, с электродвигателем 4А-180М-4-У3, с мощностью 30 кВт; вентилятор с углом вращения 30°, с производительностью 10000 м<sup>3</sup>/ч, с напором 124 кгс/м<sup>3</sup>, с электродвигателем 4А-160S-У3, мощностью 15кВт. Для водогрейного котла дымосос марки ДН-17 с производительностью 74 м<sup>3</sup>/ч, с электродвигателем 4А-355S-6-У3, с мощностью 160 кВт, и вентилятор марки ВДН-17 с производительностью 33000 м<sup>3</sup>/ч, с напором 33,7 кгс/м<sup>3</sup>, с электродвигателем АО3-355S-6, с мощностью 30 кВт.

### 1.5 Расчет дымовой трубы

Дымовые трубы работают в сложных условиях: при перепадах температуры, давления, влажности агрессивном воздействии дымовых газов, ветровых нагрузок и нагрузках от собственной массы. Дымовые трубы выполняют кирпичными, железобетонными и металлическими. Основными элементами дымовой трубы являются фундамент трубы и ствол. Кладка последнего состоит из отдельных звеньев высотой 5 - 7 метров различной толщины, уменьшающейся постепенно кверху. Минимальная толщина стенок верхнего звена трубы 180-250мм. Для придания устойчивости снаружи труба имеет форму усеченного конуса. Для предохранения кирпичной кладки трубы от действия горячих газов в нижнюю часть трубы обкладывают футеровкой из огнеупорного кирпича, оставляя небольшой зазор между основной кладкой и футеровкой для свободного расширения последней. Кирпичные трубы сооружают высотой 30-70 метров, а диаметров не менее 600 мм.

Основным назначением дымовой трубы при искусственной тяге является вывод продуктов сгорания в более высокие слои атмосферы, чтобы улучшить условия рассеивания их в воздухе до уровня концентраций, когда они становятся безопасными для окружающей среды. Для правильного и надежного определения высоты трубы и обеспечения допустимых концентрации вредных выбросов необходимо рассчитать их суммарную величину.

Выбираем кирпичную трубу. Высота трубы принимается для паровых и водогрейных котлов.  $H = 60\text{м}$ .

Задаем скорость газов. Скорость газа на выходе из устья трубы составит  $w_0 = 20\text{м/с}$ .

Расход уходящих газов через трубу,  $\text{м}^3/\text{с}$

$$V_1 = V/z$$

$$V_1 = 6,16/1 = 6,16 \quad (1.17)$$

где  $V$  - действительный объемный расход газа,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$z$  - количество труб.

Площадь выходного сечения дымовой трубы,  $\text{м}^2$ :

$$F_{\text{ПАР}} = \frac{B \times V_{\Gamma} \times (t_{\text{yx}} + 273)}{3600 \times 273 \times \omega} \quad (1.18)$$

$$F_{\text{ПАР}} = \frac{10297,26 \times 7,8582 \times (230 + 273)}{3600 \times 273 \times 8} = 5,17$$

Диаметр трубы в устье, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \times F}{\pi}} \quad (1.19)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 5,17}{3,14}} = 3$$

Поскольку оксиды серы предусмотрено улавливать, а оксиды азота почти не улавливаются, определим потребную высоту дымовой трубы, м:

$$h = \sqrt{\frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F_m \cdot n}{ПДК_{NO_2}} \sqrt[3]{\frac{1}{V \cdot \Delta T}}} \quad (1.20)$$

$$h = \sqrt{\frac{20 \cdot 1,84 \cdot 3 \cdot 1}{1,2}} \sqrt[3]{\frac{1}{6,16 \cdot 35}} = 60$$

где  $M_{NO_2} = M_{NO_2}/z$  - количество окислов азота в расчете на общее количество труб. Остальные коэффициенты те же, что и при расчете приземных концентраций вредных веществ;

$\Delta T$  – разность между температурой выбрасываемых газ средней температурой воздуха в полдень.

## 1.6 Топливоподача

Топливом называют вещество, выделяющее при определенных условиях большое количество тепловой энергии, которую в зависимости от технических и экономических показателей используют в различных отраслях народного хозяйства. В теплоэнергетических установках выделившаяся из топлива тепловая энергия используется для получения рабочего тела – водяного пара или горячей воды, используемых в дальнейшем в технологических и отопительных установках, а также для производства электрической энергии.

## 1.7 Шлакозолоудаление

### 1.8 Классификация золоуловителей

#### 1.10 Количества шлака и золы, подлежащие удалению

Для расчета систем шлакозолоудаления необходимо прежде всего найти количества шлака и золы, образующиеся в парогенераторе и подлежащее удалению.

