

Г.И. Жихар

# Котельные установки ТЭС

---

## Теплотехнические расчеты

*Допущено  
Министерством образования  
Республики Беларусь  
в качестве учебного пособия  
для студентов учреждений  
высшего образования  
по специальностям  
«Тепловые электрические станции»,  
«Автоматизация и управление  
теплоэнергетическими процессами»*



Минск  
«Вышэйшая школа»  
2017

УДК 621.182:621.311.22(075.8)

ББК 31.37я73

Ж75

Рецензенты: заведующий отделением энергетических систем, процессов и технологий Института тепло- и массообмена им. А.В. Лынькова Национальной академии наук Беларуси, член-корреспондент, профессор, доктор технических наук *В.А. Бородуля*; доцент кафедры энергосбережения, гидравлики и теплотехники учреждения образования «Белорусский государственный технологический университет» кандидат технических наук, доцент *В.В. Дударев*

*Все права на данное издание защищены. Воспроизведение всей книги или любой ее части не может быть осуществлено без разрешения издательства.*

**Жихар, Г. И.**

Ж75 Котельные установки ТЭС : теплотехнические расчеты : учебное пособие / Г. И. Жихар. — Минск : Вышэйшая школа, 2017. — 224 с. : ил.

ISBN 978-985-06-2883-1.

Подробно рассмотрена методика выполнения укрупненного расчета котельных установок ТЭС. Приведены технические характеристики и краткое описание современных мощных паровых и стальных водогрейных котлов. Уделяется внимание вопросу выбора тягодутьевых машин котла. Даны рекомендации для выбора вентилятора, дымососа и электродвигателей к ним.

Для студентов теплоэнергетических специальностей учреждений высшего образования.

Учебное издание

**Жихар** Георгий Иосифович

## **КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ТЭС**

### **Теплотехнические расчеты**

Учебное пособие

Редактор *Е.В. Савицкая*. Художественный редактор *Т.В. Шабунько*. Технический редактор *Н.А. Лебедевич*. Корректор *Е.В. Савицкая*. Компьютерная верстка *А.Н. Бабенковой*

Подписано в печать 19.07.2017. Формат 60×90/16. Бумага офсетная. Гарнитура «NewtonС». Офсетная печать. Усл. печ. л. 14,0. Уч.-изд. л. 16,6. Тираж 300 экз. Заказ 2121.

Республиканское унитарное предприятие «Издательство “Вышэйшая школа”». Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий № 1/3 от 08.07.2013. Пр. Победителей, 11, 220004, Минск. e-mail: market@vshph.com http://vshph.com

Открытое акционерное общество «Типография “Победа”». Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий № 2/38 от 29.01.2014. Ул. Тавлая, 11, 222310, Молодечно.

УДК 621.182:621.311.22(075.8)

ББК 31.37я73

ISBN 978-985-06-2883-1

© Жихар Г.И., 2017

© Оформление. УП «Издательство “Вышэйшая школа”», 2017

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Котельные установки ТЭС – важная составляющая тепловых электрических станций. В связи с этим подготовка на должном уровне специалистов в области энергетики и энергетического оборудования представляется чрезвычайно важной задачей.

Предлагаемое учебное пособие соответствует учебной программе по специальностям «Тепловые электрические станции», «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами» учреждений высшего образования. Оно необходимо при выполнении студентами дипломных проектов по разделам «У крупненный тепловой расчет котла» и «Выбор тягодутьевых машин», а также может быть полезно при подготовке курсового проекта по дисциплине «Котельные установки ТЭС» и при изучении дисциплины «Вспомогательное оборудование ТЭС».

Теплотехнические расчеты обеспечивают эффективную и надежную работу котла, а значит, и тепловой электростанции в целом.

Расчеты необходимо проводить в определенной последовательности:

- 1) выбрать способ сжигания и тип углеразмельняющих мельниц для заданного вида топлив;
- 2) выбрать температуру уходящих газов, которая оказывает решающее влияние на экономичность работы котла и на величину расхода топлива;
- 3) для эффективного сжигания топлива в котлах выбрать оптимальную температуру подогрева воздуха, которая определяется не только характеристиками сжигаемого топлива, но и организацией его сжигания;
- 4) произвести расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания для выбранного способа сжигания заданного вида топлива;
- 5) выполнить расчет теплового баланса котла и определить КПД котла и расход топлива;
- 6) с учетом часового расхода топлива определить часовой расход воздуха и дымовых газов;
- 7) определить сопротивление воздушного и газового тракта котла;
- 8) с учетом часовых объемов воздуха и газов, а также сопротивления воздушного и газового трактов выбрать необходимые вентиляторы и дымососы для данного котла по справочным данным, приведенным в настоящем пособии;
- 9) рассчитать мощность для выбранного вентилятора и дымососа;
- 10) по расчетной мощности электродвигателей и принятому напряжению и частоте вращения выбрать тип электродвигателя для вентилятора и дымососа по справочным данным, приведенным в настоящем пособии.

При подготовке издания использованы современные литературные источники и официальные каталоги.

Автор выражает благодарность сотрудникам кафедры «Тепловые электрические станции» БНТУ за оказанную помощь при оформлении рукописи пособия.

