

МИНИСТЕРСТВО ТЯЖЕЛОГО, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
И ТРАНСПОРТНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ СССР
ЦЕНТРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ КОТЛОТУРБИННЫЙ
ИНСТИТУТ ИМЕНИ Н. И. ПОЛЗУНОВА
(ЦКТИ)

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ ДВАЖДЫ ОРДЕНА ТРУДОВОГО
КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ИМЕНИ
Ф. Э. ДЗЕРЖИНСКОГО
(ВТИ)

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

(НОРМАТИВНЫЙ МЕТОД)

Издание 2-е, переработанное

ПОД РЕДАКЦИЕЙ

доктора техн. наук Н. В. КУЗНЕЦОВА, доктора техн. наук В. В. МИТОРА,
канд. техн. наук И. Е. ДУБОВСКОГО, канд. техн. наук Э. С. КАРАСИНОЙ



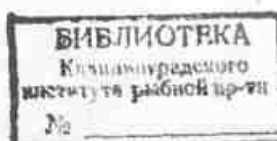
«ЭНЕРГИЯ»
Москва 1973

6П2.22

Т 34

УДК 621.181.001.24:536.7(083.75)

Коллектив авторов: доктор техн. наук Н. В. КУЗНЕЦОВ, доктор техн. наук В. В. МИТОР, канд. техн. наук И. Е. ДУБОВСКИЙ, канд. техн. наук Э. С. КАРАСННА, канд. техн. наук М. М. РУБИН, доктор техн. наук А. Г. БЛОХ, доктор техн. наук Ю. Л. МАРШАК, канд. техн. наук Р. А. ПЕТРОСЯН, доктор техн. наук В. А. ЛОКШИН, канд. техн. наук С. И. МОЧАН, доктор техн. наук П. Н. КЕНДЫСЬ.



Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). Под ред. Н. В. Кузнецова и др., М., «Энергия», 1973.

296 с. с ил.

Данный Нормативный метод теплового расчета котельных агрегатов, составленный совместно Всесоюзным теплотехническим и Центральным котлотурбинным институтами и утвержденный Научно-техническими советами Минтяжмаша и Минэнерго, выпущен для использования предприятиями этих министерств взамен изданного Госэнергоиздатом в 1967 г. Одновременно готовится новое, обязательное для применения, издание Нормативного метода с использованием единиц, предусмотренных государственным стандартом «Единицы физических величин».

Основной текст книги содержит методику теплового расчета котельных агрегатов с необходимыми расчетными таблицами и программами. В приложениях даны краткие указания по проектированию котельных агрегатов, расчету и проектированию паропрокладителей, расчету температуры стенки труб и воздухоподогревателей с промежуточным теплоносителем, а также примеры расчетов.

Книга предназначена для проектировщиков и конструкторов котельных агрегатов, инженеров электростанций и вылачных организаций, для преподавателей и студентов высших технических учебных заведений.

Т 0333-075
051(01)-73 11-73

6П2.22

© Издательство «Энергия», 1973 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данный Нормативный метод теплового расчета котельных агрегатов разработан взамен изданного в 1957 г. За истекший период времени котельная техника получила дальнейшее широкое развитие: выросла производительность котельных агрегатов; стали широко применяться сверхкритические параметры пара; введен промежуточный перегрев; в качестве основной принята блочная компоновка котел — турбина; существенные изменения произошли в топливной базе тепловых электростанций за счет привлечения и более широкого использования новых топлив.

Одновременно с этим научно-исследовательскими институтами выполнены обширные и разносторонние исследования, а заводами и электростанциями накоплен опыт проектирования и эксплуатации, что дало возможность существенно усовершенствовать методику расчета и проектные рекомендации. Все это потребовало переработки нормативного метода теплового расчета котельных агрегатов.

Излагаемый ниже метод теплового расчета базируется в основном на работах ВТИ и ЦКТИ и суммирует результаты теплотехнических исследований, выполненных институтами за последние 10—15 лет.

Основные принципы построения метода расчета и распределение материалов по главам сохранены такими же, как в издании 1957 г.

