Библиотека СОК

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Н.Б. Карницкий
Б.М. Руденков
В.А. Чиж

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

к курсовому проекту «Теплогенерирующие установки»
для студентов дневного и заочного отделений специальности
70.04.02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна»
специализации 70.04.02.01 «Системы теплогазоснабжения и вентиляции»

Минск 2005

УДК 621.181.001.24 (675.8)
ББК 31.38я7
К-24

Рецензенты:

зав. кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника», кандидат технических наук, доцент В.А. Седнин, доцент кафедры «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника», кандидат технических наук, доцент Е.Г. Мигуцкий

Карницкий Н.Б.
Теплогенерирующие установки: методическое пособие к курсовому проекту / Н.Б. Карницкий, Б.М. Руденков, В.А. Чиж. Мн.: БНТУ, 2005. - с.

ISBN

Методическое пособие составлено применительно к курсовому проекту по теплогенерирующим установкам, выполняемому студентами специальности 70.04.02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» всех форм обучения.

УДК 621.181.001.24 (675.8)
ББК 31.38я7
К-24

ISBN

© Карницкий Н.Б.,
Руденков Б.М.,
Чиж В.А.
© БНТУ, 2005

Учебное издание

КАРНИЦКИЙ Николай Борисович
РУДЕНКОВ Борис Максимович
ЧИЖ Валентина Александровна

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
к курсовому проекту **«Теплогенерирующие установки»**
для студентов дневного и заочного отделений специальности
70.04.02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна»
специализации 70.04.02.01 «Системы теплогазоснабжения и вентиляции»

Редактор

Компьютерная верстка

Подписано в печать
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Отпечатано на ризографе. Гарнитура
Таймс. Усл. пч. л. . Уч.-изд. л. . Тираж . Заказ .

Издатель и полиграфическое исполнение:
Белорусский национальный технический университет
ЛИ №02330/0056957 от 01.04.2004.
220013, Минск, Проспект Независимости, 65.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ
1. ОБЪЕМЫ И ЭНТАЛЬПИИ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ
1.1. Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания
1.2. Определение энтальпии воздуха и продуктов сгорания
2. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЛА
3. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТОПКИ
4. ПОВЕРОЧНЫЙ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОНВЕКТИВНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА
5. РАСЧЕТ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯ
6. РАСЧЕТ ВОДЯНОГО ЭКОНОМАЙЗЕРА
7. КОНСТРУКТИВНЫЙ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТРУБЧАТОГО ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЯ
8. РАСЧЕТ ГАЗОХОДОВ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ
9. АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ
10. РАСЧЕТ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ С ПАРОВЫМИ КОТЛАМИ
11. ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА КОТЕЛЬНОЙ
12. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОЙ
ЛИТЕРАТУРА

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Курсовой проект выполняется по заданию, выдаваемому консультантом. В проекте производится выбор типа котла применительно к заданному виду топлива, расчёт материального баланса процесса горения и теплового баланса котла, осуществляется выбор и поверочный тепловой расчёт топочного устройства. Выбирается тип низкотемпературной поверхности нагрева и производится ее конструктивный тепловой расчёт. На основе теплового расчета котла осуществляется аэродинамический расчет теплогенерирующей установки с выбором тягодутьевых машин и дымовой трубы. Затем производится расчет принципиальной тепловой схемы котельной по заданным нагрузкам, который завершается выбором оборудования. Выбор вида водоподготовки и расчет ВПУ позволяют рассчитать число и тип ионообменных фильтров. Завершается курсовой проект разделом «Технико-экономические показатели работы котельной», в котором определяются себестоимость отпущенной теплоты и удельный расход условного топлива на ее производство. Курсовой проект выполняется в объёме 30 – 40 страниц (формат А4), при этом расчётные данные сводятся по возможности в таблицы и графики для обеспечения максимальной компактности расчётно-пояснительной записки. Расчёты выполняются с использованием ЭВМ. Графическая часть – продольный разрез и план котла с привязкой к нему низкотемпературной поверхности нагрева выполняется в масштабе 1:20, план и разрез котельной в масштабе 1:50, принципиальная тепловая схема котельной в безмасштабном исполнении.

Задания по курсовому проекту выдаются консультантом индивидуально каждому студенту.

Раздаточный материал (типовые чертежи котлов, водяных экономайзеров, воздухоподогревателей, котельных и тепловые схемы) студентам выдаёт консультант.

1. ОБЪЕМЫ И ЭНТАЛЬПИИ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

1.1. Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

Прежде чем приступить к выполнению данного раздела курсового проекта студент определяет элементарный состав топлива по табл. 1 (для твердого или жидкого топлив) и по табл. 2 в случае использования в качестве проектного топлива природного газа.

А) При сжигании твёрдых и жидких топлив

Теоретическое количество сухого воздуха, необходимого для полного сгорания топлива (коэффициент избытка воздуха α= I) определяется

$$V^o = 0{,}0889\,(C^p + 0{,}375 S^p_{o+к}) + 0{,}265 H^p - 0{,}0333 O^p \text{ , м}^3/\text{кг} \qquad (I.I)$$

Теоретические объёмы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха ($\alpha = 1$) определяются по следующим формулам:

$$V^o_{N_2} = 0{,}79\, V^o + 0{,}8\, \frac{N^P}{100} \text{ , м}^3/\text{кг;} \qquad (1.2)$$

Объём трёхатомных газов

$$V_{RO_2} = 0{,}01866\,(C^p + 0{,}375\, S^p_{o+к}) \text{, м}^3/\text{кг;} \qquad (1.3)$$

Теоретический объём водяных паров

$$V^o_{H_2O} = 0{,}111\, H^p + 0{,}0124\, W^p + 0{,}0161\, V^o \text{ , м}^3/\text{кг.} \qquad (1.4)$$

При наличии парового дутья или парового распыливания мазута при расходе пара G в величину $V^o_{H_2O}$ дополнительно включается член 1,24 G , где G = 0,05…0,1 кг пара/кг мазута.

Б) При сжигании газообразных топлив

Теоретическое количество воздуха, необходимого для полного сгорания топлива (коэффициент избытка воздуха α = 1) определяется

$$V^o = 0{,}0476\,[\,0{,}5\, CO + 0{,}5\, H_2 + 1{,}5\, H_2 S + \Sigma\,(m + n/4)\, C_m H_n - O_2\,] \text{, м}^3/\text{м}^3. \qquad (1.5)$$

Таблица I

Основные характеристики твердого и жидкого топлив

Цифры шифра	Вид Топлива	Состав , %							Низшая теплота сгорания $Q_н^р$, кДж/кг	V^o	V_{RO_2}	$V^o_{N_2}$	$V^o_{H_2O}$	$V_г^o$
		$W^р$	$A^р$	$S^р_{o+k}$	$C^р$	$H^р$	$N^р$	$O^р$						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Марка угля													
00	Донецкий Д	13,0	21,8	3,0	49,3	3,6	1,0	8,3	19610	5,16	0,94	4,08	0,64	5,67
01	Донецкий	14,0	25,8	3,9	44,8	3,4	1,0	7,1	17766	4,78	0,86	3,78	0,63	5,27
02	Донецкий Г	8,0	23,0	3,2	55,2	3,8	1,0	5,8	22040	5,83	1,05	4,61	0,61	6,28
03	Донецкий Т	5,0	23,8	2,8	62,7	3,1	0,9	1,7	24218	6,43	1,19	5,09	0,51	6,79
04	Кузнецкий Д	12,0	13,2	0,3	58,7	4,2	1,9	9,7	22835	6,02	1,10	4,77	0,71	6,58
05	Кузнецкий Г	8,5	11,0	0,5	66,0	4,7	1,8	7,5	26146	6,88	1,24	5,45	0,74	7,42
06	Грамотеинский Г	14,0	9,5	0,5	59,5	4,0	1,5	11,0	22836	6,0	1,11	4,75	0,71	6,58
07	Кедровский СС	10,0	11,3	0,5	67,7	3,6	1,6	5,3	25894	6,81	1,27	5,39	0,63	7,29
08	Краснобродский Т	10,0	16,2	0,3	65,7	3,0	1,7	3,1	24721	6,54	1,23	5,18	0,56	6,97
09	Томусинский СС	12,0	18,9	0,4	59,1	3,4	1,7	4,5	22584	6,02	1,11	4,77	0,62	6,50
10	Карагандинский К	8,0	27,6	0,8	54,7	3,3	0,8	4,8	21327	5,60	1,03	4,43	0,56	6,02
11	Экибастузский СС	7,0	38,1	0,8	43,4	2,9	0,8	7,0	16760	4,42	0,81	3,50	0,48	4,79
12	Ленгерский Б3	29,0	11,4	1,7	45,0	2,6	0,4	9,9	16131	4,42	0,85	3,49	0,72	5,06
13	Подмосковный Б2	32,0	25,2	2,7	28,7	2,2	0,6	8,6	10433	2,94	0,55	2,33	0,69	3,57
14	Воркутинский Ж	5,5	23,6	0,8	59,6	3,8	1,3	5,4	23673	6,15	1,12	4,97	0,59	6,58
15	Интинский Д	11,0	25,4	2,6	47,7	3,2	1,3	8,8	18310	4,88	0,91	3,87	0,57	5,35
16	Львовско-Волынский Г	10,0	19,8	2,6	55,5	3,7	0,9	7,5	21998	5,75	1,05	4,55	0,63	6,23
17	Бабаевский Б1	56,5	7,0	0,5	25,4	2,4	0,2	8,0	8757	2,69	0,48	2,09	1,01	3,58
18	Кизеловский Г	6,0	31,0	6,1	48,5	3,6	0,8	4,0	19700	5,33	0,95	4,22	0,56	5,73
19	Челябинский Б3	18,0	29,5	1,0	37,3	2,8	0,9	10,5	13953	3,74	0,70	2,96	0,59	4,26
20	Егоршинский ПА	8,0	23,9	0,4	60,3	2,5	0,9	4,0	22416	5,9	1,13	4,67	0,47	6,27
21	Волчанский Б3	22,0	33,2	0,2	28,7	2,3	0,5	13,1	9972	2,73	0,54	2,16	0,57	3,27
22	Веселовский Б3	24,0	30,4	0,4	29,9	2,3	0,5	12,5	10391	2,86	0,56	2,27	0,60	3,43
23	Ткибульский Г	13,0	27,0	1,3	45,4	3,5	0,9	8,9	17933	4,71	0,86	3,73	0,63	5,22
24	Ангренский Б2	34,5	13,1	1,3	39,8	2,0	0,2	9,1	13827	3,81	0,75	3,01	0,71	4,47
25	Кокянгакский Д	10,5	17,9	1,7	55,8	3,7	0,6	9,8	21540	5,67	1,05	4,49	0,63	6,17
26	Кызылкиянский Б3	28,0	14,4	0,9	44,4	2,4	0,5	9,4	15796	4,3	0,83	3,40	0,68	4,92
27	Шурабский Б3	21,5	14,1	1,2	47,3	3,0	0,6	12,3	17263	4,63	0,89	3,66	0,67	5,22
	Марка мазута													
28	Малосернистый	3,0	0,05	0,3	84,65	11,7		0,3	40308	10,62	1,58	8,39	1,51	11,48
29	Сернистый	3,0	0,1	1,4	83,8	11,2		0,5	39763	10,45	1,57	8,25	1,45	11,28
30	Высокосернистый	3,0	0,1	2,8	83,0	10,4		0,7	38800	10,2	1,57	8,06	1,36	10,99

Таблица 2

Основные характеристики газообразных топлив

Цифры шифра	Вид топлива	Состав, %							Низшая теплота сгорания $Q_н^р$ кДж/ м3	V^o	V_{RO_2}	$V^o_{N_2}$	$V^o_{H_2O}$	$V_г^o$
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Природный газ													
31	Саратов-Москва	84,5	3,8	1,9	0,9	0,3	7,8	0,8	35830	9,52	1,04	7,60	2,10	10,73
32	Первомайск-Сторожовка	62,4	3,6	2,6	0,9	0,2	30,2	0,1	28325	7,51	0,82	6,24	1,64	8,7
33	Саратов-Горький	91,9	2,1	1,3	0,4	0,1	3,0	1,2	36160	9,57	1,03	7,59	2,13	10,75
34	Ставрополь-Москва (I нитка)	93,8	2,0	0,8	0,3	0,1	2,6	0,4	36119	9,58	1,02	7,60	2,14	10,76
35	Ставрополь-Москва (II нитка)	92,8	2,8	0,9	0,4	0,1	2,5	0,5	36580	9,68	1,04	7,67	2,16	10,86
36	Ставрополь-Москва (III нитка)	91,2	3,9	1,2	0,5	0,1	2,6	0,5	37040	9,81	1,06	7,78	2,18	11,01
37	Серпухов-Ленинград	89,7	5,2	1,7	0,5	0,1	2,7	0,1	37460	10,0	1,08	7,93	2,21	11,22
38	Гоголево-Полтава	85,8	0,2	0,1	0,1	-	13,7	0,1	31000	8,26	0,37	6,66	1,86	9,39
39	Дашава-Киев	98,9	0,3	0,1	0,1	-	0,4	0,2	35910	9,52	1,0	7,52	2,15	10,68
40	Рудки-Минск	95,6	0,7	0,4	0,2	0,2	2,8	0,1	35530	9,45	1,0	7,49	2,12	10,62
41	Угерско-Киев	98,5	0,2	0,1	-	-	1,0	0,2	35530	9,43	0,99	7,46	2,13	10,59
42	Брянск-Москва	92,8	3,9	1,1	0,4	0,1	1,6	0,1	37330	9,91	1,06	7,84	2,20	11,11
43	Шебелинка-Харьков	92,8	3,9	1,0	0,4	0,3	1,5	0,1	37330	9,96	1,07	7,88	2,21	11,16
44	Шебелинка-Москва	94,1	3,1	0,6	0,2	0,8	1,2	-	37900	9,98	1,07	7,90	2,22	11,19
45	Кумертау-Магнитогорск	81,7	5,3	2,9	0,9	0,3	8,8	0,1	36830	9,74	1,06	7,79	2,13	10,98
46	Промысловка-Астрахань	97,1	0,3	0,1	-	-	2,4	0,1	35070	9,32	0,98	7,38	2,11	10,47

Теоретические объёмы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха ($\alpha = 1$) определяются по следующим формулам:
Теоретический объём азота

$$V^o_{N_2} = 0{,}79\, V^o + N_2 /100,\ м^3/м^3; \qquad (1.6)$$

Объём трёхатомных газов

$$V_{RO_2} = 0{,}01\,(\,CO_2 + CO + H_2S + \Sigma\, m\, C_m\, H_n\,),\ м^3/м^3\ ; \qquad (1.7)$$

Теоретический объём водяных паров

$$V^o_{H_2O} == 0{,}01\,(\,H_2S + H_2 + \Sigma\, n/2\, C_m\, H_n + 0{,}124 d_{Г.ТЛ}\,) + 0{,}0161\, V,\ м^3/м^3, \qquad (1.8)$$

где $d_{Г.ТЛ}$ - влагосодержание газообразного топлива, отнесённое к $1 м^3$ сухого воздуха, г $/м^3$.

В формулах (1.4) и (1.8) влагосодержание воздуха принято равным 10 г на 1 кг сухого воздуха.

Рассчитанные значения V^o, $V^o_{N_2}$, $V^o_{RO_2}$, $V^o_{H_2O}$ - для топлив, приведенных в табл. 1, 2, можно сравнить с соответствующими данными из табл. XIV, XV /I/.

Расчёт объёмов продуктов сгорания для всех видов топлив рекомендуется вести согласно табл. 3, составленной применительно к котлу с четырьмя газоходами (топка, первый и второй котельные пучки, водяной экономайзер). Аналогично составляется данная таблица для котлов с иной структурой газоходов.

1.2. Определение энтальпии воздуха и продуктов сгорания

Энтальпии дымовых газов на 1 кг ($1 м^3$) топлива подсчитываются по формуле

$$H_г = H^o_г + (\alpha - 1) H^o_в,\ кДж/кг, \qquad (1.9)$$

где $H^o_г$ - энтальпия газов при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1$ и температуре газов υ, ^0C; кДж/кг (кДж/$м^3$);

$H^o_в$ - энтальпия теоретически необходимого воздуха при нормальных условиях, кДж/кг (кДж/$м^3$).

Рассчитанные значения $H^o_г$ и $H^o_в$ для твердых, жидких и газообразных топлив приведены в табл. 6.