*Автор*

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Размерность	Наименование величины
<b>1. Топливо</b>		
<i>а) твердое и жидкое</i>		
$W_1^r$	% на рабочую массу	Содержание влаги общей
$A^r$	% на рабочую массу	Зольность
$(CO_2)_{крб}^r$	% на рабочую массу	Содержание диоксида углерода карбонатов
$S_p^r, S_o^r, S_k^r$	% на рабочую массу	Содержание серы пиритной, органической, колчеданной
$C^r, H^r, N^r, O^r$	% на рабочую массу	Содержание углерода, водорода, азота, кислорода
$Q_6^r, Q_S^r, Q_I^r$	кДж/кг	Теплота сгорания по калориметрической бомбе, высшая, низшая
$V^{daf}$	%	Выход летучих веществ (на сухую беззольную массу)
$A_{пр}^r = 10^3 A^r / Q_I^r$	%/ (кДж/кг)	Приведенная зольность топлива
$W_{пр}^r = 10^3 W_1^r / Q_I^r$	%/ (кДж/кг)	Приведенная влажность топлива
$\Gamma_{ун}, \Gamma_{шл+пр}$	%	Содержание горючих в уносе, шлаке и провале
$a_{ун}, a_{шл+пр}$	—	Доля золы топлива в уносе, шлаке и провале
$B$	кг/с	Секундный расход топлива
$B_p$	кг/с	Расчетный расход топлива с поправкой на механическую неполноту сгорания
$t_A$	°С	Температура начала деформации золы
$t_B$	°С	Температура размягчения золы
$t_C$	°С	Температура жидкоплавленного состояния золы
$t_0$	°С	Начало истинного жидкого состояния шлака
$t_{н.ж}$	°С	Температура нормального жидкого шлакоудаления
<i>б) газообразное</i>		
$d_{г.гл}$	г/м <sup>3</sup>	Содержание влаги (на 1 м <sup>3</sup> сухого газа при 0 °С и 101,3 кПа)
$A_{г.гл}^d$	%	Содержание минеральных примесей (по массе)
$Q_{г.гл}^d$	кДж/м <sup>3</sup>	Теплота сгорания низшая 1 м <sup>3</sup> сухого газа
$\rho_{г.гл}^c, \rho_{г.гл}^B$	кг/м <sup>3</sup>	Плотность сухого и влажного топлива

Обозначение	Размерность	Наименование величины
<b>2. Воздух и продукты сгорания</b>		
<i>а) объемы на 1 кг твердого и жидкого или на 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива (все объемы при 0 °С и 101,3 кПа)</i>		
$V_0^H$	м <sup>3</sup> · кг (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	Теоретический объем воздуха, необходимого для сгорания топлива ( $\alpha = 1$ )
$V_{0N_2}^H$	м <sup>3</sup> · кг (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	Теоретический объем азота ( $\alpha = 1$ )
$V_{RO_2}^H$	м <sup>3</sup> · кг (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	Суммарный объем углекислого (CO <sub>2</sub> ) и сернистого (SO <sub>2</sub> ) газов
$V_{OH_2O}^H$	м <sup>3</sup> · кг (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	Теоретический объем водяных паров ( $\alpha = 1$ )
$V_{0г}^H$	м <sup>3</sup> · кг (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	Объем продуктов сгорания ( $\alpha = 1$ )
$V_{г}^H$	м <sup>3</sup> · кг (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	Полный объем продуктов сгорания ( $\alpha \neq 1$ )
$V_{рц}^H$	м <sup>3</sup> · кг (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	Объем газов, отбираемых для рециркуляции
$r_{RO_2}, r_{H_2O}, r_{п}$	—	Объемные доли сухих трехатомных газов, водяных паров. Их суммы
$p_{п}$	МПа	Суммарное парциальное давление трехатомных газов
$\mu_{зд}$	кг/кг	Массовая концентрация золы в продуктах сгорания топлива
$G_{г}$	кг/кг (кг/м <sup>3</sup> )	Масса дымовых газов
$d$	г/кг	Влагосодержание воздуха
<b>3. Коэффициент избытка воздуха</b>		
$\alpha_{т}, \alpha'_{пер}$	—	Коэффициент избытка воздуха в топке и перед перегревателем
$\Delta\alpha_{т}, \Delta\alpha$	—	Присосы воздуха в топке и газоходах
$\Delta\alpha_{пл}$	—	Присосы воздуха в пылеприготовительной системе
$\beta'_{т}$	—	Отношение количества воздуха, подаваемого в топку из воздухоподогревателя, к теоретически необходимому
$\beta'_{вп}, \beta''_{вп}$	—	Отношение количества воздуха на входе в воздухоподогреватель и выходе из него к теоретически необходимому
$\beta_{рц}$	—	Отношение количества воздуха, рециркулирующего в воздухоподогревателе, к теоретически необходимому
$\beta_{изб}$	—	Отношение количества избыточного воздуха (отдаваемого «на сторону») к теоретически необходимому

# Раздел 1. УКРУПНЕННЫЙ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА

## Глава 1. Исходные данные для теплового расчета котла

### 1.1. Расчетные характеристики энергетических топлив

Ископаемые твердые топлива разделяются на угли, горючие сланцы и торф. Жидким топливом главным образом является мазут, из газообразных в ряде районов как основное, а в остальных случаях как замещающее топливо электростанций используется природный газ.

**Твердое топливо.** В зависимости от теплоты сгорания влажной беззольной массы топлива и выхода летучих веществ *угли* разделяются на четыре типа: бурые, каменные, антрациты и полуантрациты.

*Бурые угли* по содержанию влаги в рабочей массе топлива разделяются на три группы: Б1, Б2, Б3 при содержании  $W_1'$  соответственно более 40, 30...40% и менее 30%.