В данном Нормативном методе используются единицы физических величин, основанные, главным образом, на килограмм-силе и калории. Комитетом стандартов эти единицы не допускаются для самостоятельного применения, а к практическому использованию с 1970 г. рекомендованы единицы системы СИ (проект государственного стандарта СССР «Единицы физических величин»).

Учитывая необходимость скорейшего внедрения новой методики теплового расчета котельных агрегатов, данный Нормативный метод выпускается без коренных изменений единиц физических величин. Одновременно авторами подготавливается новая редакция Нормативного метода в соответствии с требованиями государственного стандарта «Единицы физических величин». Для возможности выполнения тепловых расчетов котельных агрегатов в единицах СИ ниже приводятся таблицы соотношений между единицами.

Нормы состоят из текста, таблиц, расчетных программ и приложений.

В главе «Топливо» приведены новые расчетные характеристики отечественных топлив, основанные на результатах исследований, выполненных ВТИ. Материалы этой главы составлены Т. А. Зикеевым, И. И. Матвеевой, А. Я. Леоновой, В. М. Третьяковым, В. С. Вдовченко, И. Я. Залкиндом и Р. А. Липштейном.

В следующей главе приведены уточненные физические характеристики рабочих тел, используемые в тепловом расчете котельного агрегата, и новые таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара; эти

материалы представлены С. Л. Ривкиным и А. М. Сиротой.

Новые расчетные характеристики топок разработаны М. М. Рубиным, Ю. Л. Маршаком и П. Н. Кендысем при участии Е. В. Нечаева, А. Д. Горбенко, Я. П. Сторожука, А. Н. Лебедева, С. Л. Шагаловой, И. Е. Дубовского, С. И. Миронова, М. А. Полишкина, Н. С. Рассудова и И. К. Барштейна.

Методика расчета теплообмена в топочных камерах разработана в двух вариантах: в первом, разработанном ЦКТИ, сохранена формула А. М. Гурвича, основанная на применении теории подобия к топочным процессам; второй, представленный ВТИ и ЭНИН, базируется на использовании уравнений теплообмена (Стефана — Больцмана) и теплового баланса топочной камеры. Оба метода разработаны как для однокамерных, так и для двухкамерных топок.

В качестве нормативных рекомендуются для расчета теплообмена в однокамерных и полукотельных топках — метод ЦКТИ, для расчета теплообмена в двухкамерных топках — метод ВТИ — ЭНИН. Соответственно составлен текст гл. 6, в части этих методик, не вошедшие в основной текст «Нормативного метода», даны в приложениях V и VI. Они могут быть использованы для сравнительных расчетов и анализа экспериментальных данных.

Методика ЦКТИ разработана В. В. Митроном, М. М. Рубиным, А. Г. Блохом (ЦКТИ) и П. Н. Кендысем (ЛПИ). Позонный метод расчета топок и рекомендации по определению коэффициентов тепловой эффективности экранов разработаны В. В. Митроном; рекомендации по расчету теплообмена в топках с жидким шлакоудалением — М. М. Рубиным; расчет степени черноты топки и эмиссионных свойств факела — А. Г. Блохом и В. В. Митроном. Расчет излучения для слоевых топок и топок малой мощности на мазуте и газе уточнен В. П. Артемьевым.

Методика учета неравномерной освещенности двухсветных экранов и ширм разработана И. Р. Микком (ТПИ).

Методика расчета лучистого теплообмена ВТИ — ЭНИН составлена Э. С. Карасиной, А. С. Невским, С. С. Филимоновым, В. Н. Андриановым и Б. А. Хрусталевым. Методика расчета теплообмена предтопок (камер сгорания) разработана Ю. Л. Маршаком.

Рекомендации по определению коэффициентов распределения локальных тепловых нагрузок в топках составлены Э. С. Карасиной на основании опытных данных ВТИ и ЦКТИ.

В гл. 7 суммированы результаты исследований теплообмена в конвективных и ширмовых поверхностях нагрева и результаты промышленных испытаний котельных агрегатов. Данные о коэффициентах теплоотдачи конвекцией обобщены: при поперечном омывании трубных пучков — В. А. Локшиным, А. Я. Антоновым, С. И. Мочаном и О. Г. Ревзиной; при продольном внешнем обтекании — В. М. Борщанским, Э. В. Фир-

совой, В. А. Локшиным и А. Я. Антоновым; при течи-
нии внутри труб — В. Л. Лельзуком, Н. В. Тарасовой,
Г. И. Елфимовым и А. Г. Калачевой; для оребренных
поверхностей нагрева — В. А. Локшиным, С. Н. Тули-
ным, В. Ф. Юдиным, Л. С. Тахтаровой.