Таблица 3

Объёмы газов, объёмные доли трёхатомных газов, концентрация золы

	Размерность	V^0 = V^0_{N2}= V_{RO2}= V^0_{H2O}= A^p=			
		Газоходы			
		Топка	I котельный пучок	II котельный пучок	Водяной экономайзер
Коэффициент избытка воздуха за газоходы, α''	–	$\alpha''_т$ =	$\alpha_{I\,кп}$ =	$\alpha_{II\,кп}$ =	$\alpha_{вэ} = \alpha_{ух}$ =
Средние значения коэффициента в газоходах, $\alpha_{ср}$	–	$\alpha''_т$	$\frac{\alpha''_т + \alpha''_{IКГ}}{2}$	$\frac{\alpha''_{IКГ} + \alpha''_{IIКГ}}{2}$	$\frac{\alpha''_{IIКГ} + \alpha_{УХ}}{2}$
Объём водяных паров $V_{н2о} = V^{o}_{н2о} + 0{,}0161\,(\alpha_{ср} - 1)\,V^o$	м³/кг, (м³/м³)				
Объём дымовых газов $V_Г = V_{RO_2} + V^{o}_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha_{ср} - 1)\,V^o$	м³/кг, (м³/м³)				
Объёмная доля сухих трёхатомных газов $r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_Г}$	–				
Объёмная доля водяных паров $r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_г}$	–				
Суммарная объёмная доля трёхатомных газов и водяных паров $r_П = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	–				
Безразмерная концентрация золы в дымовых газах $\mu_{зл} = \frac{A^p \alpha_{ун}}{100 G_г}$	кг/кг				

Примечания к табл. 3. 1) Значения величины присосов воздуха в газоходах определяются из табл. 4. 2) Для твёрдых топлив значение коэффициента избытка воздуха определяется из табл. 5. 3) При сжигании жидких и газообразных топлив значение $\alpha''_т$ принимается равным 1,1. 4) Значения α в последующих газоходах определяются следующим образом:

$$\alpha''_{Ік\,п} = \alpha''_т + \Delta\alpha_{Ік\,п};\ \alpha''_{Iік\,п} = \alpha''_{Ік\,п} + \Delta\alpha_{Iік\,п};\ \alpha''_{вэ} = \alpha_{ух} = \alpha''_{Iік\,п} + \Delta\alpha_{вэ}$$

Масса дымовых газов определяется по формуле $G_г = 1 - A^p/100 + 1{,}306\,\alpha V^o$; кг /кг

Приведенные $A^п$ и $W^п$ определяются по формулам: $A^п = A^p \cdot 10^3/Q^p_н$; $W^п = W^p \cdot 10^3/Q^p_н$

Таблица 4

Присосы воздуха в газоходах котлов при номинальной нагрузке

Г а з о х о д ы		Величина присоса
Топочные камеры газомазутных и пылеугольных котлов	Газомазутные и пылеугольные с твёрдым шлакоудалением с металлической обшивкой То же без металлической обшивки	0,05 0,08
Топочные камеры слоевых топок	Механические и полумеханические	0,1
Газоходы конвективных поверхностей нагрева	Первый котельный пучок котлов паропроизводительностью D < 50 т/ч Второй котельный пучок котлов паропроизводительностью D < 50 т/ч Первичный пароперегреватель Экономайзер чугунный с обшивкой котлов паропроизводительностью D < 50 т/ч Экономайзер чугунный без обшивки котлов паропроизводительностью D < 50 т/ч Воздухоподогреватель трубчатый котлов паропроизводительностью D < 50 т/ч	 0,05 0,1 0,03 0,1 0,2 0,06

Таблица 5

Расчётные характеристики слоевых механизированных топок

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Топки с цепной решеткой прямого хода	Топки с ПМЗ и цепной решеткой прямого хода			
				Каменные угли		Бурые угли	
			Донецкий АС, АМ, $А^{П}$ = 2	Типа кузнецких Г и Д $А^{П}$ =1,4	Типа донецких Г и Д $А^{П}$ = 3,2	Типа артемовского $W^{П}$ = 7,4 $А^{П}$ = 4,2	Типа веселовского $W^{П}$ = 8,4 $А^{П}$ = 6,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Видимое теплонапряжение зеркала горения	$\frac{B_p Q_н^p}{R}$	кВт/м^2	950…1150	1150	1150	1600	1600
2.Видимое теплонапряжение топочного объёма	$\frac{B_p Q_н^p}{V_т}$	кВт/м^3	300…450	300…450	300…450	300…450	300…450
3. Коэффициент избытка воздуха в топке	$\alpha_т''$	-	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4
4. Доля золы топлива в уносе	$\alpha_{ун}^{*}$	%	10	20 /9	17 /7,5	19 /8,5	15 /7
5, Потери от химической неполноты сгорания	q_3	%	0,5	0,5…1	0,5…1	0,5…1	0,5…1
6. Потери от механической неполноты сгорания	q_4^{*}	%	13,5…10	5,5…3	6…3,5	5,5…4	7,5…5,5

* При наличии на котле устройств возврата уноса принимается меньшая величина.

Продолжение табл. 5

Топки с ПМЗ и цепной решеткой обратного хода								
Каменные угли				Бурые угли				
Типа кузнецких Г и Д $А^{П}$ = 1,4	Типа донецких Г и Д $А^{П}$ = 3,2	Типа сучанского Г,СС $А^{П}$ = 5,7	Типа кузнецкого Г,СС $А^{П}$ = 1,69	Типа иршабородинского $W^{П}$ = 8,8 $А^{П}$ = 6,5	Типа артемовского $W^{П}$ = 8,4 $А^{П}$ = 6,4	Типа харанорского $W^{П}$ = 13,6 $А^{П}$ = 2,9	Типа веселовского $W^{П}$ = 8,4 $А^{П}$ = 6,5	Типа подмосковного $W^{П}$ = 12,8 $А^{П}$ = 8,9
9	10	11	12	13	14	15	16	17
1400 -1800	1400 -1800	1400 -1600	1400 -1800	1400 -1800	1400 -1800	1400 -1800	1400 -1800	1150 -1400
300…450	300…450	300…450	300…450	300…450	300…450	300…450	300…450	300…450
1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
20,9	17 /7,5	11 /5	20 /8	27 /12	19 /8,5	19 /8,5	15 /7	11 /5
0,5…1	0,5…1	0,5…1	0,5…1	0,5…1	0,5…1	0,5…1	0,5…1	0,5…1
5,5…3	6…3,5	7,6…5,5	11…5	6…3	5,5…4	7…4	7,5…5,5	7…5,5

Окончание табл. 5.

Топки с ПМЗ и неподвижной решеткой

Каменные угли				Бурые угли				
Донецкий АС и АМ $A^{п}$ = 2	Типа кузнецких Г и Д $A^{п}$ = 1,4	Типа донецких Г и Д $A^{п}$ = 3,2	Типа кузнецких Г,СС А = 1,69	Типа иршабородинского $W^{п}$ = 8,8 $A^{п}$ = 1,6	Типа артемовского $W^{п}$ = 7,4 $A^{п}$ = 4,2	Типа веселовского $W^{п}$ = 8,4 $A^{п}$ = 6,5	Типа харанорского $W^{п}$ = 13,6 $A^{п}$ = 2,9	Типа подмосковного $W^{п}$ = 12,8 $A^{п}$ = 8,9
18	19	20	21	22	23	24	25	26
950 -1150	950 -1150	950 -1150	950 -1150	950 -1150	950 -1150	950 -1150	950 -1150	800 –1000
250 -350	250 -350	250 -350	250 -350	250 -350	250 -350	250 -350	250 -350	250 –350
1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
10	16 /7	13 /6	16 /7	22 /9,5	15 /7	12,5 /5,5	15 /7	10,5 /5
0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
13,5…10	5,5…3	6,6…4,5	11…5	6…3	5,5…4	8…6,5	7,5…5	9…7,5

Таблица 6

Энтальпия воздуха и продуктов сгорания на 1 кг твёрдых и жидких топлив при α = 1, кДж /кг

Вид топлива	Энталь-пия	Температура, С									
		100	300	500	700	900	1100	1300	1500	1700	1900
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
00 Донецкий ДР	$H_г^o$	790	2439	4175	5998	7837	9895	11907	13973	16070	18195
	$H_в^o$	685	2083	3541	5070	6632	8257	9904	11596	13285	1500
01 Донецкий Д отсев	$H_г^o$	735	2264	3881	5578	7367	9202	11075	12999	14948	16926
	$H_в^o$	634	1932	3280	4696	6140	7644	9167	10735	12298	13885
02 Донецкий Г	$H_г^o$	874	2688	4616	6628	8753	10928	13150	15431	17737	20080
	$H_в^o$	773	2356	3998	5729	7489	9324	11185	13096	15002	16939
03 Донецкий Т	$H_г^o$	941	2902	4985	7161	9454	11802	14196	16653	19139	21659
	$H_в^o$	853	2600	4414	6321	8266	10294	12348	14452	16561	18694
04 Кузнецкий Д	$H_г^o$	916	2822	4843	6959	9190	11479	13814	16208	18635	21097
	$H_в^o$	798	2432	4133	5918	7736	9635	11558	13528	15502	17501
05 Кузнецкий Г	$H_г^o$	1029	3171	5443	7816	10324	12890	15506	18194	20920	23680
	$H_в^o$	911	2772	4712	6745	8824	10983	13175	15427	17674	19950
06 Грамотеинский Г	$H_г^o$	916	2822	4868	6964	9198	11491	13826	16225	18656	21122
	$H_в^o$	798	2423	4116	5897	7711	9601	11516	13482	15448	17438
07 Кедровский СС	$H_г^o$	1012	3125	5363	7703	10177	12709	15288	17934	20618	23335
	$H_в^o$	903	2751	4675	6695	8757	10903	13075	15309	17539	19799
08 Краснобродский Т	$H_г^o$	970	2986	5128	7367	9727	12146	14612	17136	19698	22298
	$H_в^o$	869	2642	4490	6430	8408	10471	9618	14700	16846	19013
09 Томусинский СС	$H_г^o$	903	2785	4780	6863	9064	11025	13621	15977	18371	20794
	$H_в^o$	798	2432	4129	5914	7736	9631	11550	13520	15494	17493
10 Карагандинский К	$H_г^o$	836	2575	4423	6350	8387	10475	12604	14784	16997	19240
	$H_в^o$	734	2264	3847	5506	7203	8967	10756	12592	14427	16288
11 Экибастузский СС	$H_г^o$	668	2054	3528	5069	6695	8106	10059	11802	13570	15359
	$H_в^o$	588	1785	3032	4343	5683	7073	8484	9933	13382	12848

Продолжение табл. 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12 Ленгерский Б3	$H_г^o$	710	2184	3751	5393	7123	8900	10718	12583	14473	16393
	$H_в^o$	588	1785	3032	4339	5674	7060	8476	9925	11369	12835
13 Подмосковный Б2	$H_г^o$	500	1546	2650	3814	5040	6300	7594	8921	10265	11634
	$H_в^o$	391	1189	2016	2885	3776	4700	5641	6602	7564	8539
14 Воркутинский Ж	$H_г^o$	916	2814	4830	6938	9164	11441	13763	16149	18564	21013
	$H_в^o$	815	2486	4221	6048	7909	9845	11810	13822	15838	17879
15 Интинский Д	$H_г^o$	743	2293	3940	5657	7472	9332	11231	13180	15158	17157
	$H_в^o$	647	1974	3352	4796	6275	7812	9370	10970	12571	14188
16 Львовско –Волынский Г	$H_г^o$	865	2671	4586	6586	8698	10861	13070	15334	17632	19958
	$H_в^o$	764	2323	3948	5653	7392	9202	11038	12923	14809	16716
17 Бабаевский Б1	$H_г^o$	508	1558	2675	3847	5090	6371	7682	9038	10408	11810
	$H_в^o$	353	1067	1814	2600	3402	4234	5078	5943	6808	7686
18 Кизеловский Г	$H_г^o$	794	2449	4204	6040	7976	9962	11983	14062	16166	18299
	$H_в^o$	710	2155	3662	5246	6859	8539	10240	11991	13738	15506
19 Челябинский Б3	$H_г^o$	596	1835	3150	4528	5981	7472	8996	10563	12151	13763
	$H_в^o$	496	1512	2566	3679	4809	5989	7182	8408	9635	10874
20 Егоршинский ПА	$H_г^o$	874	2688	4616	6632	8757	10933	13150	15422	17728	20063
	$H_в^o$	781	2386	4053	5800	7585	9446	11332	13264	15200	17157
21 Волчанский Б3	$H_г^o$	458	1415	2432	3499	4620	5779	6964	8177	9412	10664
	$H_в^o$	361	1105	1873	2684	3511	4372	5242	6136	7031	7938
22 Веселовский Б3	$H_г^o$	483	1483	2549	3662	4843	6052	7291	8564	9857	11168
	$H_в^o$	378	1159	1966	2814	3683	4582	5498	6439	7375	8324
23 Ткибульский Г	$H_г^o$	727	2234	3839	5515	7283	9097	10949	12852	14780	16733
	$H_в^o$	629	1903	3234	4628	6052	7539	9043	10584	12130	13692
24 Ангренский Б2	$H_г^o$	626	1936	3322	4780	6313	7892	9505	11164	12844	14549
	$H_в^o$	504	1537	2612	3742	4893	6094	7308	8560	9807	11071
25 Кок-Янганский Д	$H_г^o$	861	2646	4544	6527	8623	10769	12957	15204	17480	19790
	$H_в^o$	752	2293	3893	5573	7287	9076	10886	12743	14603	16485

Пролрожение табл. 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
26 Кызылкиянский БЗ	$H_г^o$	689	2121	3646	5237	6922	8648	10412	12226	14062	15926
	$H_в^o$	571	1739	2953	4225	5527	6880	8253	9664	11071	12499
27 Шурабский БЗ	$H_г^o$	731	2251	3868	5557	7342	9177	11046	12965	14914	16888
	$H_в^o$	613	1869	3179	4553	5951	7409	8887	10403	11920	13457
28 Мазут малосернистый	$H_г^o$	1592	4885	8375	12020	15872	19820	23852	27989	32193	36452
	$H_в^o$	1412	4292	7291	10441	13658	17002	20395	23873	27359	30883
29 Мазут сернистый	$H_г^o$	1562	4796	8224	11806	15590	19467	23428	27493	31618	35805
	$H_в^o$	1386	4221	7169	10269	13427	16720	20055	23478	26901	30366
30 Мазут высокосернистый	$H_г^o$	1520	4679	8018	11512	15200	18980	22840	26800	30820	34898
	$H_в^o$	1352	4124	7001	10030	13117	16330	19589	22932	26275	29660

Энтальпия воздуха и продуктов сгорания на 1 м3 газообразных топлив при α = 1, кДж/ м3

Вид топлива	Энталь-пия	Температура, С									
		100	300	500	700	900	1100	1300	1500	1700	1900
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
31 Саратов – Горький	$H_г^o$	1483	4544	7770	11147	14717	18389	22138	25994	29917	33902
	$H_в^o$	1264	3847	6535	9359	12239	15238	18278	21395	24515	27674
32 Первомайск – Сторожовка	$H_г^o$	1201	3671	6283	9009	11890	14855	17884	21000	24163	27380
	$H_в^o$	995	3037	5158	7384	9656	12025	14423	16884	19345	21836
33 Саратов – Горький	$H_г^o$	1487	4553	7791	11172	14750	18430	22193	26061	29992	33991
	$H_в^o$	1268	3868	6569	9404	12298	15313	18367	21504	24637	27812
34 Ставрополь – Москва (I нитка)	$H_г^o$	1487	4557	7791	11176	14755	18438	22201	26069	30005	34003
	$H_в^o$	1273	3872	6577	9421	12319	15338	18396	21538	24675	27854
35 Ставрополь – Москва (II нитка)	$H_г^o$	1504	4599	7867	11285	14897	18610	22411	26317	30290	34322
	$H_в^o$	1285	3910	6640	9509	12436	15485	18572	21743	24914	28127
36 Ставрополь – Москва (III нитка)	$H_г^o$	1520	4658	7972	11437	15095	18862	22714	26712	30694	34784
	$H_в^o$	1302	3965	6733	9643	12608	15700	18829	22046	25259	28514

Окончание табл. 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
37 Серпухов – Ленинград	$H_г^o$	1550	4746	8123	11651	15380	19215	23138	27170	31269	35435
	$H_в^o$	1327	4040	6867	9832	12856	16006	19199	22478	25754	29072
38 Гоголево – Полтава	$H_г^o$	1298	3969	6791	9740	12860	16065	19345	22718	26145	29627
	$H_в^o$	1096	3335	5666	8114	10609	13213	15847	18551	21256	23995
39 Дашава - Киев	$H_г^o$	1474	4519	7728	11088	14637	18291	22021	25864	29765	33730
	$H_в^o$	1264	3847	6535	9358	12235	15233	18274	21391	24511	27670
40 Рудки - Минск	$H_г^o$	1466	4494	7686	11025	14553	18186	21895	25712	29593	33537
	$H_в^o$	1256	3818	6485	9290	12146	15124	18140	21235	24331	27468
41 Угерско - Киев	$H_г^o$	1462	4481	7665	10996	14515	18136	21836	25645	29518	33449
	$H_в^o$	1252	3814	6476	9274	12125	15095	18106	21197	24289	27422
42 Брянс - Москва	$H_г^o$	1537	4700	8039	11533	15229	19026	22911	26905	30962	35087
	$H_в^o$	1315	4003	6800	9736	12734	15855	19018	22264	25511	28795
43 Шебелинка – Харьков	$H_г^o$	1546	4733	8098	11617	15338	19165	23075	27094	31185	35339
	$H_в^o$	1323	4024	6838	9790	12802	15939	19118	22382	25645	28951
44 Шебелинка – Москва	$H_г^o$	1546	4733	8098	11617	15338	19165	23075	27094	31185	35339
	$H_в^o$	1323	4024	6838	9790	12802	15939	19118	22432	25704	29018
45 Кумертау – Магнитогорск	$H_г^o$	1516	4645	7946	11395	15044	18799	22630	26578	30584	34658
	$H_в^o$	1294	3935	6686	9576	12524	15590	18703	21895	25087	28321
46 Промысловка – Астрахань	$H_г^o$	1449	4431	7577	10870	14351	17930	21588	25355	29182	33071
	$H_в^o$	1235	3763	6397	9156	11974	14910	17884	20937	23990	25515

Примечание: Энтальпии воздуха и продуктов сгорания при температурах, не указанных в таблице, определяются интерполяцией.