*Каменные угли* отличаются более глубокой углефикацией исходного органического вещества и имеют в связи с этим более высокую теплоту сгорания. В зависимости от выхода летучих веществ, свойства спекаемости органической массы угля при высоких температурах и наличия жирных смолистых веществ в исходном топливе каменные угли разделяются на несколько марок (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Маркировка каменных углей

Марка угля	Обозначение	Выход летучих веществ на сухую беззольную массу $V^{daf}$ , %
Длиннопламенный	Д	> 35
Газовый	Г	> 35
Газовый жирный	ГЖ	27...37
Жирный	Ж	27...37
Коксовый жирный	КЖ	25...31
Коксовый	К	18...27
Коксовый второй	К2	17...25
Слабоспекающийся	СС	25...37
Отощенный спекающийся	ОС	14...22
Тощий	Т	8...17

Угли со спекающимся коксом используются в доменном производстве. Они предварительно обогащаются (отделяется минеральная часть вместе с угольной мелочью). Обогащенный угольный концентрат направляется на коксование, а отделенные мелкие фракции топлива с повышенной зольностью ( $A^d > 40\%$ ) сжигаются на электростанциях. Их называют промежуточным продуктом обогащения. Применяют так называемые «мокрый» и «сухой» способы обогащения топлива. В первом случае продукт обогащения называется шламом, во втором – отсевом.

К *антрацитам* (обозначение – А) относят угли с наиболее высокой степенью углефикации и низким выходом летучих веществ (менее 9%). К *полуантрацитам* (обозначение – ПА) относят угли, переходные от каменных углей к антрацитам. Ископаемые угли по крупности кусков при сортировке разделяются на классы (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Классификация углей по размеру кусков (ГОСТ 19242-73)

Класс	Условное обозначение	Размер кусков, мм
Плитный	П	Более 100
Крупный	К	50...100
Орех	О	25...50
Мелкий	М	13...25
Семечко	С	6...13
Штыб	Ш	Менее 6
Рядовой	Р	0...200

На электростанцию поступает топливо разной крупности, представляющее собой смесь нескольких классов, например СШ – семечко со штыбом, т.е. уголь с размером фракций от 13 мм и менее, МСШ – угольная мелочь с размером фракций менее 25 мм.

*Горючие сланцы* представляют собой минеральные породы, пропитанные горючими органическими веществами. Горючие сланцы в минеральной части содержат заметное количество карбонатов, разлагающихся при высокой температуре с выделением диоксида углерода. Поэтому кроме зольности горючих сланцев ( $A^r = 40...45\%$ ) отдельно указывается выделение диоксида углерода в процентах от рабочей массы  $(CO_2)_{крб}^r = 14...15\%$ . Разложение карбонатов происходит с затратой теплоты, что необходимо учитывать при определении располагаемой теплоты  $Q_p$  при сжигании сланцев.

Изменение состава рабочей массы по сравнению со средним (см. табл. 1.5–1.7) чаще всего связано с отклонениями зольности и влажности добываемых твердых топлив от расчетных значений. В этом случае

изменяются теплота сгорания топлива и связанные с ней объемы и энтальпии образующихся газов, а также расход воздуха на сжигание топлива. Изменение состава топлива, поступающего к горелкам котла, может быть связано со сжиганием предварительно подсушенного топлива (сушонка) при использовании разомкнутой или полуразомкнутой схемы пылеприготовления. В указанных случаях вначале определяют новое значение теплоты сгорания топлива, а затем производят расчет теоретических объемов и энтальпий (см. главу 2).

Пересчет низшей теплоты сгорания рабочего топлива с начальной влажностью  $W_1^r$  на влажность  $W_2^r$  или с начальной зольности  $A_1^r$  на зольность  $A_2^r$  осуществляют по формулам, приведенным ниже.

Низшая теплота сгорания рабочей массы топлива влажностью  $W_1^r$  пересчитывается на топливо влажностью  $W_2^r$  по формуле

$$Q_{i2}^r = (Q_{i1}^r + 24,42W_1^r) \frac{100 - W_2^r}{100 - W_1^r} - 24,42W_2^r, \text{ кДж/кг.} \quad (1.1)$$

При изменении зольности рабочей массы топлива при неизменной влажности пересчет  $Q_{i1}^r$  производится по формуле

$$Q_{i2}^r = (Q_{i1}^r + 24,42W_1^r) \frac{100 - W_1^r - A_2^r}{100 - W_1^r - A_1^r} - 24,42W_1^r, \text{ кДж/кг.} \quad (1.2)$$

При одновременном изменении влажности и зольности для пересчета используется выражение

$$Q_{i2}^r = (Q_{i1}^r + 24,42W_1^r) \frac{100 - W_2^r - A_2^r}{100 - W_1^r - A_1^r} - 24,42W_2^r, \text{ кДж/кг.} \quad (1.3)$$

При сжигании топлива, состав которого не указан в таблицах, его расчетные характеристики устанавливают на основании анализов проб.

**Фрезерный торф**, предназначенный для пылевидного сжигания, должен удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Требования к фрезерному торфу

Показатель	Норма
Содержание общей влаги $W_1^r$ , %, не более	52
Зольность $A^d$ , %, не более	23
Засоренность посторонними горючими примесями (куски размером не более 25 мм), %, не более	8

**Жидкое топливо.** В соответствии с ГОСТ 10585-2013 в качестве котельного топлива применяется остаточный продукт нефтепереработки – **мазут** двух марок: 40 и 100.