Методика расчета ширмовых перегревателей раз-
работана Э. С. Карасиной и И. Е. Дубовским.

Обобщение данных о загрязнении конвективных
поверхностей нагрева при сжигании твердых, жидких
и газообразных топлив на основе промышленных и
стендовых исследований выполнено И. Е. Дубовским
и Р. А. Петросяном с использованием данных Н. В. Куз-
нецова и А. З. Щербакова по загрязнению гладкотруб-
ных шахматных пучков при сжигании твердых топлив.
Рекомендации по определению коэффициентов загряз-
нения, тепловой эффективности и использования кон-
вективных и ширмовых поверхностей нагрева разра-
ботаны И. Е. Дубовским, Р. А. Петросяном, Э. С. Ка-
расиной и В. А. Петровым.

Уточненная методика расчета регенеративных воз-
духоподогревателей разработана В. С. Назаренко,
И. Е. Дубовским и В. К. Митяем.

Раздел «Температурный напор» сохранен в редак-
ции 1957 г.

Текст гл. 2—5 и 8 уточнен Э. С. Карасиной,
И. Е. Дубовским и С. И. Мочаном. Текст гл. 6 состав-
лен В. В. Митром, М. М. Рубиным, А. Т. Блохом,
Э. С. Карасиной и П. Н. Кендысем, гл. 7 — И. Е. Ду-
бовским и Э. С. Карасиной.

Метод расчета пароохладителей уточнен С. И. Мо-
чаном и О. Г. Ревзиной.

Метод расчета температуры металла стенки труб
составлен С. И. Мочаном и В. А. Локшиным при уча-
стии Э. М. Тыгарева.

Методика расчета температуры стенки ошпированной
трубы составлена Ю. Л. Маршаком, А. В. Рыжаковым,
М. М. Рубиным, Л. М. Сорокопудом, А. Л. Бычковским.

Методика расчета воздухоподогревателей с про-
межуточным теплоносителем составлена А. Ф. Гаври-
ловым.

Примерные тепловые расчеты котельных агрегатов

выполнены З. В. Лесниковской, Е. Я. Титовой и
В. А. Гарман.

Приложение по автоматизации поверочного тепло-
вого расчета составлено ЦКТИ — Э. М. Тыгаревым,
С. И. Мочаном, Г. Н. Терушкиной и ЦНИИКА —
М. П. Симсо, Ф. А. Вудьяном, Т. В. Сизовой и
Н. Д. Михайкиной.

Краткие указания по проектированию топочных
устройств составили Ю. Л. Маршак, М. М. Рубин,
П. Н. Кендыс при участии К. Ф. Роддатиса, А. Д. Гор-
баненко, Е. В. Нечлева, Я. П. Сторожака, В. П. Рома-
нина, С. Л. Шагаловой, А. Н. Лебедева, М. А. Полян-
кина, А. Н. Ковригина, Б. Д. Кацнельсона, С. Н. Ми-
ронова, И. М. Точилкина.

Краткие указания по проектированию поверхностей
нагрева составили И. Е. Дубовский и Р. А. Петросян
при участии С. И. Мочана.

Метод расчета предельно допустимых скоростей
газов в конвективных поверхностях составил И. Е. Ду-
бовский.

Определение тепловых характеристик топков и ко-
эффициентов тепловой эффективности и загрязнения
поверхностей нагрева производилось по материалам
промышленных испытаний, выполненных ЦКТИ и ВТИ.