К энтальпии дымовых газов следует добавлять энтальпию золы, подсчитываемую по формуле

$$H_{зл} = (c\upsilon)_{зл} \frac{A^p}{100} \alpha_{ун}, \text{ кДж/кг}, \quad (1.10)$$

где $(c\upsilon)_{зл}$ – энтальпия 1кг золы, найденная по табл. 7;

$a_{ун}$ – доля золы топлива, уносимой газами, принимается по табл.6, %.

При приведенной величине уноса золы из топки

$$\frac{10^3 A^p \alpha_{ун}}{Q_н^p 100} \le 6 \quad (1.11)$$

значением энтальпии золы можно пренебречь.

Значения энтальпий продуктов сгорания сводят в табл.8, форма которой составлена применительно к котлу с четырьмя газоходами (топка, I и II котельный пучки, водяной экономайзер).

При составлении H-υ таблицы рекомендуется для каждого значения коэффициента избытка воздуха определять величину H в пределах, немного превышающих реально возможные температуры в газоходах. Около величины H целесообразно помещать величину ΔH - разность двух соседних по вертикали значений H при одном значении *a*.

Для удобства проведения расчетов на миллиметровой бумаге строится H-υ диаграмма.

Таблица 7

Энтальпия 1 кг золы, кДж/кг

υ, °C	100	200	300	400	500	600	700
$(c\upsilon)_{зл}$	80,9	169,3	264	360,3	458,8	560,6	662,9

υ, °C	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700
$(c\upsilon)_{зл}$	1097,8	1206,7	1361,7	1583,8	1759,8	1877,1	2065,7

Таблица 8.

Энтальпия продуктов сгорания (H-υ таблица)

°C	$H_г^o$, $\frac{кДж}{кг}$, $\left(\frac{кДж}{м^3}\right)$	$H_в^o$, $\frac{кДж}{кг}$, $\left(\frac{кДж}{м^3}\right)$	$(c\upsilon)_{зл}$*, $\frac{кДж}{кг^0C}$,	$H_{зл}^* = (c\upsilon)_{зл} Q_{ун} \frac{A^p}{100}$, кДж/кг	$H = H_г^o + (\alpha - 1)H_в^o + H_{зл}^*$							
					Топка $\alpha_т^{''} =$		I котельный пучок $\alpha_{ІКП}^{''}$		II котельный пучок $\alpha_{ІІКП}^{''}$		Водяно эконома $\alpha_{ВЭ}^{''} = a$	
					H	ΔH	H	ΔH	H	ΔH	H	Δ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

Примечание: 1. *Для жидких и газообразных топлив отмеченные * графы 4 и 5 отсутствуют.

2. *Для твердых при выполнении условия (1.11)

2. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЛА

На основании теплового баланса вычисляются КПД котла и необходимый расход топлива.

2.1. Располагаемое тепло на 1 кг твердого, жидкого или на 1м^3 газообразного топлива Q_p^p определяется соответственно по формулам:

$$Q_p^p = Q_н^p + Q_{в.вн} + h_{тл} + Q_ф - Q_к, \text{ кДж/кг}, \quad (2.1)$$

$$Q_p^p = Q_н^c + Q_{в.вн} + h_{тл}, \text{ кДж/м}^3, \quad (2.2)$$

где $Q_н^p$ и $Q_н^c$ - низшая теплота сгорания рабочей массы твердого, жидкого и, соответственно, сухой массы газообразного топлив, кДж/кг и кДж/м^3;

$Q_{в.вн}$ - тепло, внесенное поступающим в котельный агрегат воздухом, при подогреве последнего вне агрегата отборным паром, отработанным теплом и т.п. подсчитывается по формуле:

$$Q_{в.вн} = \beta'[(H_{хв}^o)' - H_в^o], \text{ кДж/кг или кДж/м}^3, \quad (2.3)$$

где β' - отношение количества воздуха на входе в котел (в воздухоподогреватель) к теоретически необходимому; $(H_{хв}^o)'$ и $H_в^o$ – энтальпии теоретически необходимого количества воздуха на входе в котельный агрегат и холодного воздуха, которые определяются по H-υ таблице, кДж/кг или кДж/м^3.

При отсутствии специальных указаний температура воздуха поступающего в котел, принимается равной 30 °С.

Физическое тепло топлива $h_{тл}$ подсчитывается по формуле:

$$h_{тл} = c_{тл} t_{тл}, \text{ кДж/кг или кДж/м}^3, \quad (2.4)$$

где $c_{тл}$ - теплоемкость рабочего топлива, кДж/ (кг °С) или кДж/(м^3 °С);

$t_{тл}$ - температура топлива, °С.

Для мазута теплоемкость составляет

$$C_{тл} = 1{,}74 + 0{,}0025\ t_{тл}, \text{кДж/ (кг °С)}, \quad (2.5)$$

Тепло, вносимое в агрегат паровым дутьем ("форсуночным" паром), $Q_ф$ определяется по формуле

$$Q_ф = G_ф(h_ф - 2520), \text{ кДж/кг}, \quad (2.6)$$

где $G_ф$ и $h_ф$ – расход и энтальпия пара, идущего на распыливание топлива, кг/кг и кДж/кг.

Тепло, затраченное на разложение карбонатов при сжигании сланцев, $Q_к$ подсчитывается по формуле

$Q_к = 40{,}7\,k(CO_2)^p_к$, кДж/кг.

Учитывается при сжигании сланцев, причем коэффициент разложения карбонатов k принимается по п.4-11 / I /.

Обычно для котлов низкого давления при сжигании твердого топлива принимают

$Q^p_p = Q^p_н$, кДж/кг ;

при сжигании мазута

$Q^p_p = Q^p_н + h_{тл}$, кДж/кг;

при сжигании газообразного топлива

$Q^p_p = Q^c_н$, кДж/м^3 .

2.2. Потеря тепла с уходящими газами определяется

$$q_2 = \frac{(H_{ух} - \alpha_{ух} H^o_{хв})(100 - q_4)}{Q^p_p},\%, \qquad (2.7)$$

где $H_{ух}$ -энтальпия уходящих газов при соответствующем избытке воздуха $\alpha_{ух}$ и температуре $\upsilon_{ух}$ определяется по H-υ диаграмме, кДж/кг или кДж/м^3;

$H^o_{хв}$ – энтальпия теоретически необходимого количества холодного воздуха, кДж/кг или кДж/м^3, определяемая по формуле $H^o_{хв} = c_{хв} t_{хв} V^o$, где

$c_{хв}$ – теплоемкость воздуха, кДж/кг·^{o}C;

$t_{хв}$ – температура воздуха, ^{o}C;

V^o – теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания 1 кг твердого или жидкого и 1 м^3 газообразного топлива при α=1, определяемые в разделе 1 данного пособия.

Рекомендуемые температуры уходящих газов и горячего воздуха приведены в табл.9.

q_4 - потеря от механической неполноты сгорания, %. При сжигании газообразного .и жидкого топлив q_4 = 0. Значение q_4 при слоевом сжигании твердых топлив принимается по табл. 5.

2.3. Потеря тепла от химической неполноты сгорания q_3 при слоевом и камерном сжигании твердых топлив определяется по табл.5. При сжигании жидких и газообразных топлив в котлах низкого давления q_3 принимается равной 0,5 %.

2.4. Потеря тепла от наружного охлаждения q_5 для стационарных теплогенераторов определяется по табл.10 или по рис. 2.1.

При нагрузке, отличной от номинальной, q_5 определяется

$$q_5 = q^{ном}_5 \frac{D_{ном}}{D_ф},\ \%,$$

где $q_5^{ном}$ - потеря тепла от наружного охлаждения при номинальной нагрузке (табл. 10 или рис. 2.1);

$D_{ном}$, $D_ф$ – номинальная и фактическая нагрузка котла, кг/с(т/ч).

2.5. Потери с физическим теплом шлака $q_{6шл}$ определяется

$$q_{6шл} = \frac{\alpha_{шл}(c\upsilon)_{зл} A^p}{100 Q_н^p}, \%, \qquad (2.8)$$

где $\alpha_{шл} = 1-\alpha_{ун}$; $\alpha_{ун}$ находится по данным табл.6; $(c\upsilon)_{зл}$ - энтальпия золы, кДж/кг, определяется в зависимости от температуры по табл. 7.

Температура золы (шлака) при твердом шлакоудалении принимается равной 600 °С.

Таблица 9

Рекомендуемые температуры уходящих газов и горячего воздуха для котлов паропроизводительностью Д < 50 т/ч

Тип котла и вид топлива		Температура	
		уходящих газов, °С	горячего воздуха, °С
1		2	3
Е-4-14ГМ	на природном газе	164	
	на мазуте	197	
Е-6,5-14ГМ	на природном газе	162	
	на мазуте	195	
Е-1О-14ГМ	на природном газе	146	
	на мазуте	174	
Е-1О-14-225М	на природном газе	147	
	на мазуте	173	
Е-16-14ГМ	на природном газе	147	
	на мазуте	173	
Е-16-14-225ГМ	на природном газе	159	
	на мазуте	196	
Е-25-14ГМ	на природном газе	142	
	на мазуте	172	
Е-25-14-225ГМ	на природном газе	145	
	на мазуте	173	
Е-10-24ГМ	на природном газе	146	
	на мазуте	174	
Е-10-24-250ГМ	на природном газе	147	
	на мазуте	173	
1		2	3
Е-16-24-250ГМ	на природном газе	166	
	на мазуте	199	
Е-25-24ГМ	на природном газе	142	

	на мазуте	172	
Е-25-24-225ГМ	на природном газе	145	
	на мазуте	173	
Е-25-24-250 ГМ	на природном газе	145	
	на мазуте	173	
Е-25-24-380ГМ	на природном газе	-	
КЕ-2,5-14С	на угле	163	
КЕ-4-14С	на угле	158	
КЕ-6,5-14С	на угле	159	
КЕ-6,5-14С	на угле	175	
КЕ-6,5-14МТ		147	
КЕ-1О-14С	на угле	180	
КЕ-1О-14МТ		180	
КЕ-25-14С	на угле	180	
КЕ-25-14-225 С		180	
КЕ-25-24С	на угле	180	
КЕ-25-24-250С	на угле	180	
К-35-40		120…170	325
Б-35-40		146…184	156
Т-35-40		178	156
БГМ-35-М		158/178	117/156
Е-35-40 (унифицированный)		181	207
К-50-40-1		146	262-300
ГМ-50-1	природный газ	139	207
	мазут	178	203
ГМ-50-14	природный газ	140	146
	мазут	155	181
ГМ-50-14/250	природный газ	126	146
	мазут	155	181
К-50-40/14		136…151	335…365
БМ-35РФ		126…188	-
ГМ-50 (унифицированный)		181	208

Таблица 10.

Потеря теплоты от наружного охлаждения парового котла

Номинальная производительность котла, кг/с (т/ч)	Потеря теплоты, q_5, %	
	Собственно котла	Котел с хвостовыми поверхностями
1	2	3
0,55 (2)	3,4	3,8
1,11 (4)	2,1	2,9
1,67(6)	1,6	2,4
2,22 (8)	1,2	2,0
2,78 (10)	—	1,7
4,16 (15)	—	1,5
5,55 (20)	—	1,3
8,33 (30)	—	1,2
1	2	3
11,11 (40)	—	1,0
16,66 (30)		0,9

22,22 (80)	—	0,8
27,77 (100)	—	0,7
55,55 (200)	—	0,6
83,33 (300)	—	0,5

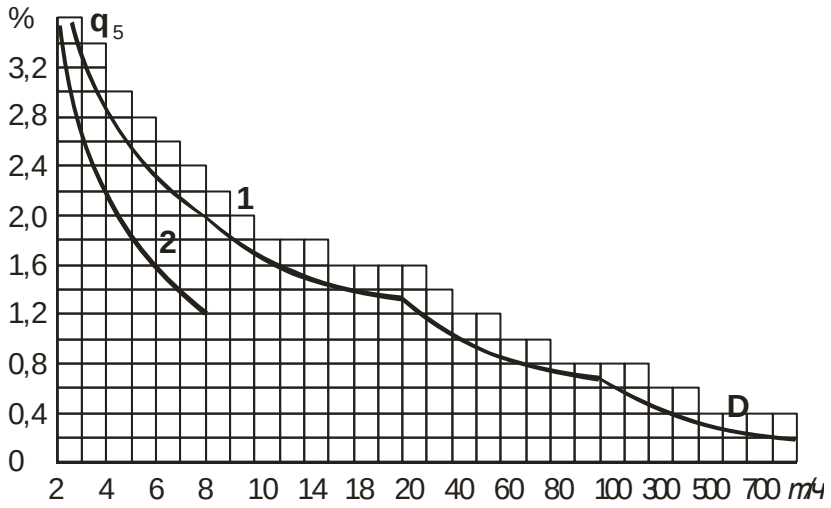


Рис. 2.1. Потери тепла от наружного охлаждения
1 – котельный агрегат (с хвостовыми поверхностями);
2 – собственно котла (без хвостовых поверхностей).

Некоторые конструктивные и расчетные характеристики паровых котлов приведены в табл. 11-15.