Марка топлива определяется предельной величиной вязкости при 80 °С, составляющей:

- 8,0 °ВУ (градусов условной вязкости) – для мазута 40;
- 16,0 °ВУ – для мазута 100.

Предельная зольность ( $A^d$ ) мазута 40 и мазута 100 установлена: для малозольных мазутов – 0,04 и 0,05% соответственно, для зольных мазутов – 0,12 и 0,14% соответственно.

По содержанию серы мазуты делятся на низкосернистые (массовая доля серы  $\leq 0,5\%$ ), малосернистые ( $\leq 1,0\%$ ), сернистые ( $\leq 2,0\%$ ) и высокосернистые ( $\leq 3,5\%$ ).

**Газообразное топливо.** Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей в виде водяного пара и пыли (механические примеси). Различают следующие виды газообразного топлива:

- природные газы;
- попутные газы;
- промышленные газы (доменный, коксовый, синтез-газ).

Физико-химические показатели природного горючего газа определяются ГОСТ 5542-2014, согласно которому при 20 °С и 101,3 кПа теплота сгорания низшая должна быть не менее 31,8 МДж/м<sup>3</sup> (7600 ккал/м<sup>3</sup>), содержание сероводорода – не более 0,02 г/м<sup>3</sup>, меркаптановой серы – не более 0,036 г/м<sup>3</sup>.

Состав газообразного топлива задается в процентах по объему, и все расчеты относятся к кубическому метру сухого газа при нормальных условиях (101,3 кПа и 0 °С).

Теплота сгорания газообразного топлива принимается по калориметрическим данным (табл. 1.4). При отсутствии таких данных теплота сгорания 1 м<sup>3</sup> газа при нормальных условиях подсчитывается по формуле смешения

$$Q^c = 0,01 \left[ Q_{H_2S} H_2SO_4 + Q_{CO} CO + Q_{H_2} H_2 + \sum Q_{C_m H_n} C_m H_n \right], \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}. \quad (1.4)$$

Теплота сгорания отдельных газов, входящих в состав газообразного топлива, приведена в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Теплота сгорания отдельных газов

Газ	Обозначение	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Теплота сгорания, $Q_i^d$	
			МДж/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5
Метан	CH <sub>4</sub>	0,717	35,88	8570
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,355	64,36	15 370
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,009	93,18	22 260

Окончание табл. 1.4

1	2	3	4	5
Бутан	$C_4H_{10}$	2,697	123,15	29 415
Пентан	$C_5H_{12}$	3,454	156,63	37 410
Гексан	$C_6H_{14}$	3,848	173,17	41 360
Гептан	$C_7H_{16}$	4,474	200,55	47 900
Этилен	$C_2H_4$	1,251	59,06	14 107
Пропилен	$C_3H_6$	1,877	86,00	20 541
Бутилен	$C_4H_8$	2,503	113,51	27 111
Бензол	$C_6H_6$	3,485	140,38	33 528
Азот	$N_2$	1,250	–	–
Водород	$H_2$	0,090	10,79	2580
Двуокись углерода	$CO_2$	1,977	–	–
Окись углерода	$CO$	1,250	12,64	3020
Кислород	$O_2$	1,428	–	–
Сероводород	$H_2S$	1,536	23,37	5580

Расчетные характеристики жидких топлив приводятся в табл. 1.5, а твердых и газообразных – в табл. 1.6, 1.7.

Таблица 1.5

## Расчетные характеристики жидких топлив

№ п/п	Марка топлива	Класс	Рабочая масса топлива, состав, %							Низшая теплота сгорания $Q_f$ , МДж/кг			Предельные значения		
			$W_f$	$A_f$	$S_p$	$S_c$	$S_o$	$C_f$	$H_f$	$N_f$	$O_f$	средняя	минимальная	$W_f$	$A_f$
1	Мазут 40 и 100	Низкосернистый	0,15	0,03	0,39	87,33	11,90	0,20*	41,68	9955	40,82	9749	1,0	0,14	0,5
2	Мазут 40 и 100	Малосернистый	0,20	0,03	0,85	86,58	12,04	0,30*	40,53	9680	39,21	9365	1,0	0,14	1,0
3	Мазут 40 и 100	Сернистый	0,49	0,05	1,80	85,71	11,45	0,50*	39,57	9451	38,29	9145	1,0	0,14	2,0
4	Мазут 40 и 100	Высокосернистый	1,0	0,06	2,55	85,04	10,64	0,71*	39,06	9329	37,57	8973	1,0	0,14	3,5

Примечание. \* Для расчета принимать как кислород.