В подготовке материалов для Нормативного ме-
тода, помимо авторов, принимали участие: А. И. Дво-
рецкий (гл. 3, 5), Н. С. Рассудов (гл. 5 и приложение
II), И. И. Волков, В. П. Романин, П. Г. Сальков-
ский (гл. 5), А. А. Абриотин (гл. 6 и § 7-Б.д), В. П. Артемьев,
Е. П. Карасев, О. А. Резник, Н. М. Савельева, С. А. Са-
вицкий, Л. М. Сорокопуд, А. Б. Стернина, Н. Н. Титова
(гл. 6), В. К. Мигай (§ 7-Б.6), В. С. Назаренко
(§ 7-Б.6, д), В. П. Иванов, Я. М. Карасик, В. В. Ком-
панец, М. И. Корнеев, И. И. Надиров, М. В. Патро-
нов, В. А. Петров, Е. И. Прутковский, В. А. Смирнов,
В. Н. Фомина, П. А. Шемякин (§ 7-Б.д), В. Н. Черняк
(приложение II и III), Л. Е. Апатовский, А. Е. Гельт-
ман, Г. А. Кемельман, Л. И. Кропп, Е. И. Сухарева,
А. В. Чубарова (приложение II), М. Г. Крюкова (при-
ложение V), Б. Н. Пуганов (приложение III), Е. Я. Ти-
това, А. Д. Горбаненко (гл. 2 и 5).

Значения единиц, основанных на килограмм-силе и калории, в единицах СИ, кратных и дольных от них

Наименование величин	Обозначение	Значение в единицах, осно- ванных на килограмм- силе и калории	Значение в единицах СИ, кратных и дольных от них
Давление	p	1 кгс/см^2	$0,0980665 \text{ МПа}$
Энтальпия (удельная)	I, i	1 ккал/кг	$4,1868 \text{ КДж/кг}$
Теплоемкость (удельная)	c	$1 \text{ ккал/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$ $1 \text{ ккал/(м}^3 \cdot ^\circ\text{C)}$	$4,1868 \text{ КДж/(кг} \cdot \text{K)}$ $4,1868 \text{ КДж/(м}^3 \cdot \text{K)}$
Коэффициент динамической вязкости	μ	$1 \text{ кгс/сек} \cdot \text{м}^2$	$9,80665 \text{ Па} \cdot \text{с}$
Коэффициент теплопроводности	λ	$1 \text{ ккал/(м} \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C)}$	$1,163 \text{ Вт/(м} \cdot \text{K)}$
Коэффициент теплоотдачи, теплопередачи	α, k	$1 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C)}$	$1,163 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{K)}$
Тепловое напряжение объема топки	qv	$1 \text{ ккал/(м}^3 \cdot \text{ч)}$	$1,163 \text{ Вт/м}^3$
Тепловое напряжение площади сечения топки	q_F	$1 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч)}$	$1,163 \text{ Вт/м}^2$