Таблица 11

Основные характеристики котлов ДКВР

Параметры	Обозначение	ДКВР-2,5-13	ДКВР-4-13	ДКВР-4-13-250	ДКВР-6,5-13/ ДКВР-6,5-23	ДКВР-6,5-13-250/ ДКВР-6,5-23-370	ДКВР-10-13/ ДКВР-10-23	ДКВР-10-13-250/ ДКВР-10-23-370
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Паропроизводительность, т /ч	D	2,5	4,0	4,0	6,5	6,5	10	10
Рабочее давление, кг /см^2	P	13	13	13	13/23	13/23	13/23	13/23
Температура пара, ^{o}C	$t_П$	Насыщенный	Насыщенный	250	Насыщенный	250 /370	Насыщенный	250 /370
Объём топки с камерой догорания, м^3	$V_Т$	10,4	13,0	13,0	20,4	20,4	39,3	39,3
Поверхность нагрева экранов, м^2	$H_Л$	16,7	21	21	27	27	37	37
Поверхность нагрева конвективного пучка, м^2	$H_{кп}$	58	99	88	171	151	227	202
Поверхность нагрева пароперегревателя, м^2	$H_{пер}$	-	-	8,5	-	10,6	-	17,1
Диаметр экранных и кипятильных труб, мм	$d_э$	51х2,5	51х2,5	51х2,5	51х2,5	51х2,5	51х2,5	51х2,5
Диаметр труб пароперегревателя, мм	$d_{пер}$	-	-	32х3	-	32х3	-	32х3
Шаг труб боковых экранов, мм	$S_б$	80	80	80	80	80	80	80
Шаг труб фронтовых и задних экранов, мм	$S_ф$	-	-	-	-	-	130	130
Продольный шаг труб кипятильного пучка, мм	S_1	100	100	100	100	100	100	100
Поперечный шаг труб кипятильного пучка, мм	S_2	110	110	110	110	110	110	110
Живое сечение для прохода газов, м^2								
- в котельном пучке	$F_{кп}$	0,52	0,84	0,81	1,24	1,19	1,28	1,25
- в пароперегревателе	$F_{пер}$	-	-	1,13	-	1,85	-	1,88
Размеры окон в перегородках, м								
- вход в котельный пучок								
-								
ширина		0,575	0,65	0,65	0,895	0,895	0,97	0,97
средняя высота	-	2,5	2,48	2,48	2,48	2,48	2,5	2,5
перегородка в середине газохода								
ширина	-	0,49	0,56	0,56	0,87	0,87	0,87	0,87
- средняя высота		2,48	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
-								
выход из котельного пучка	-							
ширина		0,54	0,54	0,54	0,565	0,565	0,8	0,8
средняя высота		2,49	2,49	2,49	2,33	2,33	2,45	2,45

Таблица 12

Основные характеристики котлов серии Е и ГМ

Наименование	Е-10-14 ГМ	Е-10-14-225 ГМ	Е-25-14 ГМ	Е-25-14-225 ГМ	Е-25-24-250 ГМ	БГМ-35-М	ГМ-50-40	ГМ-50-14
1	2	3	4	5	6	7	8	
Паропроизводительность, т/ч	10	10	25	25	25	35	50	50
Давление пара на выходе из котла, кгс/см^2 (МПа)	14 (1,37)	14 (1,37)	14 (1,37)	14 (1,37)	24 (23,5)	40 (39,2)	40 (39,2)	14 (1,37)
Температура, ^{o}С								
пара	194	225	194	225	250	440	440	197
питательной воды	100	100	100	100	100	145	145	100
Объём топочной камеры, м^3	17,4	17,4	29,0	29,0	29,0	147	144	133
Площадь поверхности, м^2								
радиационной	39,02	39,02	60,46	60,46	60,46	326	165	158
конвективной	110,0	110,0	209,8	200,6	200,6	42	22	376
пароперегревателя	-	15,02	-	10,8	10,8	184	165 –300	-
водяного экономайзера	236	236	808,2	808,2	808,2	554	521	1062
воздухоподогревателя	-	-	-	-	-	800	1428	496

Таблица 13

Основные характеристики котлов серии КЕ

Параметр	Обозначение	КЕ-2,5-14 С	КЕ-4-14 С	КЕ-6,5-14 С	КЕ-10-14 С
1	2	3	4	5	6
Паропроизводительность, т/ч	D	2,5	4	6,5	10
Абсолютное давление пара, кг /см^2 (МПа)	P	14 (1,37)	14 (1,37)	14 (1,37)	14 (1,37)
Поверхность нагрева, м^2					
- радиационная	$H_Л$	19,0	20,5	24,8	30,3
- конвективная	$H_к$	62,0	94,0	149,0	214,0
Объём топки, м^3	$V_Т$	10,4	10,4	13,0	20,4
Диаметр экранных и кипятильных труб, мм	$d_э$	51х2,5	51х2,5	51х2,5	51х2,5
Шаг труб, мм					
- боковых экранов	$S_б$	55	55	55	55
- фронтового и заднего	$S_ф$	-	-	-	130
- кипятильного пучка, продольный	S_1	90	90	90	90
- кипятильного пучка, поперечный	S_2	110	110	110	110

Таблица 14

Основные характеристики котлов серии ДЕ

Параметр	Обозначение	ДЕ-4-14 ГМ	ДЕ-6,5-14 ГМ	ДЕ-10-14 ГМ
1	2	3	4	5
Паропроизводительность, т /ч	D	4	6,5	10
Абсолютное давление в барабане, кг /см^2, (МПа)	P	14 (13,7)	14 (13,7)	14 (13,7)
Объём топочной камеры, м^3	$V_т$	8,55	11,8	18,1
Поверхность нагрева, м^2				
- лучевоспринимающая	$H_Л$	22,0	28,0	39,0
- конвективная	$H_к$	48,0	67,0	116,0
Наружный диаметр и толщина труб, мм				
- экрана	$d_э$	51х2,5	51х2,5	51х2,5
- конвективного пучка	$d_{кп}$	51х2,5	51х2,5	51х2,5
Шаг труб, мм				
- экранов	S_3	50	50	50
- конвективного пучка, продольный	S_1	90	90	90
- конвективного пучка, поперечный	S_2	110	110	110

Таблица 15

Технические характеристики водогрейных котлов типа КВ –ТС, КВ –ГМ

Наименование	Марка котла					
	КВ-ТС-10	КВ-ГМ-10	КВ-ТС-20	КВ-ГМ-20	КВ-ТС-30	КВ-ГМ-30
1	2	3	4	5	6	7
1. Теплопроизводительность, МВт (Гкал /ч)	11,63 (10)	11,63(10)	23,3(20)	23,3(20)	34,9(30)	34,9(30)
2. Рабочее давление, МПа (кг·см^2)	1,0 –2,5 (10 –25)	1,0 –2,5 (10 –25)	1,0 –2,5 (10 -25)	1,0 –2,5 (10 –25)	1,0 –2,5 (10 –25)	1,0 –2,5 (10 –25)
3. Температура воды, ^{o}C - на входе - на выходе	 70 150	 70 150	 70 150	 70 150	 70 150	 70 150
4. Температура уходящих газов, ^{o}C	220	185 /230	230	190 /240	235	195 /240
5. Коэффициент полезного действия, %	81,87	91,8 /88,5	81,7	91,5 /88,85	81,8	91,8 /88,6
6. Расход топлива, м^3 /ч **/** кг /ч	2160	1290 /1200	4320	2580 /2450	6480	3680 /3870
7. Поверхность нагрева, м^2 - топочной камеры - лучевоспринимающей поверхности топочной камеры - конвективной части	 80,4 55,9 221,5	 82,8 57,6 221,5	 111,7 82,8 406,5	 106,5 78,9 406,5	 134,4 98,6 592,6	 126,9 93,1 592,6

Примечание: Показатели для котлов типа КВ –ГМ, приведены через дробь, соответственно: числитель –при работе на газе, знаменатель – при работе на мазуте.

2.6. Коэффициент полезного действия котла (брутто) определяется

$$\eta_{к.а.}^{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{6шл}),\ \% \qquad (2.9)$$

2.7. Коэффициент сохранения тепла находится по формуле

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{q_5 + \eta_{к.а}^{бр}}, \qquad (2.10)$$

2.8. Тепло, полезно отданное в котле, определяется в общем случае из выражения:

$$Q_{к.а.} = D_{пе}(h_{пе} - h_{пв}) + D_{нп}(h_{нп} - h_{пв}) + D_{пр}(h_{кип} - h_{пв}),\ \text{кВт}, \qquad (2.11)$$

где $D_{пе}$ - количество выработанного перегретого пара, кг/с;

$h_{пе}$ - энтальпия перегретого пара, кДж/кг, определяемая по $P_{пе}$ и $t_{пе}$ согласно заданию;

$h_{пв}$ - энтальпия питательной воды, кДж/кг, определяемая по $p_{пв}$ и $t_{пв}$;

$D_{нп}$ - количество выработанного насыщенного пара, кг/с, отданного помимо пароперегревателя с энтальпией $h_{нп}$;

$h_{нп}$ - энтальпия насыщенного пара, кДж/кг, определяемая по давлению в барабане котла;

$D_{пр}$ - расход воды на продувку котла, кг/с, с энтальпией при ее кипении $i_{кип}$, кДж/кг, определяемой по давлению в барабане котла $D_{пр} = \frac{П}{100} D$,

где П - процент продувки, %; D- производительность котла, кг/с; значение П определяется заданием на проектирование.

Примечания:

а) если по заданию пар перегретый, отсутствует вторая составляющая $Q_{к.а.}$ в формуле (2.11);

б) если по заданию пар насыщенный, отсутствует первая составляющая $Q_{к.а.}$.в формуле (2.11).

2.9. Расход топлива, подаваемого в топку, определяется по формуле

$$B = \frac{Q_{к.а.}}{Q_р^р \eta_{к.а.}} 100,\ (\text{м}^3/\text{с}),\ (\text{кг/с}), \qquad (2.12)$$

в которой $\eta_{к.а.}$ выражается в процентах.

2.10. Для подсчета суммарных объемов продуктов сгорания, воздуха и теплоты, отданной газами в поверхностях нагрева, вводится расчетный расход топлива, вычисляемый с учетом механической неполноты сгорания q_4 по формуле

$$B_р = B(1 - \frac{q_4}{100}),\ (\text{м}^3/\text{с})\ (\text{кг/с}) \qquad (2.13)$$

При сжигании газообразного и жидкого топлив $q_4 = 0$ и значение $B_р = B$ $(\text{м}^3/\text{с})$, (кг/с)

3. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТОПКИ

В курсовом проекте студенты производят поверочный тепловой расчет топки, заключающийся в определении температуры газов на выходе из топки для существующей конструкции топки котла.

Температура газов на выходе из топки определяется по формуле

$$\vartheta_{\text{т}}'' = \frac{T_a}{M\left(\frac{5{,}67\Psi_{ср}F_{ст}a_m T_a^3}{10^{11}\varphi B_p V c_{ср}}\right)^{0,6} + 1} - 273\ ,\ ^0\text{C}. \qquad (3.1)$$

Ниже приводятся зависимости и пояснения для определения величин, входящих в формулу (3.1).

Определение адиабатической температуры горения T_a

Предварительно определяется полезное тепловыделение в топке для котлов низкого давления

$$Q_T = Q_p^p \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_в\ ,\ \text{кДж/кг}\ , \qquad (3.2)$$

где $Q_в$ - теплота, вносимая в топку воздухом, кДж/кг, рассчитывается по формуле :

$$Q_в = \alpha_{\text{г}} H_{хв}^o\ ,\ \text{кДж/кг}. \qquad (3.3)$$

По известному значению $Q_{\text{т}}$ по построенной ранее H-ϑ - диаграмме при принятом $\alpha_{\text{г}}$ находят ϑ_a.

В итоге адиабатическая температура горения определится

$$T_a = \vartheta_a + 273, K. \qquad (3.4)$$

Определение средней суммарной теплоемкости продуктов сгорания 1 кг топлива $Vc_{ср}$ **производится по формуле**

$$Vc_{ср}' = \frac{Q_{\text{т}} - H_T''}{\vartheta_a - \vartheta_T''},\ \text{кДж / (кг}^0\text{C)}\ ,\ \text{(кДж/кг·К)}, \qquad (3.5)$$

где ϑ_T'' - предварительно принятая температура газов на выходе из топки, ^{o}C, с учетом условий возможного шлакования последующих поверхностей нагрева при сжигании твердых топлив (зола должна быть в твердом, а не в

расплавленном состоянии); H_T'' - энтальпия продуктов сгорания на выходе из топки, соответствующая ϑ_T'', кДж/кг, определяемая по H-ϑ диаграмме при принятом α_T.

Определение ограждающей поверхности стен топочной камеры F_{cm}

Данная работа осуществляется по чертежам котла, которые студенту выдает консультант по курсовому проекту. При наличии камеры догорания ограждающая ее поверхность также включается в F_{cm}.

Определение параметра *M*.

Параметр M определяется в зависимости от относительного положения максимума температуры пламени по высоте топки.

При сжигании мазута и газа

$$M = 0{,}54 - 0{,}2\,X_T, \qquad (3.6)$$

где $X_T = X_Г = \dfrac{h_Г}{H_T}$ - отношение высоты расположения осей горелок.

$h_Г$ (от пода топки) к общей высоте топки $H_т$ (от пода топки до середины выходного окна из топки) в соответствии со схемой (рис. 3.1)

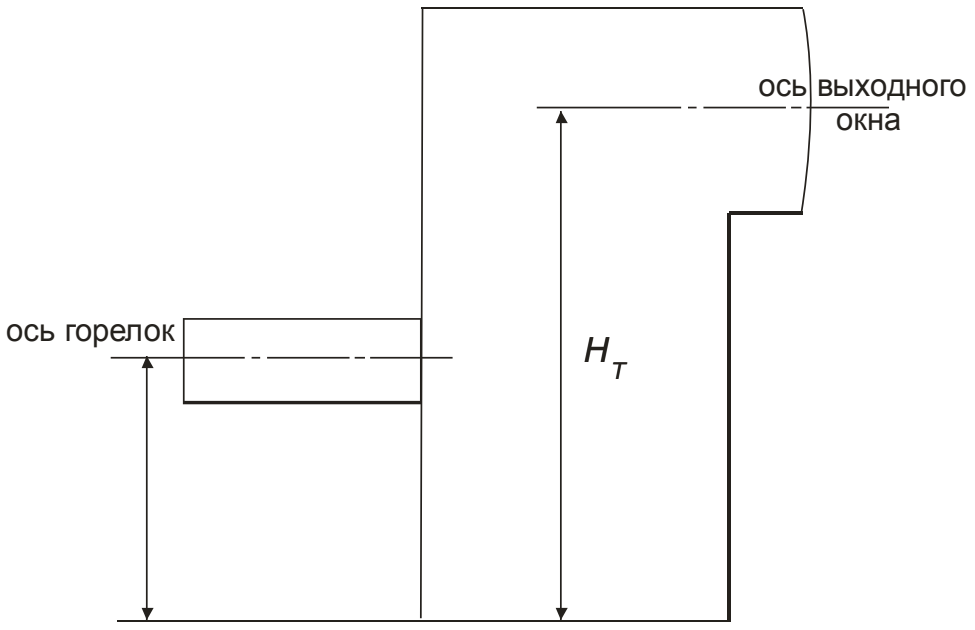


Рис. 3.1. Схема определения X_T

При слоевом сжигании всех видов топлив

$$M = 0{,}59 - 0{,}5\,X_T \qquad (3.7)$$

Примечания:

– для слоевых топок при сжигании топлива в тонком слое (топки с пневмомеханическими забрасывателями) принимают X_T=0;

– при сжигании топлив в толстом слое на подвижном или неподвижном колосниковом полотне X_T= 0,14.

Определение среднего коэффициента тепловой эффективности экранов $\Psi_{ср}$.

Расчет ведут по формуле

$$\Psi_{ср} = \frac{\Sigma \Psi_i F_{ст} i}{F_{ст}}, \qquad (3.8)$$

где $\Psi_i = X_i \zeta_i$, в котором X_i угловой коэффициент, определяемый по рис.3.2.

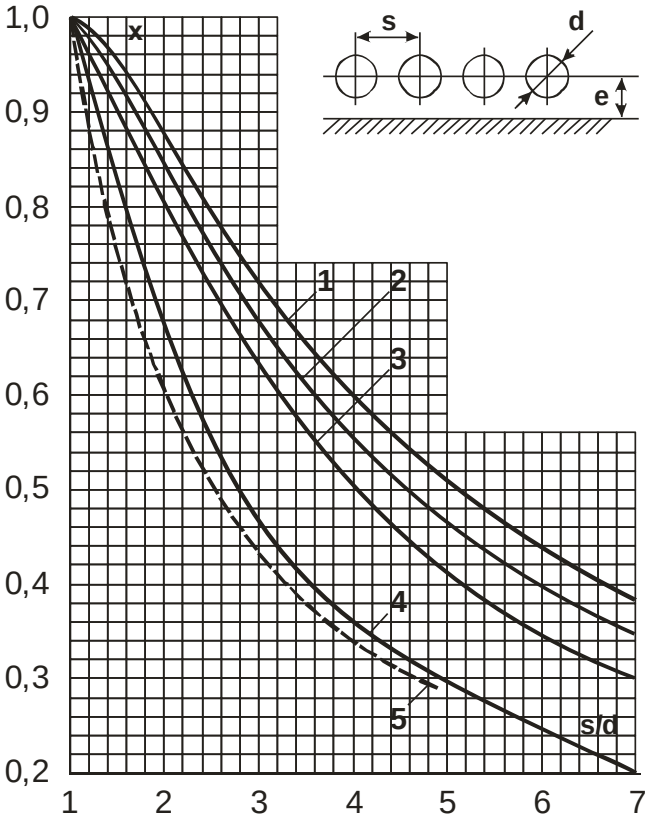


Рис. 3.2. Угловые коэффициенты однорядного гладкотрубного экрана
1 – с учетом излучения обмуровки при $e \geq 1{,}4d$;
2 – то же при e=0,8 d;
3 – то же при e=0,5d;
4 – то же при e=0;
5 – без учета излучения обмуровки при $e \geq 0{,}5d$.

Коэффициент ξ_i, учитывающий снижение тепловосприятия вследствие загрязнения или закрытия изоляцией поверхности, принимается по табл.16.

Для неэкранированных участков стен топочной камеры (если имеется и камеры догорания) принимается $\Psi = 0$.

Таблица 16

Значения коэффициента ξ_i

Тип экрана	Топливо	$\xi = \Psi / X$
Открытые гладкотрубные настенные экраны	Газообразное топливо	0,65
Открытые гладкотрубные настенные экраны	Мазут	0,55
Открытые гладкотрубные настенные экраны	Все топлива при слоевом сжигании	0,60
Ошипованные экраны, покрытые угнеупорной массой	Все топлива	0,20
Экраны, закрытые шамотным кирпичом	Все топлива	0,10

Определение степени черноты топки $a_т$.

Степень черноты экранированных слоевых топок определяется по формуле

$$a_T = \frac{a_ф(1 - a_ф)}{1 - (1 - a_ф)(1 - \Psi_{ср})(1 - \rho)}, \qquad (3.9)$$

где ρ - соотношение между площадью зеркала горения и полной поверхностью стен топки

$$\rho = \frac{R}{F_{ст}}, \qquad (3.10)$$

где R- площадь зеркала горения слоя топлива, расположенного на колосниковой решетке, м^2 .