1 Количество шлака, образующееся в топке, с учетом несгоревших частиц топлива, кг/с:

$$G_{\text{шл}}^{\text{обр}} = 0,01 \times B \times \alpha_{\text{шл}} \times (A^p + q_4 \times Q_p^H / 32,7) \quad (1.23)$$

Для водогрейного котла:

$$G_{\text{шл}}^{\text{обр В}} = 0,01 \times 2,16 \times 0,8 \times (20 + 1,5 \times 23,88 / 32,7) = 0,36$$

Для парового котла:

$$G_{\text{шл}}^{\text{обр П}} = 0,01 \times 0,34 \times 0,8 \times (20 + 1,5 \times 23,88 / 32,7) = 0,05$$

Количество шлака, подлежащее удалению, равно количеству образующегося шлака, т.е  $G_{\text{шл}}^{\text{уд}} = G_{\text{шл}}^{\text{обр}}$ .

2 Количество образующейся летучей золы:

$$G^{\text{обр}}_3 = 0,01 \times B \times \alpha_{\text{ун}} \times (A^p + q_4 \times Q^h_p / 32,7) \text{ кг/с} \quad (1.24)$$

Для водогрейного котла:

$$G^{\text{обр}B}_3 = 0,01 \times 2,16 \times 0,2 \times 21,09 = 0,09$$

Для паровых котлов:

$$G^{\text{обр}\Pi}_3 = 0,01 \times 0,34 \times 0,2 \times 21,09 = 0,014$$

где  $B$  – общий секундный расход топлива парогенераторами, включенными в данную систему шлакозолоудаления, кг/с;

$\alpha_{\text{шл}}$  и  $\alpha_{\text{ун}}$  – соответственно доля золы и недожога в шлаке и уносе,

$\alpha_{\text{шл}} = 1 - \alpha_{\text{ун}}$ ;

$A^p$  – зольность топлива на рабочую массу, %

$q_4$  – потеря тепла с механическим недожогом, %

32,7 – теплота сгорания топлива, МДж/кг;

$Q^h_p$  – располагаемое тепло на 1 кг топлива, МДж/кг;

3 Количество золы, уловленное в золоуловителе и подлежащее удалению с помощью системы золоулавливания, кг/с:

$$G^{\text{уд}}_3 = G^{\text{обр}}_3 \times \eta / 100 \quad (1.25)$$

Для водогрейных котлов:

$$G^{\text{уд}B}_3 = 0,09 \times 0,95 / 100 = 0,0008$$

Для паровых котлов:

$$G^{\text{уд}\Pi}_3 = 0,014 \times 0,95 / 100 = 0,00013$$

где  $\eta$  – коэффициент очистки газов от летучей золы и шлака, подлежащее удалению;

4 Общее весовое количество золы и шлака, подлежащее удалению, кг/с:

$$G^{\text{уд}}_{\text{ш.з}} = G^{\text{уд}}_{\text{шл}} + G^{\text{уд}}_3 \quad (1.26)$$

Для водогрейных котлов:

$$G^{\text{уд}B}_{\text{ш.з}} = 0,36 + 0,0008 = 0,36$$

Для паровых котлов:

$$G^{\text{уд}\Pi}_{\text{ш.з}} = 0,05 + 0,00013 = 0,05$$

$$\sum G^{\text{уд}}_{\text{ш.з}} = 0,36 + 0,05 = 0,41$$



## 4 ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЯ

### 4.1 Отопление

При проектировании отопления котельных следует соблюдать строительные нормы и правила по проектированию отопления, вентиляции. В помещениях с тепловыделением отопление должно предусматриваться только в случаях, если избытки тепла не обеспечивают поддержания в производственной зоне температур воздуха.

По виду теплоносителя, передающего теплоту отопительными приборами в помещения, центральные системы отопления подразделяются на водяные, паровые, воздушные и комбинированные. В системах отопления теплоносителем используют воду, водяной пар и воздух.

В проекте принята система водяного отопления. Свойства воды: высокая теплоемкость и большая плотность, несжимаемость, расширение при нагревании с уменьшением плотности, повышение температуры кипения при увеличении давления, выделение абсорбированных газов при повышении температуры и понижении давления.

Система водяного отопления обеспечивает равномерность температуры помещения. Ограничивает верхний предел температуры поверхности отопительных приборов, что исключает пригорание на них пыли. Характеризуется простотой центрального регулирования теплоотдачи отопительных приборов путем изменения температуры воды в зависимости от температуры наружного воздуха. Бесшумно действует, сравнительно долговечная.

Водяное отопление получило в настоящее время наибольшее распространение в силу своих преимуществ перед другими системами отопления. Опыт эксплуатации водяных систем показал их высокие гигиенические и эксплуатационные показатели. Системы водяного отопления обладают наибольшей надежностью, бесшумны, просты и удобны в эксплуатации, могут иметь значительный радиус действия по горизонтали.

В системах водяного отопления предусматривается специальный резервуар, называемый расширительным баком, который предназначен для приема избытка воды в системе, образующегося при ее нагревании, а также для создания определенного запаса воды с целью компенсации возможных ее утечек из системы в процессе эксплуатации, поддержания заданного гидравлического давления, удаления лишней воды из системы в водосток и в некоторых случаях для воздухоудаления.