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3	Приложение VIII. Примерные тепловые расчеты	95
Глава первая. Общие положения	7	А. Тепловой расчет котельного агрегата $D = 950 \text{ т/ч}$, работающего на донецком угле марки Г (отсев)	95
Глава вторая. Топливо	7	Б. Позонный расчет топочной камеры	112
2-А. Твердое и жидкое топливо	7	В. Расчет топочной камеры с ширмами, включенными в активный объем топки	119
2-Б. Газообразное топливо	10	Г. Примеры расчета температуры металла стенок труб	122
2-В. Смеси топлива	11	Д. Тепловой расчет двухкамерной топки котельного агрегата $D = 220 \text{ т/ч}$ на пыли ангресского бурого угля	136
2-Г. Расчетные характеристики топлива	11	Приложение IX. Автоматизация поверочного теплового расчета	145
Глава третья. Физические характеристики рабочих тел, используемые в тепловом расчете котельных агрегатов	13	А. Общие положения	145
Глава четвертая. Объемы и энтальпии воздуха и продуктов сгорания	15	Б. Математические методы решения задачи на ЭВМ и рекомендации по программированию	146
4-А. Расчет объемов и энтальпий	15	В. Общая расчетная схема котлоагрегата	151
4-Б. Коэффициент избытка воздуха и присосы в котельном агрегате	19	Г. Исходная информация для теплового расчета котлоагрегата на ЭВМ	151
Глава пятая. Тепловой баланс котельного агрегата	20	Д. Объем и вид информации по результатам расчета	151
Глава шестая. Расчет теплообмена в топке	22		
6-А. Геометрические характеристики топок	22		
6-Б. Стенки черпота факела	24		
6-В. Расчет теплообмена в однокамерных и полукотлах	26		
6-Г. Расчет теплообмена в двухкамерных топках	29		
6-Д. Позонный тепловой расчет топочной камеры	33		
Глава седьмая. Расчет конвективных и ширмовых поверхностей нагрева	35		
7-А. Основные уравнения	35		
7-Б. Коэффициент теплопередачи	36		
7-В. Температурный напор	49		
Глава восьмая. Рекомендации по методике расчета котельного агрегата	53		
8-А. Порядок и последовательность расчета	53		
8-Б. Расчет топки	55		
8-В. Расчет перегревателя	56		
8-Г. Расчет переходной зоны прямоточных котлов докритического давления	58		
8-Д. Расчет котельных пучков и факела	58		
8-Е. Расчет вторичного перегревателя	59		
8-Ж. Расчет экономайзера	59		
8-З. Расчет воздухоподогревателя	59		
ПРИЛОЖЕНИЯ			
Приложение I. Условные обозначения	61		
Приложение II. Краткие указания по проектированию топочных устройств и поверхностей нагрева	65		
А. Топочные устройства	65		
Б. Поверхности нагрева	71		
Приложение III. Указания по проектированию и расчету пароохладителей и теплообменников	76		
А. Впрыскивающие пароохладители	76		
Б. Паропаровые теплообменники	76		
В. Газопаропаровые теплообменники	77		
Г. Теплообменники для получения «собственного» конденсата и поверхностные пароохладители	77		
Приложение IV. Определение расчетной температуры металла стенок труб	79		
Рекомендации по расчету температуры стенок труб цельносварных панелей	86		
Расчет при тепловой и (или) геометрической асимметрии	87		
Рекомендации по расчету температуры стенки ошпированной трубы	88		
Приложение V. Расчет теплообмена в однокамерных топках по методу ВТИ—ЭНИН	88		
Приложение VI. Расчет теплообмена в двухкамерных топках по методу ЦКТИ	93		
Приложение VII. Расчет воздухоподогревателя с промежуточным теплоносителем	93		
		ТАБЛИЦЫ	
		I. Расчетные характеристики твердых и жидких топлив	152
		II. Расчетные характеристики газообразных топлив	168
		III. Средняя теплоемкость воздуха и газов c , $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$, от 0 до t , $^\circ\text{C}$	170
		IV. Физические характеристики воздуха и дымовых газов среднего состава	170
		V. Коэффициент динамической вязкости воды и водяного пара $\mu \cdot 10^6$, $(\text{кгс} \cdot \text{сек})/\text{м}^2$	171
		VI. Коэффициент теплопроводности воды и водяного пара $\lambda \cdot 10^4$, $\text{ккал}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$	172
		VII. Критерий Рг физических свойств воды и водяного пара	174
		VIII. Физические характеристики газообразных топлив	175
		IX. Средняя теплоемкость горючих газов c , $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$, от 0 до t , $^\circ\text{C}$	175
		X. Физические характеристики мазутов	175
		Xa. Коэффициент теплопроводности мазутов, $\text{ккал}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$	175
		XI. Объемы воздуха и продуктов сгорания твердых и жидких топлив, $\text{м}^3/\text{кг}$, при $\alpha = 1$, 0°C и 760 мм рт. ст.	176
		XII. Объемы воздуха и продуктов сгорания газообразных топлив, $\text{м}^3/\text{м}^3$, при $\alpha = 1$, 0°C и 760 мм рт. ст.	179
		XIII. Энтальпии 1 м^3 воздуха и газов и 1 кг золы	179
		XIV. Энтальпии воздуха и продуктов сгорания на 1 кг твердых и жидких топлив при $\alpha = 1$, $\text{ккал}/\text{кг}$	180
		XV. Энтальпии воздуха и продуктов сгорания на 1 м^3 газообразных топлив при $\alpha = 1$, 0°C и 760 мм рт. ст.	192
		XVI. А. Присосы воздуха в газоходах котельных агрегатов при номинальной нагрузке	198
		Б. Средние значения $\Delta\alpha_{\text{вх}}$ для систем пылеприготовления	199
		XVII. А. Расчетные характеристики камерных топок с твердым шлакоудалением для котельных агрегатов производительностью 75 т/ч и выше при сжигании пылевидного топлива	200
		Б. Расчетные характеристики камерных топок с твердым шлакоудалением для котельных агрегатов производительностью	