Входящая в формулу (3.9) эффективная степень черноты факела $a_ф$ определяется по формуле (3.11)

$$a_ф = 1 - e^{-k p s}, \qquad (3.11)$$

где k - коэффициент ослабления лучей топочной средой рассчитывается по формуле

$$k = k_г\, r_п + k_{зл}\mu_{зл} + k_{кокс}\ \chi_1\ \chi_2,\ 1/(м\cdot МПа). \quad (3.12)$$

Коэффициент ослабления лучей для трехатомных газов определяется по формуле (3.13) или по рис. 3.3.

$$k_г r_п = \left(\frac{7{,}8+16\cdot r_{H_2O}}{3{,}16\sqrt{P_п S}} - 0{,}1\right)\left(1-0{,}37\frac{T''_т}{1000}\right) r_п, \quad (3.13)$$

в которой $T''_т$ – температура газов на выходе из топки, К;

$r_п = r_{RO2} + r_{H2O}$ –суммарная объемная доля трехатомных газов для топок, работающих без наддува.

$P_п = P\cdot r_п = 0{,}1\cdot r_п$. (P= 0,1 Па). Значения r_{RO2} и r_{H2O} берутся из табл. 3.

Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами определяется по формуле

$$k_{зл}\mu_{зл} = \frac{4300\rho_г\mu_{зл}}{\sqrt[3]{T''^{\,2}_т d^2_{зл}}}, \quad (3.14)$$

где $\rho_г$ – плотность дымовых газов, принимаемая равной 1,3 кг/м^3;

$\mu_{зл}$ – безразмерная концентрация золы в дымовых газах, определяемая из табл.3;

$d_{зл}$ – средний диаметр золовых частиц, принимаемый для слоевых топок равным 20 мкм, для камерных 13…24 мкм.

$k_{зл}$ может определяться по рис. 3.4.

Эффективный коэффициент ослабления лучей коксовыми частицами определяется по выражению

$$k_{кокс}\cdot\chi_1\chi_2 \quad , \quad (3.15)$$

где $k_{кокс} = 1$; χ_1 и χ_2 – безразмерные величины, учитывающие влияние концентрации коксовых частиц в факеле, зависят от рода топлива (χ_1) и способа его сжигания (χ_2). Для низкореакционных топлив (АШ, ПА, Т) χ_1= 1; для высокореакционных (КУ,БУ, торф, сланцы) χ_1 = 0,5.

При камерном сжигании топлив χ_2 =0,1; при слоевом – χ_2=0,03.

Эффективная толщина излучающего слоя в топке вычисляется по формуле

$$S = 3{,}6\frac{V_T}{F_{CT}}, \quad (3.16)$$

где V_T и F_{CT} -объем и поверхность стен топочной камеры (м^3 и м^2).

Степень черноты экранированных камерных топок определяется по формуле

$$a_T = \frac{a_ф}{a_ф + (1-a_ф)\psi_{ср}}. \quad (3.17)$$

При сжигании газообразного или жидкого топлив эффективная степень черноты факела определяется

$$a_ф = m \cdot a_{св} + (1-m)a_г, \qquad (3.18)$$

где $a_{св}$ и $a_г$ -степень черноты, какой обладал бы факел при заполнении всей топки, соответственно только светящимся пламенем или только несветящимися трехатомными газами; величины $a_{св}$ и $a_г$ определяются по формулам

$$a_{св} = 1 - e^{-(k_г r_n + k_c)PS} \qquad (3.19)$$

$$a_г = 1 - e^{-k_г r_n PS} \qquad (3.20)$$

m -коэффициент усреднения, зависящий от теплонапряжения топочного объема. Для открытых и полуоткрытых топок при q<=407 кВт/м^3 m=0,1 для газа и m =0,55 для жидкого топлива. При q≥1000 кВт/м^3, m =0,6 для газа и m=1 для мазута . При 400<q<1000 кВт/м^3 значение m определяется линейной интерполяцией. Произведение $k_г \cdot r_г$ находят по (3.13).

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами

$$k_c = 0{,}03(2 - a_т)\left(1{,}6\frac{T''_т}{1000} - 0{,}5\right)\frac{C^p}{H^p}\ , \ \frac{1}{м \cdot МПа}, \qquad (3.21)$$

где C^p/H^p – углеводородное число, являющееся соотношением содержания углерода и водорода в рабочей массе топлива. Для газообразного топлива

$$\frac{C^p}{H^p} = 0{,}12\sum \frac{m}{n} c_m H_n\ , \qquad (3.22)$$

где m и n -количество атомов углерода и водорода в соединении. При $\alpha_т$>2 принимается k_c=0.

Величины φ и B, входящие в формулу (3.1), принимаются из теплового баланса котла (гл.2).

Если в результате расчетов значение ϑ_T'' ,определяемому по формуле (3.1), отличается от принятого на ±5%, то расчет повторяют, скорректировав принимаемое значение ϑ_T'' .

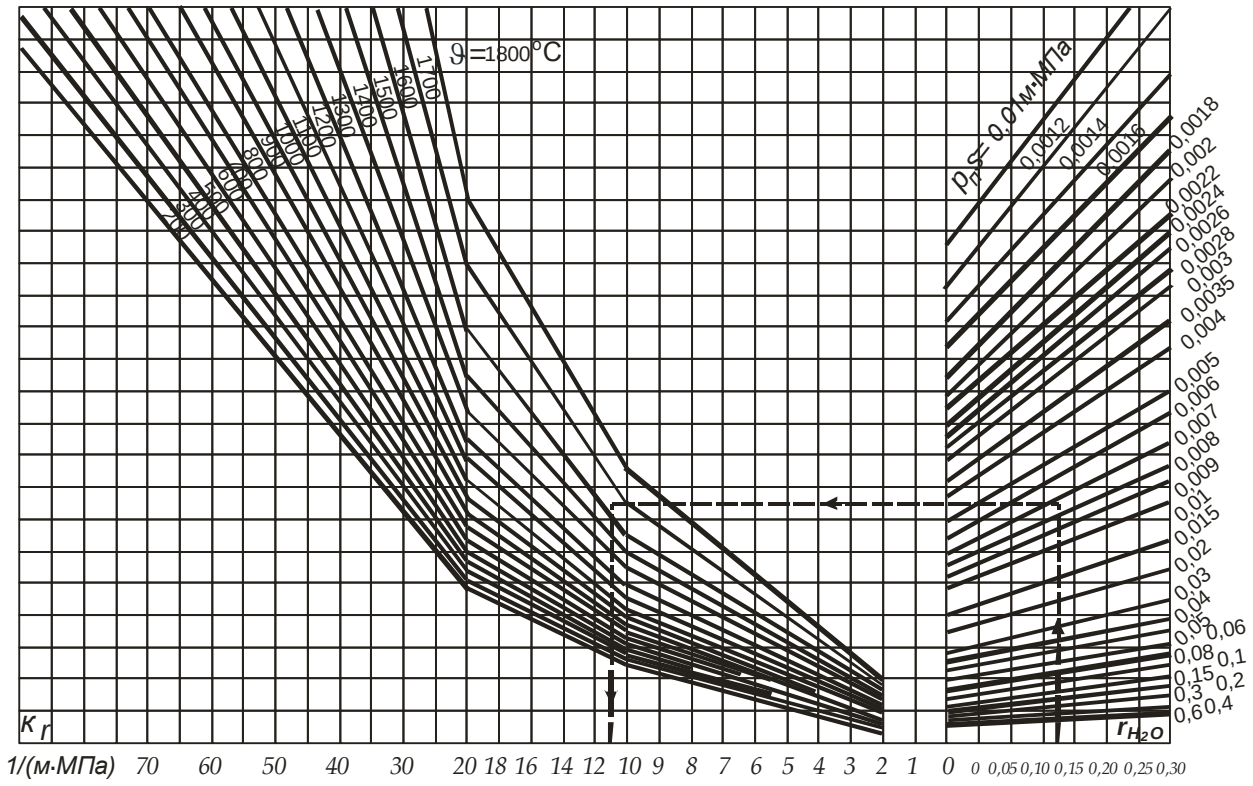


Рис. 3.3. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами

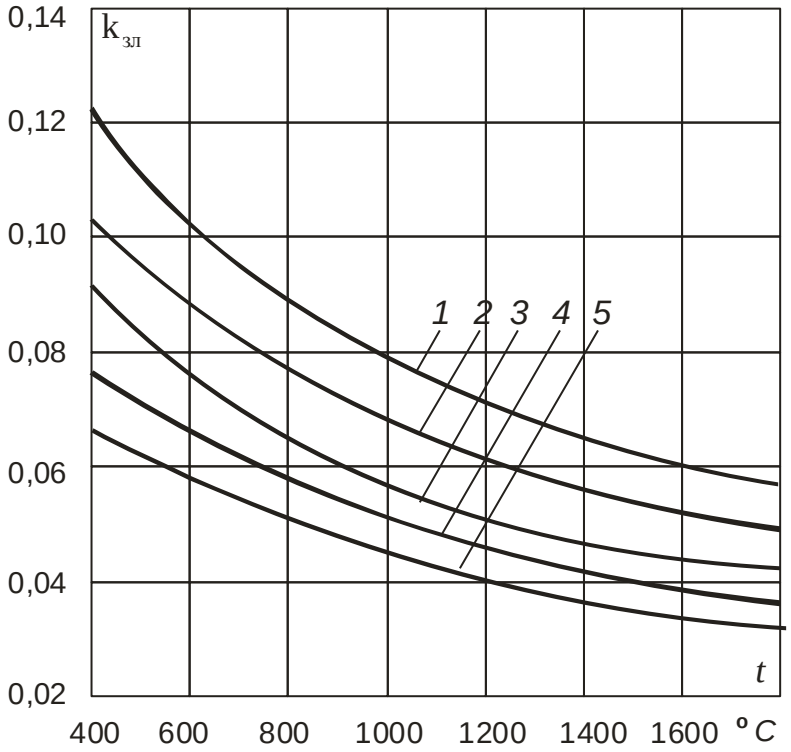


Рис. 3.4. Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами.

1- при сжигании пыли в циклонных топках;
2- при сжигании углей, размолотых в шаровых барабанных мельницах;
3- то же, размолотых в среднеходных и молотковых мельницах и в мельницах-вентиляторах;
4- при сжигании дробленки в циклонных топках и топлива в слоевых топках;
5- при сжигании торфа в камерных топках.

4. ПОВЕРОЧНЫЙ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОНВЕКТИВНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА КОТЛА

Основными уравнениями при расчете конвективного теплообмена являются:

уравнение теплопередачи

$Q_т = kH\Delta t_{ср}$, кВт; (4.1)

уравнение теплового баланса

$$Q_б = B\varphi\left(H' - H'' + \Delta\alpha \cdot H^o_{хв}\right), \text{кВт} \quad (4.2)$$

Расчет считается завершенным при выполнении равенства

$Q_т = Q_б$ или

$$k \cdot H \cdot \Delta t_{ср} = B\varphi\left(H' - H'' + \Delta\alpha H^o_{хв}\right), \quad (4.3)$$

где H –расчетная поверхность нагрева газохода, м^2. Для водотрубных котлов H= n $\pi \cdot d \cdot l$, м.

Здесь n -число труб наружным диаметром d (м) в газоходе; l -длина труб, соответствующая высоте газохода, м; H' и H'' -энтальпия газов до и после газохода, определяемая по H-ϑ -диаграмме при данном α ; $\Delta\alpha$ -величина присоса холодного воздуха в газоход (табл. 4); B и φ -принимается из теплового баланса котла (гл. 2); $\Delta t_{ср}$ -температурный напор, определяемый как

$$\Delta t_{ср} = \vartheta_{ср} - t_H, \ ^0C, \quad (4.4)$$

где $\vartheta_{ср} = \frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$ - средняя температура газов в газоходе (при условии охлаждения газов не более чем на 300 ^{o}C); t_H - температура охлаждающей среды. Для парового котла $t_н$ принимается равной температуре кипения воды при давлении в котле, а для водогрейного – равной полусумме температур воды на входе в поверхность нагрева и на выходе из нее, ^{o}C.

k -коэффициент теплопередачи от газов к нагреваемой среде, подсчитывается из выражения

$$k = \psi\alpha_1, \quad (4.5)$$

где α_1 -коэффициент теплопередачи от газов к стенке, Вт/(м$^2 \cdot ^o$C). В этом выражении $\alpha_1 = \xi(\alpha_К + \alpha_Л)$; ξ - коэффициент использования, учитывающий уменьшение тепловосприятия поверхности нагрева, вследствие неравномерного омывания ее газами. Для поперечно омываемых пучков ξ = 1,0;

ψ - коэффициент тепловой эффективности, определяется по табл. 17, 18.

Таблица17

Коэффициент тепловой эффективности ψ для конвективных поверхностей нагрева при сжигании различных твердых топлив

Топливо	Значение
АШ и тощие угли	0,6
Каменные, бурые угли (кроме подмосковных и канско-ачинских), промпродукты каменных углей	0,65
Подмосковный уголь	0,7
Бурые угли канско-ачинского месторождения, фрезерный торф и древесное топливо	0,6
Сланцы (северо-западные, кашпирские)	0,5

Примечание: Для всех топлив, кроме подмосковного угля, требуется очистка конвективных поверхностей нагрева.

Таблица 18

Коэффициент тепловой эффективности ψ для конвективных поверхностей нагрева при сжигании мазута и газа

Поверхность нагрева	Скорость продуктов сгорания, м/с	Значение ψ
При сжигании мазута		
Первые и вторые ступени экономайзеров с очисткой поверхности нагрева дробью	12-20 4-12	0,65-0,6 0,7-0,65
Пароперегреватели, расположенные в конвективной шахте, при очистке дробью, а также коридорные пароперегреватели в горизонтальном газоходе, без очистки; котельные пучки котлов малой мощности, фестоны	 12-20 4-12	 0,6 0,65-0,6
Экономайзеры котлов малой мощности (при температуре воды на входе 100 °С и ниже)	4-12	0,55-0,5
При сжигании газа		
Первые ступени экономайзеров и одноступенчатые экономайзеры, в том числе плавниковые и ребристые, при температуре продуктов сгорания на входе в них 400 °С		0,85
Вторые ступени экономайзеров, пароперегреватели и другие конвективные поверхности нагрева, в том числе плавниковые и ребристые, при температуре продуктов сгорания на входе в них 400 °С		0,85

Примечание: Бóльший коэффициент тепловой эффективности принимается для меньшей скорости.

$\alpha_к$ - коэффициент теплоотдачи конвекций от газов к стенке, зависящий от скорости и температуры потока, диаметра и расположения труб, характера их омывания, Вт/(м^2·^{o}С) (рис. 4.1 – 4.3); $\alpha_л$ -коэффициент теплоотдачи излучением, зависящий от температуры газов, толщины излучающего слоя и парциальных давлений трехатомных сухих газов и водяных паров (рис. 4.4).

Коэффициент теплоотдачи излучением $\alpha_л$, (Вт/(м^2·^{o}С)) определяется:

-для запыленного потока (при сжигании твердого топлива)

$\alpha_л = \alpha_н \cdot a$

-для незапыленного потока (при сжигании газа и мазута)

$\alpha_л = \alpha_н \cdot a \cdot c_г$,

где $\alpha_н$ - коэффициент теплоотдачи, определяется по номограмме на рис.4.4; a - степень черноты потока, определяемая по формуле (3.17); $c_г$ - коэффициент, определяемый по рис. 4.4.

Для определения $\alpha_н$ и коэффициента $c_г$ вычисляется температура загрязненной стенки $t_З$, ^{o}С по выражению

$$t_З = t_Н + \Delta t, \qquad (4.6)$$

где $t_Н$ - средняя температура охлаждающей среды .

Δt при сжигании твердых и жидких топлив принимается равным 60 ^{o}С, при сжигании газа – 25 ^{o}С.

В табл. 19 приведены значения коэффициента загрязнения ε , зависящего от рода сжигаемого топлива, диаметра труб и их расположения, скорости перемещения газов.

Таблица 19

Значения коэффициента загрязнения

Топливо	Гладкотрубные пучки	Чугунные экономайзеры
Твердое	0,004-0,005	0,008
Мазут	0,004	0,006
Природный газ	0,001	0,0025

Чтобы воспользоваться рис. 4.1- 4.4, необходимо предварительно найти:

1. Среднюю температуру газов по формуле

$$\vartheta_{ср} = \frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}, \ ^o\text{С} \qquad (4.7)$$

2. Объемную долю r_{H_2O} из табл. 7 для данного газохода.

3. Число рядов труб вдоль и поперек газового потока, поперечный (S_1) и продольный (S_2) шаги труб с наружным диаметром d (коридорное расположение) ; диагональный шаг $S_2^{/}$ (шахматное расположение).