**Расчетные характеристики**

№ п/п	Республика, край, область	Бассейн, месторождение	Марка топлива	Класс или продукт обогащения	Состав рабочей			
					$W_1^r$	$A^r$	$S_k^r$	$S_{o,p}^r$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i><b>Твердое</b></i>								
1	Украина, Донецкая, Луганская области	Донецкий	Д	Р	13,0	24,4	1,8	1,3
2			Д	Отсев	14,0	27,5	2,3	1,2
3			Г	Р	10,0	25,2	2,1	1,1
4			Г	Отсев	11,0	28,5	2,5	1,0
5			Г	Промежуточный продукт	12,0	35,0	2,0	0,9
6			Д	Концентрат	14,0	8,6	1,0	1,5
7			Г	Концентрат	13,0	11,3	1,3	1,3
8			Г	Шлам	17,0	34,9	1,7	0,8
9			Ж	Р	6,0	26,3	2,0	0,7
10			Ж	Концентрат энергетический	10,0	14,4	2,4	0,8
11			ОС	Р	5,0	23,8	2,1	0,7
12			Ж, К, ОС	Промежуточный продукт	12,0	34,3	2,3	0,5
13			Т	Р	6,0	25,4	1,6	0,8
14			А	Штыб, СШ	8,5	30,2	1,1	0,5
15	Российская Федерация, Кемеровская область	Кузнецкий	Д	Р, СШ	12,0	13,2	0,4	
16			Г	Р, СШ	8,0	14,3	0,5	
17			ОС	Р	6,0	14,1	0,6	
18			1СС	Р, отсев	9,0	18,2	0,3	
19			Т	Р, отсев	7,0	18,6	0,5	
20			Г	Промежуточный продукт	12,0	23,8	0,5	

Таблица 1.6

## ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

массы топлива, %				Низшая теплота сгорания, МДж/кг	Приведенные характеристики		Коэффициент размо- лоспособности	Выход летучих веществ на горючую массу	Температуры плавкости зола, °С			Температура $t_0$ начала нормаль- ного жидкого шлакоудаления, °С
$C^r$	$H^r$	$N^r$	$O^r$		Влажность, % · кг/МДж	Зольность, % · кг/МДж			$t_A$	$t_B$	$t_C$	
10	11	12	13	$Q_i^r$	$W_{пр}^r$	$A_{пр}^r$	$G_r$	$V^{daf}$	19	20	21	22
<b>топливо</b>												
47,0	3,4	1,0	8,1	18,5	0,70	1,32	1,28	43,0	1000	1200	1280	1480
43,3	3,2	0,9	7,6	16,95	0,83	1,62	1,25	44,0	1100	1250	1350	1480
51,2	3,6	0,9	5,9	20,47	0,49	1,23	1,25	40,0	1050	1250	1280	1450
47,2	3,3	0,9	5,6	18,88	0,58	1,51	1,35	41,0	1150	1250	1280	1460
40,1	3,0	0,8	6,0	15,95	0,75	2,21	1,25	42,0	1200	1340	1380	1500
61,1	4,1	1,2	8,5	23,74	0,59	0,36	1,20	42,0	990	1100	1200	—
62,1	4,0	1,1	5,9	24,45	0,53	0,46	1,20	39,0	1000	1220	1280	—
36,8	2,7	0,7	5,4	14,44	1,18	2,42	—	42,0	1180	1350	1400	—
56,5	3,5	1,0	4,0	22,40	0,27	1,17	1,50	32,0	1000	1200	1270	—
63,5	3,9	1,1	3,9	25,12	0,40	0,57	1,50	31,0	1000	1180	1220	—
61,9	3,2	1,1	2,2	24,20	0,21	0,98	1,90	19,0	1100	1250	1300	—
43,2	2,8	0,8	4,1	17,00	0,71	2,02	1,50	20— 33	1050	1200	1250	—
61,1	2,9	1,0	1,2	23,40	0,26	1,09	1,80	12,0	1120	1200	1250	1400
56,4	1,1	0,5	1,7	19,97	0,43	1,51	0,95	4,0	1110	1210	1240	1420
58,6	4,2	1,9	9,7	22,86	0,52	0,58	1,10	42,0	1110	1230	1310	1550
63,3	4,4	2,1	7,4	25,25	0,32	0,57	1,20	40,5	1150	1270	1340	1450
72,5	3,4	1,7	1,7	27,42	0,22	0,51	1,50	14,5	1130	1300	1395	1700
61,5	3,6	1,5	5,9	23,57	0,38	0,77	1,10	30,0	1180	1380	1410	1500
67,0	2,8	1,6	2,5	25,12	0,28	0,74	1,40	13,0	1250	1370	1450	1500
51,4	3,8	1,9	6,6	20,01	0,60	1,19	1,50	41,0	1180	1280	1350	1550

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
21			Ж	То же	7,0	36,3	0,7		
22			КЖ		7,0	32,6	0,3		
23			Кузнецкий, углеразрезы	Г	РОК1	11,0	13,4	0,3	
24			Новоказанское	Д	–	13,0	10,4	0,4	
25	Казахстан	Карагандинский	К, К2	Р, отсев	8,0	32,2	0,8		
26			К, К2	Концентрат	10,0	20,7	0,8		
27				Промежуточный продукт	10,0	38,7	0,8		
28		Экибастузский (I группа)	СС	Р	6,5	36,9	0,4	0,3	
29	Российская Федерация, Тульская, Смоленская, Калининская, Калужская, Рязанская области	Подмосковный (в целом по бассейну)	Б2	Р, ОМСШ	32,0	28,6	1,7	1,0	
30	Республика Коми	Печерский	Ж	Р, отсев	5,5	28,4	0,9		
31		Воркутинское	Д	Р, отсев	11,5	27,4	1,6	0,9	
32	Украина, Львовская, Волынская области	Интинское, Вольнское	Г	Р, отсев	10,0	22,5	2,1	0,9	
33		Межреченское	ГЖ	Р, отсев	8,0	32,2	2,1	0,7	
34	Российская Федерация, Пермская область	Кизеловский	Г	Р, МСШ	6,0	34,8	3,5	1,8	
35	Российская Федерация, Челябинская область	Челябинский	Б3	Р, МСШ	17,0	32,4	0,9		
36	Грузия	Ткварчельское	Ж	Промежуточный продукт, шлам	11,5	35,0	0,9	0,4	
37		Ткибульское	Г		15,0	25,5	1,7		
38	Узбекистан	Ангренское	Б2	ОМСШ	34,5	14,4	1,3		
39	Кыргызстан	Кок-Янгак	Д	СШ	10,5	18,8	0,6	0,7	
40		Таш-Кумыр	Д	СШ	14,5	21,4	1,2		