50—25 т/ч при сжигании пылевидного топлива	200
XVIII. Расчетные характеристики открытых и полукрытых топок с жидким шлакоудалением для котельных агрегатов производительностью выше 75 т/ч	200
XIX. Расчетные характеристики циклонных и двухкамерных топок	201
XX. Расчетные характеристики камерных топок котлов производительностью выше 75 т/ч для сжигания горючих газов и мазутов	201
XXI. Расчетные характеристики слоевых механизированных топок	202
XXII. Степень выгорания топлива β по высоте топки (по поданному топливу)	204
XXIII. Удельные объемы и энтальпии сухого насыщенного пара и воды на критической насыщенности	204
XXIV. Удельные объемы и энтальпии воды	205
XXV. Удельные объемы и энтальпии перегретого пара при докритическом давлении	209
XXVI. Удельные объемы и энтальпии при сверхкритическом давлении	221
XXVII. Удельные объемы и энтальпии в критической и околокритической областях	226

НОМОГРАММЫ

1. Угловые коэффициенты экранов	240
2. Степень черноты продуктов сгорания	241
3. К определению коэффициента ослабления лучей трехтопными газами	242
4. К определению коэффициента ослабления лучей золотыми частицами	243
5. Коэффициенты, характеризующие неравномерность освещенности ширм	244
6. Степень черноты камерных топок	243
7. Расчет теплопередачи в однокамерных и полукрытых топках	245
8. Безразмерная разность температур в шлаковой пленке	246
9. Эффективная поглощательная способность гладкотрубных экранов	247
10. Расчет теплопередачи в камере охлаждения двухкамерных топок, а также в однокамерных и полукрытых топках по методу ВТИ—ЭНИИ	248
11. Коэффициент распределения тепловосприятия по высоте топки	247
12. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании коридорных гладкотрубных пучков	250
13. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании шахматных гладкотрубных пучков	252
14. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при продольном омывании для воздуха и дымовых газов	254
15. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при продольном омывании для перегретого пара в докритической области	256
16. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при продольном омывании для кипящей воды	257
17. Коэффициент теплоотдачи конвекцией для пластинчатых воздухоподогревателей при $Re < 10\ 000$	260
18. Коэффициент теплоотдачи конвекцией для регенеративных воздухоподогревателей	258
19. Коэффициент теплоотдачи излучением	261
20. Коэффициент теплопередачи чугунных ребристых водяных экономайзеров ВТИ и ЦКБ	262
21. Приведенные коэффициенты теплоотдачи с газовой стороны чугунных ребристых и ребристо-зубчатых воздухоподогревателей	263
22. Приведенные коэффициенты теплоотдачи с воздушной стороны чугунных ребристых и ребристо-зубчатых воздухоподогревателей	264