В проекте предусмотрена температура в котельном зале не ниже  $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$ , в галереях топливоподачи  $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$  и помещения щитов управления температура принимается  $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Удаление воздуха из котельного отделения предусматривается дутьевыми вентиляторами из верхней зоны.

### 4.2 Вентиляция

В котельном зале запроектирована общеобменная вентиляция, обеспечивающая ассимиляцию теплоизбытков.

В производственных помещениях вытяжка осуществляется из верхней зоны дутьевыми установками. Приток подается через створки окон: зимой на высоте 5 м от

пола, а летом в рабочую зону. В бытовых помещениях предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция.

Приток осуществляется от приточной камеры в верхнюю зону помещения.

В проекте предусмотрена блокировка вентиляционного оборудования с технологическим оборудованием, от которого предусмотрены местные отсосы. В проекте предусмотрено автоматическое отключение электроснабжения основных и резервных систем вентиляции при пожаре.

## 5 ВОДОПРОВОД И КАНАЛИЗАЦИЯ

### 5.1 Водопровод

### 5.2 Канализация

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 СНиП 11-39-2001 «Климатология»
- 2 СНиП РК 4.02.08-2003 «Котельные установки»
- 3 СНиП 2.04-01-2001 «Строительная климатология»
- 4 СНиП РК 2.02-05-2002 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»
- 5 СНиП РК 4.04-23-2004 «Электрооборудование жилых и общественных зданий»
- 6 СНиП РК 2.04.09-02 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»
- 7 СНиП РК 4.02.011-94 «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
- 8 СНиП 11-35-2001 «Норма проектирования котельных установок»
- 9 ГОСТ 21.606-95 «Правила выполнения рабочей документации тепло механических решений котельных МНТКС».-М.: 1995.
- 10 ГОСТ-21.605-86 «Тепловые сети» рабочей документаций Тепломеханическая часть.
- 11 Справочник энергетика строительных организаций «Тепло - водо и воздухообеспечения».- М.: Стройиздат,1991г. 2- том.
- 12 Методическая указания по выполнению курсового и дипломного проекта по дисциплине «Теплогенерирующие установки» ВКГТУ. У-Ка.: 1998г
- 13 Делягин Г.Н. Лебедев В.И. Пермяков В.А. «Теплогенерирующие установки».-М.: Стройиздат, 1986г
- 14 Теплоснабжение. Учебное пособие для студентов ВУЗов. Под редакцией Козина В. Е.- М.: Высш - школа 1990г.
- 15 Соколов Е. Я «Теплофикация и тепловые сети».- М.: 2001г
- 16 Соколов Б.А. «Котельные установки и их эксплуатация».-М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 432 с.
- 17 Рабинович В.И. «Котельные установки промышленных предприятий» М.: 1976г.
- 18 Роддатис К.Ф. «Котельные установки» М.: 1975г.
- 19 Лифшиц О.В «Справочник по водоподготовке для котельных установок» М.: Энергия, 1976г.
- 20 Сильдиковский Л. Н. Юрнев В.Н. «Котельные установки промышленных предприятий». -М: Энергоиздат, 1978г.
- 21 Ицкович А.М. «Котельные установки малой мощности».-М.: 1958г.
- 22 Лебедев В.В «Топливные элементы».- М.:Знание, 1966г.

- 23 Кисилев Н.А. «Промышленные котельные установки».- М.:1978г
- 24 Щеголев М.М. «Топливо, топки и котельные установки».-М.: Госстройиздат 1961г.
- 25 Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник под редакцией Григорьева В.А. и В.М. Зорин. -М.: 1989г
- 26 Е.Ф.Будников, К.Ф.Роддатис, Э. Я.Берзиньш «Производственные и отопительные котельные». -М.: Издат. Энергия, 1974г.
- 27 Порошин В.В «Дробильно - размолочное оборудования».
- 28 «Автоматизация отопительных котельных и тепловых пунктов».-Л.: 1961г.
- 29 Мордхелович Н. И. «Механизация и автоматизация промышленных котельных».- М.: Госэнергоиздат, 1961г.
- 30 Волков О.И. «Экономика предприятия».- М.: Инфра, 2000г
- 31 Фрунзер С.А. «Экономика энергетики»
- 32 Н.П.Онищенко «Охрана труда при эксплуатации котельных установок»
- 33 Т.В Виленский «Расчет системы золоулавливания и шлакозолоудаления»
- 34 Г.А Чилаев «Механизация топливоподачи и золоудаления промышленных котельных»
- 35 Правила устройства электроустановок. Раздел V. «Электросиловые установки». -М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 36 Эстеркин Р.И. «Котельные установки».-Л.: Энергоатомиздат, 1989.