Продолжение табл. 1.6

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
47,9	3,4	1,4	3,3	18,76	0,37	1,93	1,35	37,0	1090	1250	1300	—
51,9	3,3	1,6	3,3	19,85	0,35	1,64	1,60	25,0	1190	1290	1330	1500
59,3	4,1	1,9	10,0	22,94	0,48	0,58	1,00	40,0	1250	1350	1450	1550
59,6	4,0	1,8	10,8	22,73	0,57	0,46	1,00	41,5	1160	1290	1360	1560
49,6	3,1	0,8	5,5	19,26	0,42	1,67	0,40	28,0	1300	1480	1500	1670
59,3	3,6	1,0	4,6	22,90	0,44	0,90	1,40	27,0	1150	1370	1400	1410
41,8	2,7	0,6	5,4	16,24	0,62	2,54	1,40	30,0	1230	1490	1510	—
44,8	3,0	0,8	7,3	17,38	0,37	2,12	1,29	24,0	1300	1500	1500	—
26,0	2,1	0,4	8,2	9,34	3,43	3,06	1,80	48,0	1350	1500	1500	1700
55,5	3,6	1,7	4,4	22,02	0,25	1,29	1,50	33,0	1060	1250	1360	1550
45,8	3,1	1,5	8,2	17,54	0,66	1,56	1,40	40,0	1050	1220	1300	1450
53,3	3,5	1,0	6,7	20,85	0,48	1,08	1,20	39,0	1100	1200	1230	1350
48,7	3,3	0,7	4,3	19,38	0,41	1,66	1,10	36,0	1120	1200	1230	1270
45,5	3,4	0,8	4,2	18,38	0,33	1,89	1,0	44,0	1100	1320	1350	1500
35,9	2,6	1,0	10,2	13,44	1,26	2,41	1,2	44,0	1170	1280	1350	1390
42,5	3,2	0,9	5,6	16,31	0,71	2,15	1,60	36,0	1450	1500	1500	—
44,9	3,5	0,9	8,5	17,08	0,88	1,49	1,10	44,0	1450	1470	1480	—
39,1	1,9	0,2	8,6	13,44	2,57	1,07	2,10	33,5	1160	1300	1320	1350
56,2	3,3	0,7	9,2	21,31	0,49	0,88	1,35	34,0	1100	1440	1460	1570
47,8	3,1	0,8	11,2	17,87	0,81	1,20	1,30	41,0	1275	1335	1360	1500

1	2	3	4	5	6	7	8	9
41	Российская Федерация, Красноярский край	Березовское	Б2	Р	33,0	4,7	0,2	
42		Минусинский, Черногорское	Д	Р, МСШ, СШ	14,0	17,2	0,5	
43	Российская Федерация, Иркутская обл.	Черемховское, Забитуйское	Д	Р, отсев	13,0	27,0	1,0	
44	Республика Тува	Каахемское	Г	Р	5,0	12,4	0,4	
45	Российская Федерация, Читинская область	Букачачинское	Г	Р	8,0	10,1	0,6	
46	Бурятия	Никольское	Д	ДГ	6,0	18,2	0,4	
47	Российская Федерация, Приморский край	(Сучанский бассейн)	Г6	Р	5,5	34,0	0,4	
48	Якутия	Джебарикихая	Д	Р	11,0	13,4	0,2	
49		Нерюнгринское	СС	Р	10,	19,8	0,2	
50	Российская Федерация, Магаданская область	Аркагалинское (разрез Тал-Юрях)	Д	Р	19,0	12,2	0,2	
51	Российская Федерация, Сахалинская область	Сахалинское	Д	Р, СШ	10,0	20,7	0,3	
52	Эстония	Эстонское	Горючий сланец	–	12,0	4,41 + +16,7*	1,0	0,4
53	Российская Федерация	«Росторф»	Фрезерный торф	–	50,0	6,3	0,1	

Примечание. \* Первое слагаемое – зола сланца, второе – двуокись углерода карбо



Окончание табл. 1.6

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
44,2	3,1	0,4	14,4	15,66	2,11	0,30	1,30	48,0	1270	1290	1310	1400
52,9	3,5	1,4	10,5	20,10	0,33	0,41	1,05	42,0	1180– 1220	1210– 1350	1420– 1500	1450
46,2	3,4	0,7	8,7	17,88	0,73	1,51	1,30	47,0	1130	1320	1395	1600
66,9	4,9	1,1	9,3	26,38	0,19	0,47	1,60	46,0	1130	1200	1240	1300
67,2	4,7	0,8	8,6	26,04	0,31	0,39	1,20	42,0	1170	1300	1330	1450
59,6	4,2	1,1	10,5	22,99	0,26	0,79	1,09	45,0	1260	1370	1440	1550
49,8	3,2	0,8	6,3	19,47	0,28	1,75	1,50	36,0	1220	1500	1500	1630
58,6	4,1	0,5	12,2	22,32	0,49	0,60	1,10	42,0	1120	1160	1180	1290
60,0	3,1	0,6	6,3	22,48	0,44	0,88	2,00	20,0	1240	1340	1400	1650
51,3	3,6	0,8	12,9	19,09	1,00	0,64	1,00	41,0	1120	1220	1360	1400
54,1	4,2	1,1	9,6	21,23	0,47	0,98	0,90	49,5	1140	1300	1360	–
19,9	2,6	0,1	2,9	9,002	1,33	6,84	2,45	90	1300	1400	1430	1430
24,7	2,6	1,1	15,2	8,12	6,16	0,78	–	70	1140	1280	1330	–

НАТОВ.