4. Площадь живого сечения газохода F ($м^2$) подсчитывается:

а)для продольного омывания потоком газов труб снаружи

$$F = a \cdot b - \frac{n \cdot \pi \cdot d^2}{4}, \text{ м}^2 \qquad (4.8)$$

б) для поперечного омывания потоком трубного пучка

$$F = a \cdot b - n \cdot d \cdot l \text{ , м}^2, \qquad (4.9)$$

где a и b -поперечные размеры газохода в свету, м; n - число труб в газоходе; l - средняя длина труб в газоходе, м.

5. Среднюю скорость газов в газоходе, определяемую по формуле:

$$W_{ср} = \frac{B_P \cdot V_г (273 + \vartheta_{ср})}{273 \cdot F}, \text{ м/с}, \qquad (4.10)$$

где $V_г$ -объем дымовых газов в газоходе, $м^3$/кг (табл. 7)

6. Эффективную толщину излучающего слоя для гладкотрубных пучков, определяемую по формулам:

при $\frac{S_1 + S_2}{d} \le 7$ $\qquad S = \left(1{,}87 \frac{S_1 + S_2}{d} - 4{,}1\right) d$, м; $\qquad (4.11)$

при $13 > \frac{S_1 + S_2}{d} > 7$ $\qquad S = \left(2{,}82 \frac{S_1 + S_2}{d} - 10{,}6\right) d$, м. $\qquad (4.12)$

Чтобы быстрее стабилизировать равенство (4.3) задаются двумя произвольными значениями температура газов на выходе из рассчитываемого газохода и по этим значениям находят все необходимые величины, входящие в равенство (4.3). Если равенство стабилизируется при одной из принятых температур , то эта температура и будет искомой. Если баланс равенства (4.3) не будет, то искомую температуру находят графоаналитически, Для этого на оси абсцисс (рис. 4.5) откладывают в известном масштабе температуры газов, покидающих газоход, а на оси ординат – числовые значения $Q_Т$ и $Q_Б$, подсчитанные при этих температурах, и соединяют прямыми. Точка пересечения прямых $Q_Т$ и $Q_Б$ даст искомую температуру на выходе из газохода.

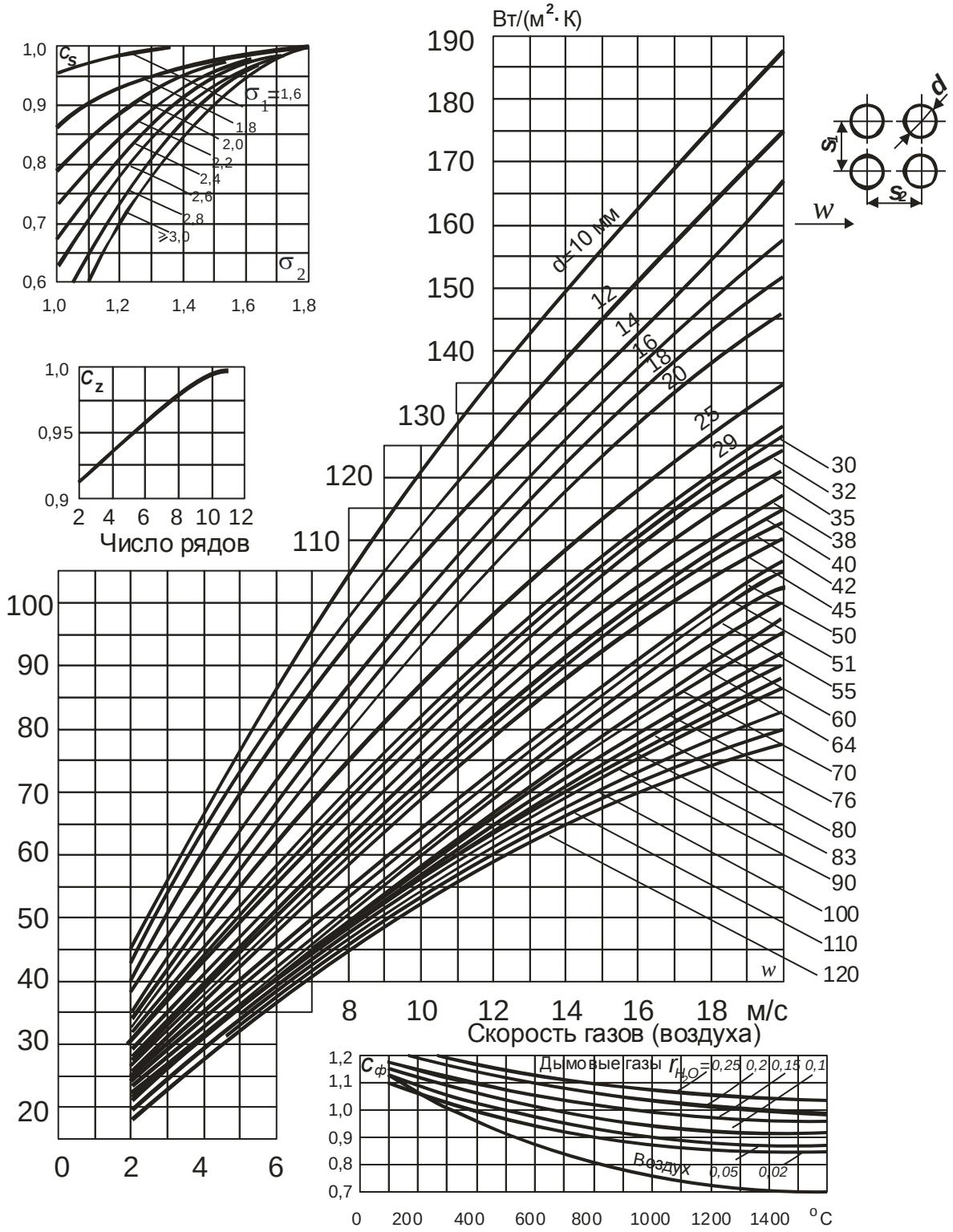


Рис. 4.1. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании коридорных гладкотрубных пучков

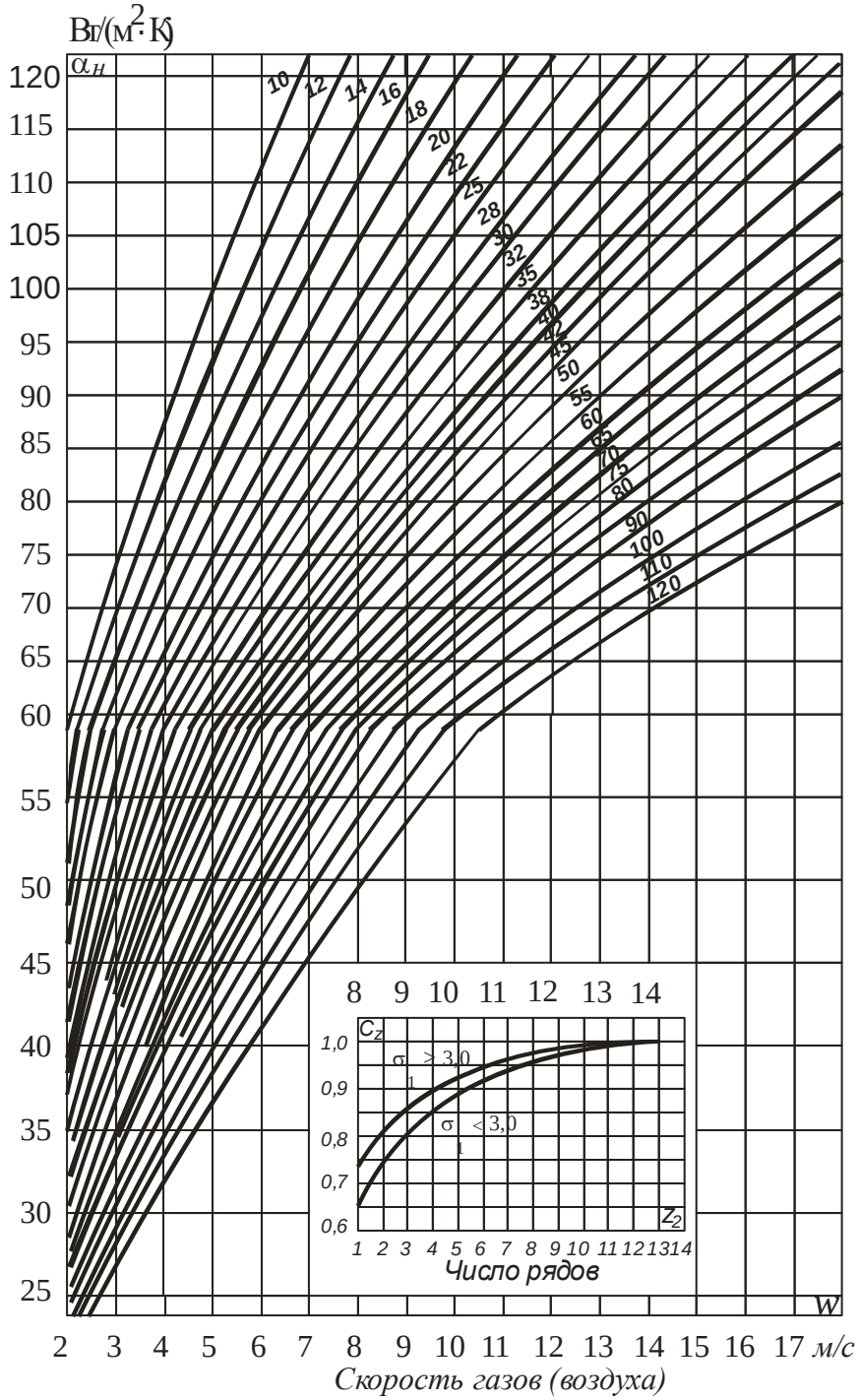
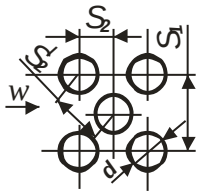
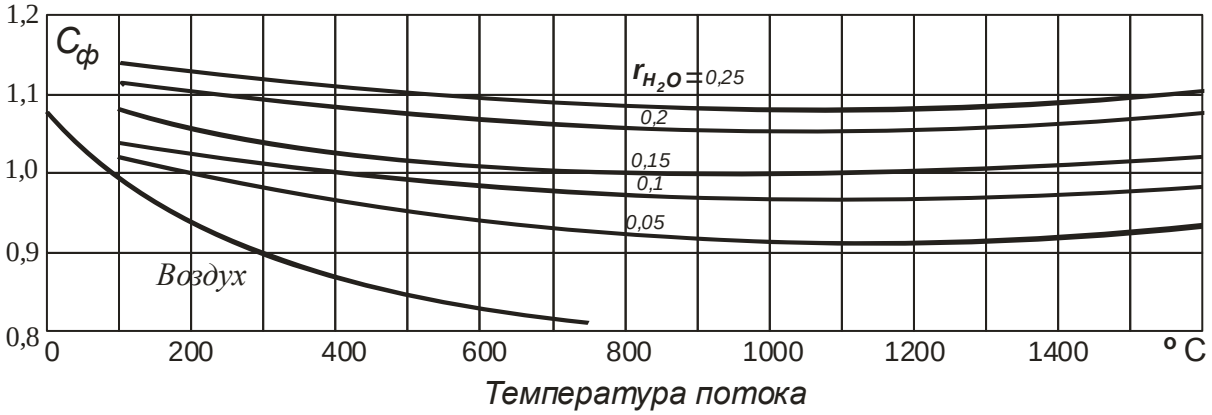
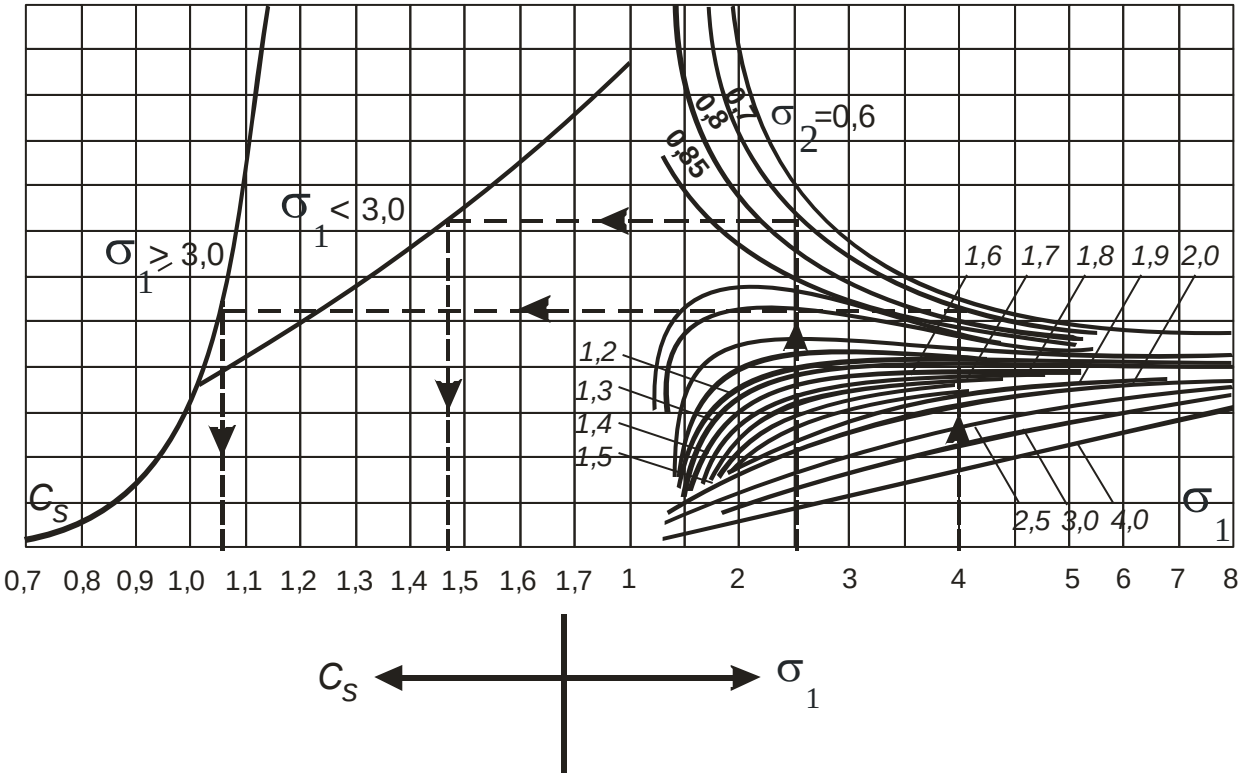


Рис. 4.2. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании шахматных гладкотрубных пучков.







Продолжение рис.4.2.