## Расчетные характеристики газообразных

№ п/п	Газопровод	Объемный состав				
		СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>6</sub> Н <sub>12</sub> и бо- лее тяжелые
1	Саратов – Москва	84,5	3,8	1,9	0,9	0,3
2	Серпухов – Ленинград	89,7	5,2	1,7	0,5	0,1
3	Дашава – Киев	98,9	0,3	0,1	0,1	0,0
4	Шабелинка – Брянск – Москва	94,1	3,1	0,6	0,2	0,8
5	Промысловка – Астрахань	97,1	0,3	0,1	0,0	0,0
6	Газли – Коган – Ташкент	94,0	2,8	0,4	0,3	0,1
7	Ставрополь – Невинномыск – Грозный	98,2	0,4	0,1	0,1	0,0
8	Саушино – Лог – Волгоград	96,1	0,7	0,1	0,1	0,0
9	Карадаг – Тбилиси – Ереван	93,9	3,1	1,1	0,3	0,1
10	Бухара – Урал	94,9	3,2	0,4	0,1	0,1
11	Средняя Азия – Центр	93,8	3,6	0,7	0,2	0,4
12	Оренбург – Совхозное	91,4	4,1	1,9	0,6	0,0 С <sub>6</sub> Н <sub>12</sub> и более тяжелые
13	Кулешовка – Самара (попутный газ – «Куйбышевнефть»)	58,0	17,2	7,4	2,0 О <sub>2</sub>	0,5 СО
14	Газ доменных печей, работающих на коксе с добавкой природного газа (промышленный газ)	0,3			0,2	27,0

### **1.2. Выбор способа шлакоудаления при сжигании твердого топлива**

В топочной камере можно организовать сжигание топлив с твердым и жидким шлакоудалением.

**Твердое шлакоудаление** неизбежно при сжигании топлив с тугоплавкой золой (при температуре начала жидкоплавкого состояния  $t_c > 1400$  °С). Оно целесообразно также и для топлив с умеренными значениями температуры  $t_c$ , но при относительно небольшой зольности этих топлив (приведенная зольность  $A'_{пр} < 1\% \cdot \text{кг/МДж}^*$ ) и высоком выходе летучих

\* Приведенной называется зольность топлива в процентах, отнесенная к 1 МДж теплоты сгорания ( $\% \cdot \text{кг/МДж}$ ), т.е.  $A'_{пр} = A'/Q'_f$ . Приведенные влажность и сернистость определяются аналогично. Единицы приведенных величин в дальнейшем опускаются. Теплота сгорания топлива  $Q'_f$  приведена в табл. 1.5.

Таблица 1.7

топлив (при  $\alpha = 1$ )

газа, %			Теплота сгорания низшая сухого газа $Q_{\text{с}}^{\text{н}}$ , МДж/м <sup>3</sup>	Объемы воздуха и продуктов сгорания, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , при °С и 0,1 МПа			
N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>		$V_0^{\text{н}}$	$V_{\text{Ю}_2}^{\text{н}}$	$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{н}}$	$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{н}}$
7,8	0,8	—	35,80	9,52	1,04	7,60	2,19
2,7	0,1	—	37,43	10,00	1,08	7,93	2,21
0,4	0,2	—	35,88	9,52	1,00	7,52	2,51
1,2	—	—	37,37	9,98	1,07	7,90	2,22
2,4	0,1	—	35,04	9,32	0,98	7,38	2,11
2,0	0,4	—	36,26	9,64	1,03	7,64	2,16
1,0	0,2	—	35,63	9,47	1,00	7,49	2,14
2,8	0,2	—	35,13	9,32	0,98	7,39	2,10
1,3	0,2	—	37,10	9,85	1,05	7,79	2,19
0,9	0,4	—	36,72	9,73	1,04	7,70	2,19
0,7	0,6	—	37,56	9,91	1,07	7,84	2,21
0,2	0,7	1,1	38,02	10,05	1,08	7,94	2,23
13,6	0,8	H <sub>2</sub> S 0,5	41,74	10,99	1,26	8,82	2,28
55	12,5	5,0	3,78	4,31	0,39	3,44	1,22

веществ ( $V^{\text{daf}} > 25\%$ ), поскольку небольшое количество летучей золы в продуктах сгорания не ограничивает скорости газов в газоходах и не приводит к ощутимому удорожанию золоулавливающих устройств, а потери с недожогом топлива  $q_4$  ввиду значительного выхода летучих веществ остаются низкими. Топки с твердым шлакоудалением имеют более низкие тепловые напряжения и температуру газов в зоне ядра горения, что обеспечивает снижение уровня образования токсичных выбросов, в частности оксидов азота. Диапазон рабочих нагрузок зависит от реакционной способности топлива (выхода летучих веществ  $V^{\text{daf}}$ , %). Минимальная устойчивая нагрузка  $D_{\text{мин}}$  обычно составляет 30...50%  $D_{\text{ном}}$ .

**Жидкое шлакоудаление** применяют для сжигания малореакционных углей (антрацитов, полуантрацитов, тощих и слабоспекающихся каменных углей при выходе летучих веществ  $V^{\text{daf}} < 25\%$ ), оно рекомендуется при сжигании шлакующих каменных и бурых углей (типа канско-ачин-

ских бурых углей, кузнецких каменных углей и донецкого угля марки ГСШ), отличающихся повышенным количеством относительно легкоплавкой золы ( $t_c = 1150...1300$  °С).

Организация жидкого шлакоудаления с высоким уровнем температуры горения топлива обеспечивает при малом выходе летучих веществ заметное уменьшение потерь топлива с недожогом, а в случае сжигания высокозольных топлив позволяет облегчить борьбу со шлакованием и износом конвективных поверхностей. В результате повышается надежность и экономичность работы котла, однако необходимо принимать специальные меры для снижения образования токсичных газов ( $\text{NO}$ ,  $\text{SO}_3$  и др.) в зоне высоких температур, что дополнительно ограничивает применение жидкого шлакоудаления.

Топки с жидким шлакоудалением могут быть как однокамерными открытыми, с утеплением нижней части стен и пода внутренней футеровкой, со встречным расположением низкоопущенных горелок, так и однокамерными с пережимом и утеплением камеры горения до пережима. Топки с жидким шлакоудалением обеспечивают вытекание жидкого шлака в диапазоне нагрузок  $60...100\% D_{\text{ном}}$  для бурых и каменных углей и  $70...100\% D_{\text{ном}}$  — для малореакционных топлив и окисленных кузнецких каменных углей открытой добычи.

### ***1.3. Выбор системы пылеприготовления и типа мельниц***

Выбор типа мельниц производится по табл. 1.8, выбор системы пылеприготовления — по табл. 1.9, а выбор числа мельниц — по табл. 1.10.

Молотковые тангенциальные мельницы (ММТ) и среднеходовые мельницы (СМ) чаще используются в системах пылеприготовления с прямым вдуванием для топлив с коэффициентом размолотоспособности топлива [2]  $G_r > 1$ , таких как каменные угли с  $V^{daf} > 30\%$ , бурые угли и торф (ММТ). В СМ размалываются угли с  $W_1^r < 16\%$ , при этом используют только воздушную сушку. Мельницы ММТ допускают газоздушную сушку и иногда устанавливаются в пылесистемах с промежуточным бункером.

Мельницы-вентиляторы (МВ) применяют в системах пылеприготовления с прямым вдуванием и газовой сушкой высоковлажных углей с  $G_r > 1,3$  и торфа.

Температура сушильного агента на входе в мельницы ограничена: для шаровой барабанной мельницы (ШБМ) и мельницы-вентилятора она составляет  $450$  °С, для СМ и ММТ —  $350$  °С. При использовании газовой сушки перед мельницей должны устанавливаться устройства предварительной подсушки топлива. Температура отбираемых на сушку газов по условиям надежной работы газопроводов и подсушивающих устройств должна быть не выше  $900$  °С.

Число мельниц  $z_m$ , устанавливаемых на котел, определяется их типом, системой пылеприготовления и паропроизводительностью котла (табл. 1.10).

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ .....	3
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ .....	4
<b>Раздел 1. УКРУПНЕННЫЙ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА .....</b>	<b>6</b>
<i>Глава 1. Исходные данные для теплового расчета котла .....</i>	<i>6</i>
1.1. Расчетные характеристики энергетических топлив .....	6
1.2. Выбор способа шлакоудаления при сжигании твердого топлива ...	18
1.3. Выбор системы пылеприготовления и типа мельниц .....	20
1.4. Выбор температуры уходящих газов .....	24
1.5. Выбор температуры подогрева воздуха .....	25
1.6. Коэффициент избытка воздуха в газовом тракте котла. Учет рециркуляции газов .....	29
<i>Глава 2. Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания .....</i>	<i>32</i>
2.1. Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания .....	32
2.2. Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания .....	41
2.3. Расчет объемов и энтальпий продуктов сгорания при рециркуляции газов .....	51
<i>Глава 3. Коэффициент полезного действия котла и расход топлива .....</i>	<i>53</i>
3.1. Коэффициент полезного действия котла и потери теплоты .....	53
3.2. Определение расхода топлива .....	59
<i>Глава 4. Паровые котлы большой мощности .....</i>	<i>60</i>
4.1. Паровые котлы с типовой компоновкой .....	60
4.2. Паровые котлы с сомкнутой компоновкой газоходов .....	147
<i>Глава 5. Стальные водогрейные котлы .....</i>	<i>172</i>
<b>Раздел 2. ВЫБОР ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН КОТЛА .....</b>	<b>186</b>
<i>Глава 6. Расчет аэродинамического сопротивления газоздушного тракта ...</i>	<i>186</i>
<i>Глава 7. Выбор вентилятора и дымососа .....</i>	<i>191</i>
<i>Глава 8. Дымососы .....</i>	<i>194</i>
<i>Глава 9. Дутьевые вентиляторы .....</i>	<i>210</i>
<i>Глава 10. Вентиляторы горячего дутья .....</i>	<i>220</i>
ЛИТЕРАТУРА .....	223