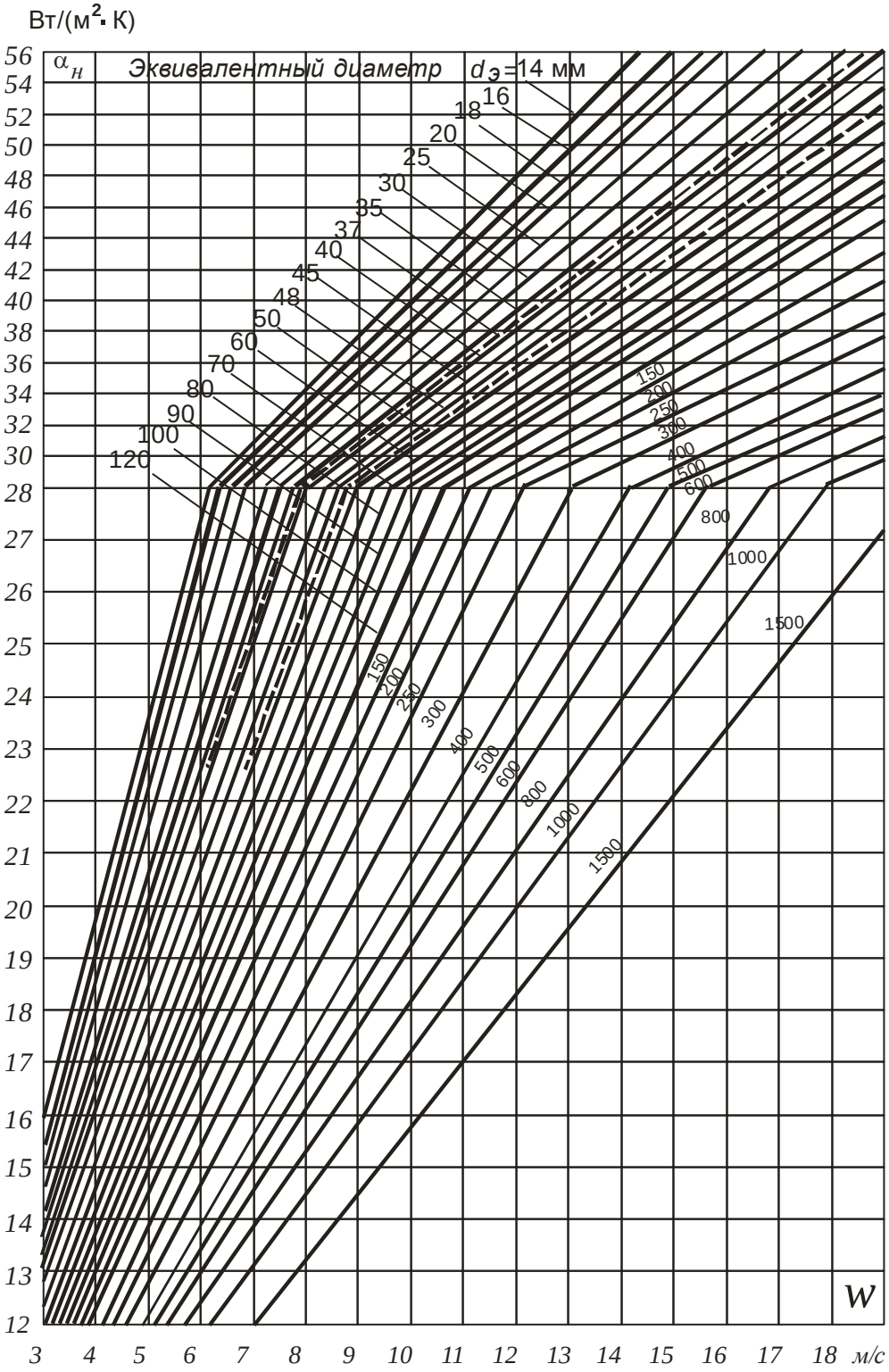


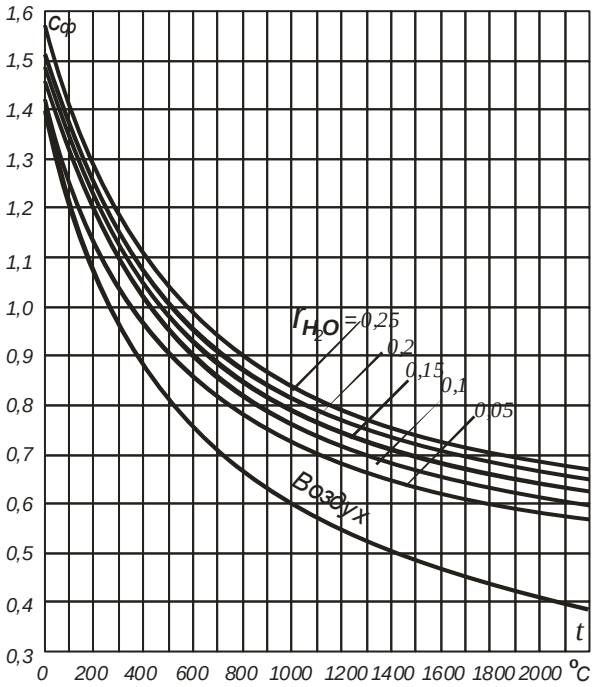
Рис.4.3. Коэффициент теплоотдачи при продольном омывании для воздуха и продуктов сгорания.

Примечание: при охлаждении продуктов сгорания и воздуха

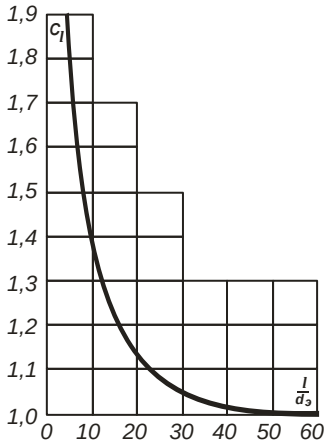
$$\alpha_к = C'_ф \cdot C_l \cdot \alpha_н, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)};$$

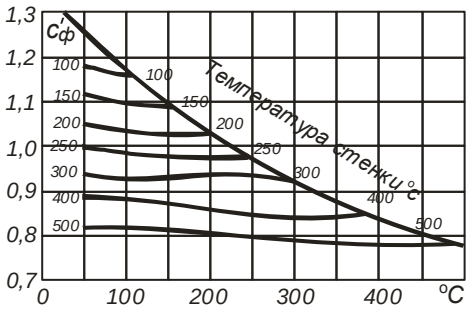
при нагреве воздуха

$$\alpha_к = C'_ф \cdot C_l \cdot \alpha_н, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}.$$



Температура потока





Температура воздуха

Продолжение рис. 4.3.

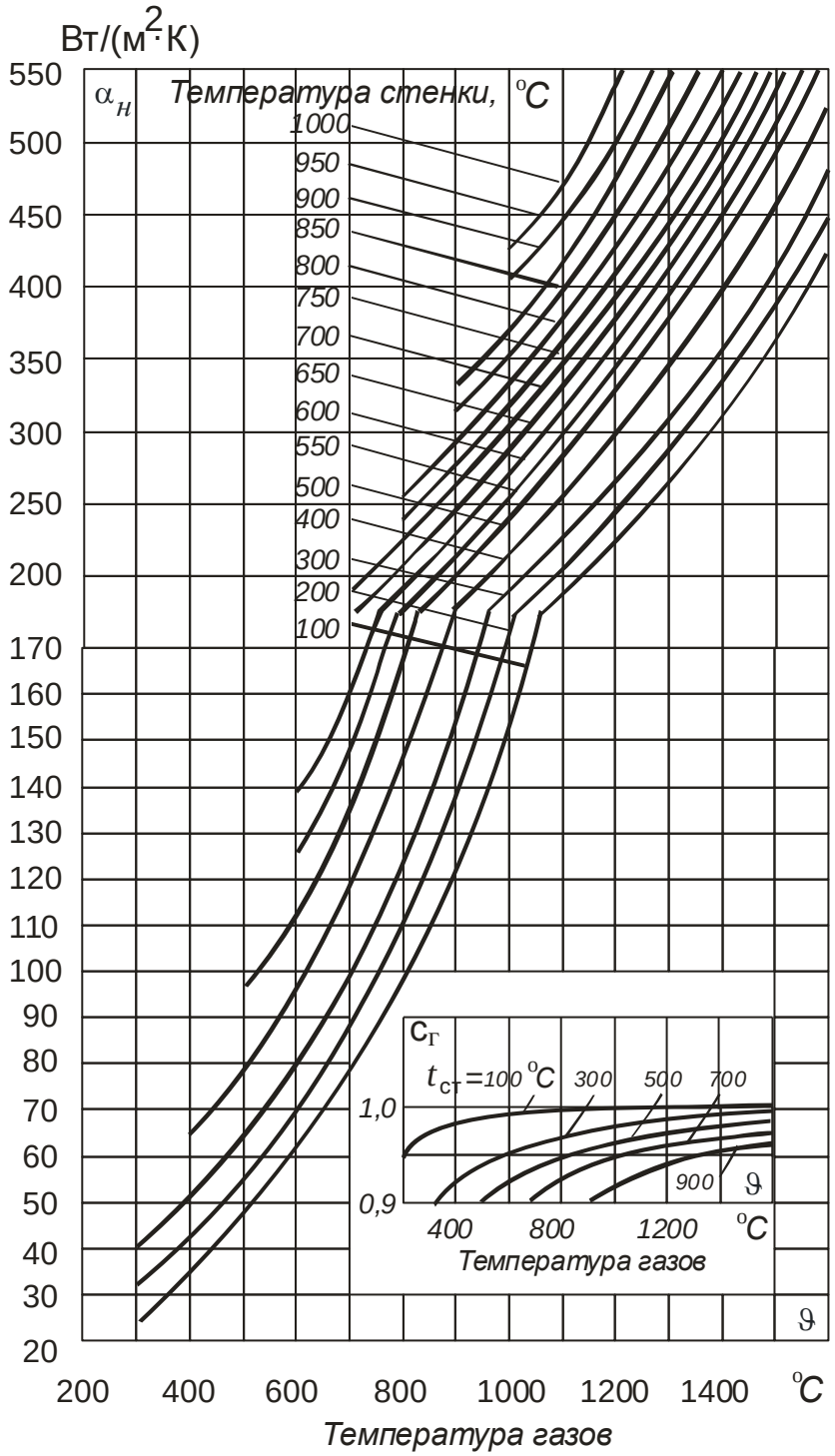


Рис. 4.4. Коэффициент теплоотдачи излучением

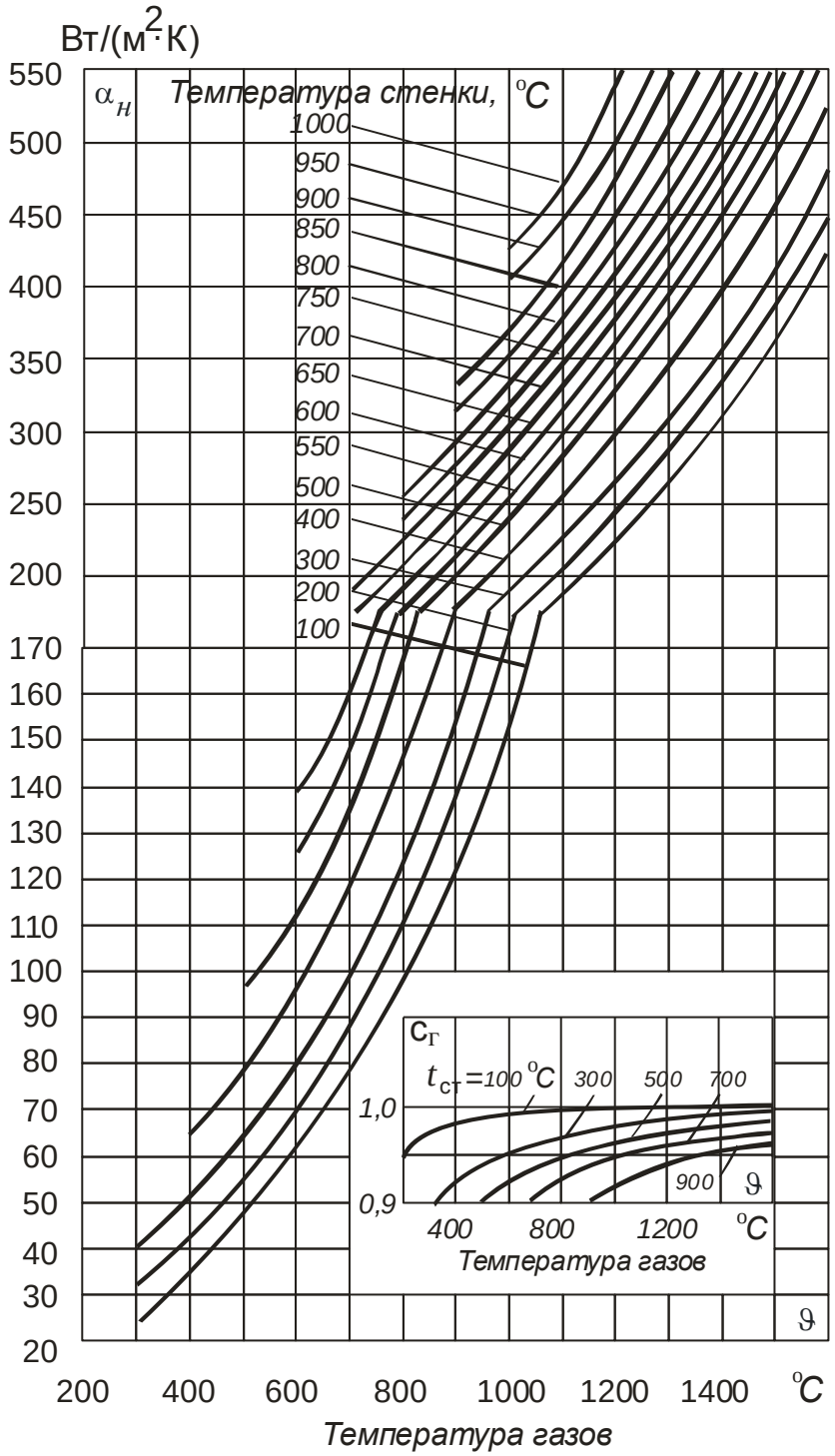


Рис. 4.4. Коэффициент теплоотдачи излучением

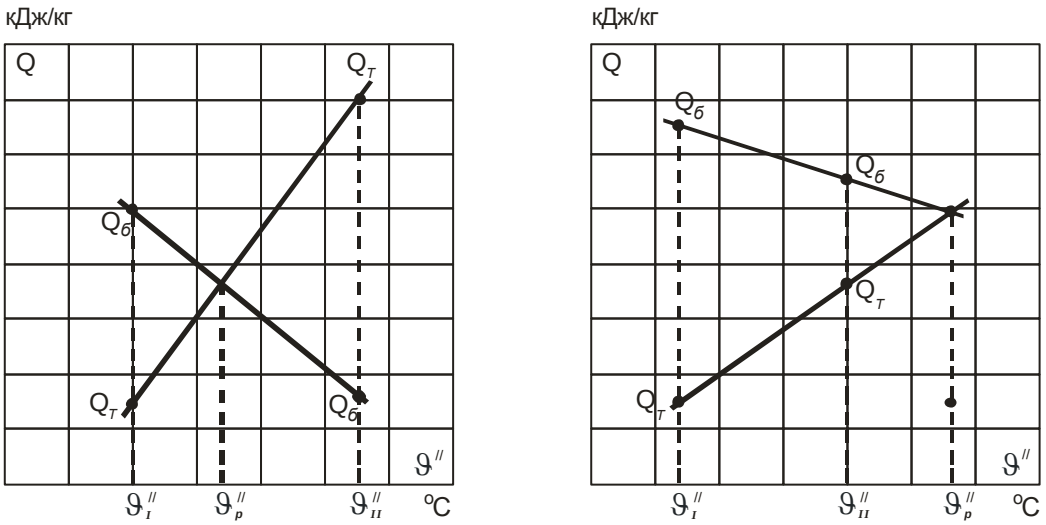


Рис. 4.5. Графическое определение расчетной температуры

5. РАСЧЕТ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯ

Пароперегреватель служит для перегрева насыщенного пара до необходимой температуры. В большинстве случаев в котлах малой и средней мощности значения температуры пара не превышают 225…400°С.

Пароперегреватели обычно состоят из группы параллельно включенных стальных змеевиков, составленных из труб малого диаметра (28…42мм), соединенных коллекторами.

Для поддержания значений коэффициента теплоотдачи α_2 (от стенки к пару) на необходимом уровне 900…3000 Вт/(м^2·с) надо принимать скорость пара в перегревателе не ниже 25 м/с.

При определении необходимой величины поверхности нагрева пароперегревателя количество тепла, которое необходимо сообщить пароперегревателю, определяют из уравнения

$$Q_{пер} = D(h_2 - h_1), \text{ кВт}, \qquad (5.1)$$

где D -расход перегретого пара, кг/с; h_2 и h_1 -конечная и начальная энтальпии пара, кДж/кг.

По найденному значению $Q_{пер}$ в соответствии с уравнением (5.1) находят энтальпию газов после пароперегревателя согласно уравнения теплового баланса (5.2), а затем по Н-ϑ- диаграмме определяют температуру газов на выходе из пароперегревателя

$$Q_{пер} = B_p \varphi \left(H'_{пер} - H''_{пер} + \Delta H_B \right), \text{ кВт}, \qquad (5.2)$$

где B_P - расчетный расход топлива, кг/с; φ - коэффициент сохранения теплоты; $H'_{пер}$, $H''_{пер}$ - энтальпии газов на входе и выходе из пароперегревателя, кДж/кг; ΔH_B -энтальпия присасываемого в пароперегреватель воздуха, кДж/кг.

Значение расчетного коэффициента теплопередачи для пароперегревателя определяют по формуле

$$k_{пер} = \frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \alpha_1 / \alpha_2}, \text{ Вт/(м}^2\cdot^\circ\text{С)}, \qquad (5.3)$$

где α_1 и α_2 определяются по тем же выражениям и номограммам, что и для конвективных газоходов котла (см. раздел 4).

ψ -коэффициент тепловой эффективности, при коридорном расположении труб и сжигании твердых топлив определяется по табл.17; при сжигании газа ψ принимается равным 0,85; при сжигании мазута с α > 1,05 ψ определяется по табл.18.

Коэффициент теплоотдачи от продуктов сгорания к стенке трубы пароперегревателя определяют по формуле

$$\alpha_1 = \xi(\alpha_k + \alpha_л), \text{ Вт/(м}^2\cdot^\circ\text{С}, \qquad (5.4)$$

где ξ - коэффициент использования. Принимается ξ =1, $\alpha_К$, $\alpha_л$ определяются, соответственно, из рис. 4.1 – 4.4.

α_2 - коэффициент теплоотдачи от стенки к перегретому пару определяется по рис. 5.1

$$\alpha_2 = \alpha_H \cdot C_d$$

Температура стенки труб пароперегревателя, принимаемая при сжигании твердого и жидкого топлива равной температуре наружного слоя золовых отложений на трубах (^{o}C), определяется

$$t_3 = t + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \frac{B_p}{H} Q_б , \qquad (5.5)$$

где t -среднеарифметическое значение температуры пара в перегревателе, С; ε - коэффициент загрязнения, м^2·^{o}С/Вт (при сжигании жидких топлив ε=0,00257; при сжигании твердых топлив ε =0,0043);

При сжигании газообразного топлива

t_3 =t+25, ^{0}C. (5.6)

Температурный напор определяют по среднеарифметической разности температур

$$\Delta t_{ср} = \frac{\vartheta'_{пер} + \vartheta''_{пер}}{2} - \frac{t_{пер} + t_H}{2}, \qquad (5.7)$$

где $\vartheta'_{пер}$, $\vartheta''_{пер}$ - температура газов до и после пароперегревателя ^{o}C;

t_H, $t_{пер}$ - температура насыщенного и перегретого пара, ^{o}C.

Далее находят расчетную поверхность нагрева пароперегревателя

$$H_{пер} = \frac{Q_{пер}}{k_{пер} \cdot \Delta t_{ср}} \text{ ,м}^2 \qquad (5.8)$$

Элементы пароперегревателя, составляющие расчетную поверхность нагрева, должны быть скомпонованы так, чтобы была обеспечена ранее принятая скорость движения пара (не ниже 25 м/с).

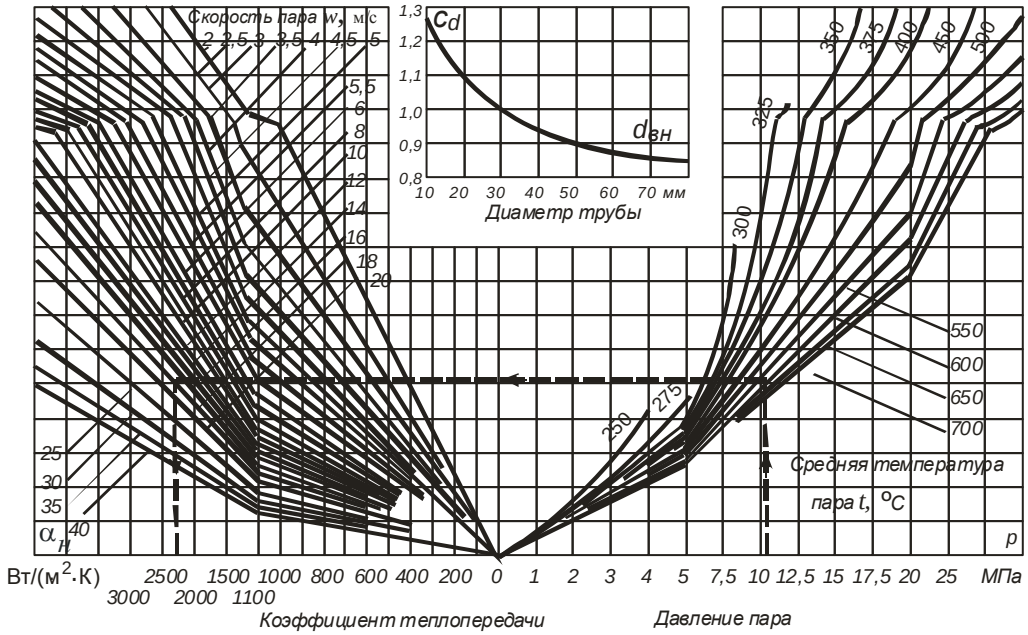


Рис 5.1. Коэффициент теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к перегретому пару при продольном омывании змеевиков пароперегревателя

6. РАСЧЕТ ВОДЯНОГО ЭКОНОМАЙЗЕРА

Водяные экономайзеры устанавливают для снижения температуры уходящих газов, а следовательно, для повышения коэффициента полезного действия котельной установки.

В настоящее время изготавливают только один тип водяных чугунных экономайзеров – водяные экономайзеры системы ВТИ. Их собирают из чугунных ребристых труб различной длины, соединяемых между собой специальными фасонными частями – калачами.

В табл. 17 приведены основные данные ребристых труб экономайзеров системы ВТИ.

Таблица 17.

Длина трубы, мм	Число ребер на трубе	Масса одной трубы, кг	Поверхность нагрева с газовой стороны, $h_э$, $м^2$	Живое сечение для прохода газов, $f_э$, $м^2$
1500	55	52,5	2,18	0,088
2000	75	67,7	2,95	0,12
2500	95	83,6	3,72	0,152
3000	115	99,3	4,49	0,184

Скорость газов в экономайзере принимают в пределах 6…9 м/с, но не менее 3 м/с. Скорость воды в трубах может изменяться в пределах 0,3…1,5 м/с.

Водяные экономайзеры рассчитывают следующим образом. Сначала по известным энтальпиям газов на входе в экономайзер ($H'_{вэ}$) и на выходе из него ($H_{ух}$) определяют тепловосприятие экономайзера по уравнению теплового баланса

$$Q_{вэ} = \varphi B_р (H'_{вэ} - H_{ух} + \Delta H_в), \text{ кВт.} \qquad (6.1)$$

Температуру воды на выходе из экономайзера $t''_э$ определяют из выражения

$$t''_э = t'_э + \frac{Q_{вэ}}{c_в \cdot D_{вэ}}, \text{ кВт,} \qquad (6.2)$$

где $t'_э$ – температура воды на входе в экономайзер;

$c_в$ – теплоемкость воды, кДж/кг·°С;

$D_{вэ}$ - количество воды , проходящей через экономайзер, кг/с.

$D_{вэ}=D_{нп}+D_{пр}$, где $D_{нп}$ - расход насыщенного пара кг/с; $D_{пр}$ - расход продувочной воды, кг/с. Для чугунного экономайзера $t''_э$ должна быть не менее чем на двадцать градусов ниже температуры насыщения для избежания кавитации.

Среднюю разность температур с достаточной степенью точности можно определить как среднеарифметическую величину

$$\Delta t_{ср} = \frac{\vartheta'_э + \vartheta''_э}{2} - \frac{t'_э + t''_э}{2}, \ ^{o}C.$$

(6.3)

Среднюю скорость газов в экономайзере подсчитывают по выражению

$$W_{ср} = \frac{B_p V_r (\vartheta_э^{ср} + 273)}{273 \cdot F_э}, \ м/с$$

(6.4)

При этом живое сечение экономайзера $F_э = f_э \cdot m$ выбирают таким образом (набирая различное количество труб в горизонтальном ряду), чтобы $W_{ср}$ была в пределах 6…9 м/с. Здесь m – число труб в горизонтальном ряду.

$k_э$ - коэффициент теплопередачи определяется по рис. 6.1.

После этого определяют расчетную поверхность нагрева экономайзера

$$H_{вэ} = \frac{Q_{вэ} \cdot 10^3}{k_э \Delta t_{ср}}, \ м^2.$$ Здесь k выражен в $Вт/м^2 \cdot ^{o}C$

(6.5)

Число горизонтальных рядов определяется как

$n = H_{вэ}/h_э \cdot m,$

(6.6)

где $h_э$ - поверхность нагрева одной трубы, $м^2$, определяемая из табл. 17.

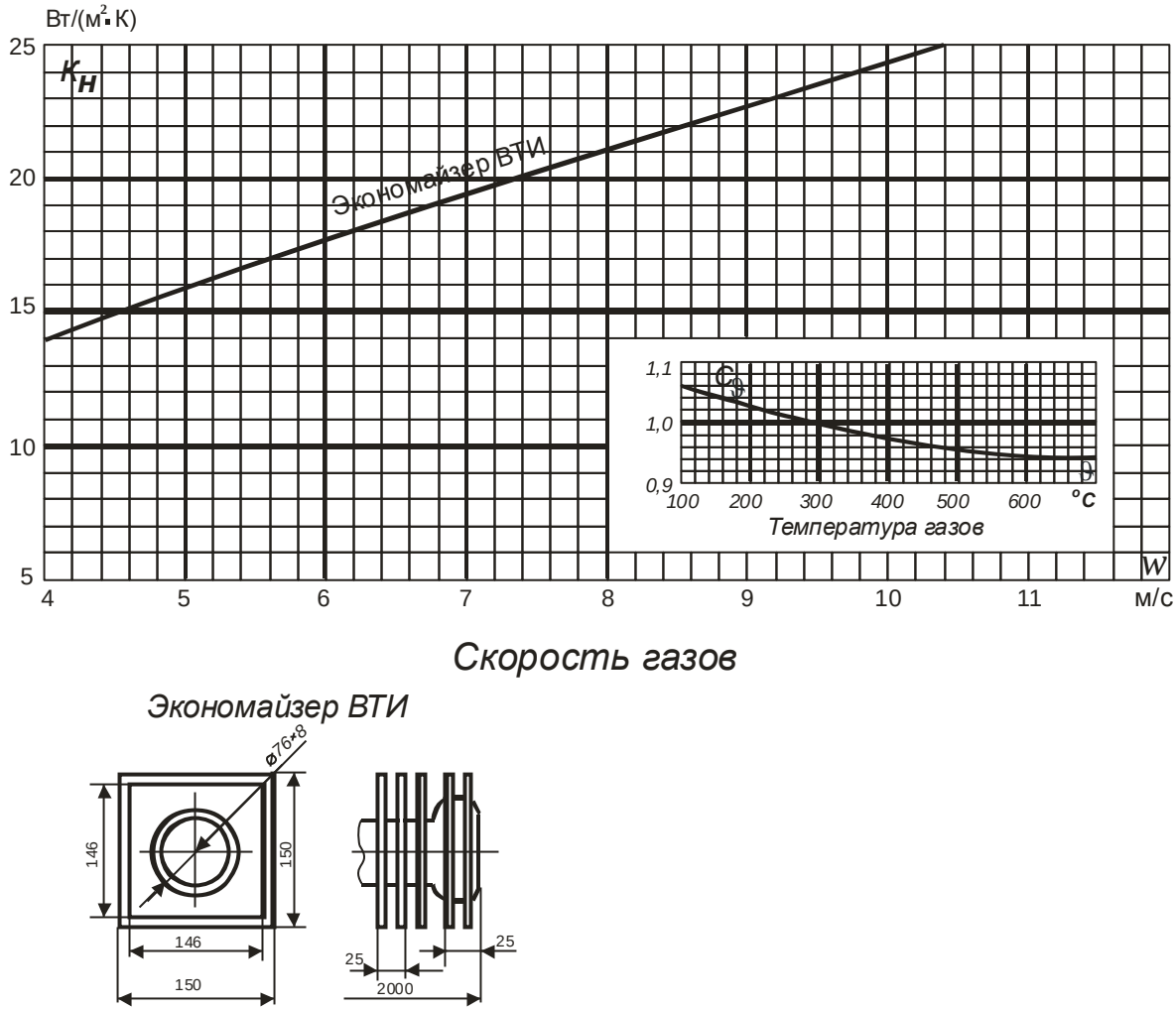


Рис. 6.1. Коэффициент теплопередачи для чугунных экономайзеров

7. КОНСТРУКТИВНЫЙ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТРУБЧАТОГО ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЯ

С помощью заводских чертежей прототипа проектируемого котла выполняют выбор конструкции и компоновки воздухоподогревателя: выбирают диаметр труб (обычно ∅ 40·1,5 мм), шаги труб (обычно S_1=60…70 мм, S_2=40…45 мм), расположение труб (как правило, шахматное), схему движения сред (газы – продольное омывание внутри труб, воздух - поперечное омывание в шахматном пучке труб), скорость газов – 9…13 м/с , воздуха – 4,5…6 м/с. Рекомендуемое значение температуры горячего воздуха приведены в табл. 11 (гл. 2).

Порядок расчета воздухоподогревателя следующий:

1. Тепловосприятие воздухоподогревателя определяют из выражения

$$Q_{вп} = \left(\beta''_{вп} + \frac{\Delta\alpha_{вп}}{2} \right) \left(H^{0\,''}_{вп} - H^{0\,'}_{вп} \right), \text{ кДж/кг,}$$

(7.1)

где $\beta''_{вп}$ - отношение количества воздуха за воздухоподогревателем к теоретически необходимому

$$\beta''_{вп} = \alpha''_T - \Delta\alpha_T + 0{,}5\Delta\alpha_{вп},$$

(7.2)

$\Delta\alpha_{вн}$ - присосы воздуха в воздухоподогревателе; $H^{0\,''}_{вп}$, $H^{0\,'}_{вп}$ - энтальпия теоретически необходимого количества на выходе и входе в воздухоподогреватель;

2. Коэффициент теплопередачи в воздухоподогревателе k определяют по формуле

$$k = \xi \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} \text{ Вт/(м}^2\cdot^{\circ}\text{C)},$$

(7.4)

где ξ - коэффициент использования воздухоподогревателя (для мазута и дров – ξ =0,85; для остальных топлив - 0,9);

α_1 ,α_2 - коэффициент теплоотдачи от газов к стенке и от стенки к воздуху, Вт/м$^2\cdot^{\circ}$C.

Для трубчатых воздухоподогревателей коэффициент теплоотдачи конвекцией α_1 для газов, текущих внутри труб, определяется по рис. 4.1-4.3 с соответствующей поправкой на физические характеристики газов и температурные условия $C_ф$. При охлаждении газов $C_ф$ не зависит от температуры стенки. Для среды, движущейся между трубами (воздух), коэффициент теплоотдачи конвекцией (α_2) при чисто поперечном омывании определяется по рис. 4.1, 4.2 в зависимости от расположения труб в пучке – шахматного или коридорного, и по рис. 4.3 при продольном омывании.

3. Температурный напор Δt определяется как среднеарифметическая разность температур по формуле (7.4)

$$\Delta t = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{2{,}3 \lg \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}}, \ ^{o}\text{C},$$

(7.4)

где $\Delta t_б$ - разность температур сред в том конце, где она больше, ^{o}C;

$\Delta t_м$ - разность температур на другом конце поверхности, ^{o}C.

4. Определяют необходимую теплообменную поверхность воздухоподогревателя

$$H_{вп} = \frac{Q_{вп} B_р}{k \cdot \Delta t}, \ \text{м}^2.$$

(7.5)

8. РАСЧЕТ ГАЗОХОДОВ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ.

Чтобы определить температуру воды в каждом из отдельных газоходов, уравнений (4.1), (4.2) недостаточно. Количество тепла, воспринимаемое водой в каждом отдельном газоходе, определяется по формуле

$Q=D_{св}(t^{//} -t^{/})\cdot c$, Вт

(8.1)

где $D_{св}$ - расход сетевой воды через поверхность, кг/с;

$t_в^{//}$, $t_в^{/}$ - температура воды при выходе и входе в данный газоход (обычно одна из них предварительно определяется , а другая задана), ^oC;

с – теплоемкость воды, кДж/кг·^oC.

Если нет необходимости определять температуру воды по отдельным газоходам в соответствии с уравнением (8.1) можно вести расчет по тем же уравнениям, что и для расчета газоходов паровых котлов, т. е. (4.1) и (4.2) . Разница заключается лишь в определении температурного напора, который определяется как

$$\Delta t_{ср} = \frac{\vartheta' - \vartheta''}{\ln \frac{\vartheta' - t_{ср}}{\vartheta'' - t_{ср}}}, \ ^oC,$$

(8.2)

где $t_{ср}$ - средняя температура воды в котле $t_{ср} = \frac{t'_в + t''_в}{2}$;

ϑ', ϑ'' - температура газов на входе и выходе из котла, ^oC.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод)/ Под. ред. Н.В.Кузнецова и др. – М. :Энергия , 1973.- 296 с.
2. Гусев Ю.Л. Основы проектирования котельных установок.- М.: Изд-во литературы по строительству , 1973.- 291с.
3. Создание унифицированных котельных агрегатов. – Обзор НИИЭинформэнергомаш/ . М. , 1980.- 40 с.
4. Справочник по котельным установкам малой производительности / Под ред. К.Ф.Роддатиса и А.Н.Полторецкого. – М.: Энергоатомиздат , 1989. – 488с.
5. Эстеркин Р.И. Котельные установки. – Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1989. – 280 с.
6. Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод). Под ред. С.И.Мочана. Изд. 3-е. – Л.; Энергия, 1977. – 256 с.
7. Бузников Е.Ф., Роддатис К.Ф., Берзиньш Э.Я. Производственные и отопительные котельные. 2-е изд. перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 248 с.
8. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. М.- Энергоиздат, 1989. – 105 с.
9. Кострикин Ю.М., Мещерский Н.А., Коровина О.В. Водоподготовка и водный режим энергоблоков низкого и среднего давления. Справочное пособие. М.- Энергоатомиздат, 1990. – 254 с.: ил.
10. Роддатис К.Ф. Котельные установки. – М.: Энергия, 1977. – 432 с.