23. Приведенные коэффициенты теплоотдачи чугунного ребристого плитчатого воздухоподогревателя Кусинского завода	265
24. Коэффициент эффективности ребер	266
25. Коэффициент теплоотдачи конвекцией коридорных пучков труб с поперечными ленточными и шайбовыми ребрами	267
26. Коэффициент теплоотдачи конвекцией шахматных пучков труб с поперечными ленточными и шайбовыми ребрами	268
27. Коэффициент теплоотдачи конвекцией шахматных пучков труб с плавниками	269
28. Коэффициент теплоотдачи конвекцией шахматных пучков труб с проволоочным оребрением	270
29. Температурный напор при последовательно-смешанном токе	271
30. Температурный напор при параллельно-смешанном токе	271
31. Температурный напор при перекрестном токе	272
32. Определение длины защитной рубашки вприсыкающих парохладителей	273
33. Коэффициент теплоотдачи при конденсации пара в пучке горизонтальных труб	274
34. Коэффициент теплоотдачи при конденсации пара, движущегося вдоль вертикальной трубы	275
35. Коэффициент теплоотдачи при сверхкритическом давлении в области больших теплоемкостей	276
36. Коэффициент теплоотдачи при продольном омывании для кипящей воды	277
37. Угловые коэффициенты ширмовых и экранированных поверхностей нагрева	278
38. Коэффициент облученности точек с максимальным тепловосприятием (для труб ширм)	278
39. Коэффициент облученности точек с максимальным тепловосприятием (для труб коридорных пучков)	279
40. Коэффициент облученности точек с максимальным тепловосприятием (для труб шахматных пучков)	280
41. Коэффициент растечки для труб конвективных поверхностей нагрева	281
42. Коэффициент растечки для экранных труб ($\epsilon \geq 0$)	282
43. Коэффициент растечки для труб двухсветных экранов	282
44. Коэффициент растечки в лобовых точках плавниковых труб при двустороннем облучении	282
45. Коэффициент растечки в корне плавника радиальных поверхностей нагрева	283
46а. Поправка на смещение плавника C_n	284
46б. Коэффициент учета влияния сварных швов k_e	284
47. Коэффициент растечки $\mu_{нл}$ в вершине плавника	284
48. Коэффициент формы плавника A	285
49. Поправка к коэффициенту растечки $\Delta\mu_{нл}$ при двустороннем облучении	286
50. Коэффициент растечки в лобовой точке плавниковых труб при конвективном тепловосприятии	286
51. Коэффициент растечки в корне плавника при конвективном тепловосприятии	287
52. Относительная средняя тепловая нагрузка плавниковой трубы (без учета плавников)	88
53. Параметр a_0	288
54. Коэффициент M	289
55. Коэффициент растечки $\mu_{нл}$ в корне перемычки	289
56. Коэффициент l_0	290
57. Коэффициент растечки $\mu_{нл}^{(0)}$ (для труб равных диаметров)	291
58. Поправка $\Delta\mu_{нл}$ к коэффициенту растечки $\mu_{нл}^{(0)}$	292
59. Коэффициент $k_{дл}$	292
60. Коэффициент концентрации теплового потока в пожке шипа	293
61. Коэффициент растечки для ошпатованной трубы	294
62. Комплекс A	295

ГЛАВА ПЕРВАЯ ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1-01. «Тепловой расчет котельных агрегатов» содержит методические указания, справочные материалы, расчетные формулы и номограммы, необходимые для выполнения поверочного и конструктивного (проектного) тепловых расчетов стационарных котельных агрегатов.

Методика поверочного и конструктивного расчетов является в основном общей. Различие заключается в задачах расчета и исходных величинах.

1-02. В поверочном тепловом расчете по принятой конструкции и размерам котельного агрегата для заданных нагрузки и вида топлива определяют температуру воды, пара, воздуха и газов на границах между отдельными поверхностями нагрева, коэффициент полезного действия, расход топлива, расход и скорости воздуха и дымовых газов.

Поверочный расчет производят для оценки показателей экономичности и надежности агрегата при работе на заданном топливе, выявления необходимых реконструктивных мероприятий, выбора вспомогательного оборудования и получения исходных материалов для проведения расчетов: аэродинамического, гидравлического, температур металла и прочности труб, интенсивности эрозивного износа труб, коррозии и др.

1-03. При конструктивном (проектном) расчете определяют размеры топки и поверхностей нагрева отдельных элементов агрегата, необходимые для обеспечения номинальной паропроизводительности¹, принятых показателей экономичности и заданных параметров пара при заданной температуре питательной воды и характеристиках топлива. Конструктивный расчет также дает исходные материалы для выбора вспомогательного оборудования и для аэродинамиче-

¹ Номинальной паропроизводительностью называется наибольшая производительность, которую агрегат должен обеспечивать в длительной эксплуатации при номинальных величинах параметров пара и питательной воды, гидравлического, прочностного и других расчетов надежности.

1-04. Расчетное задание для поверочного теплового расчета котельного агрегата должно содержать следующие сведения и исходные данные:

а) чертежи котельного агрегата и сведения о конструкции и размерах топочного устройства, поверхностей нагрева и газоходов, необходимые для определения конструктивных характеристик, используемых в расчете;

б) характеристики топлива в соответствии с требованиями, приведенными в гл. 2;

в) паропроизводительность агрегата, давление и температуру питательной воды и перегретого пара у главной выходной задвижки;

г) расход и параметры вторичного пара на входе и выходе из промежуточного перегревателя (при его наличии);

д) расход насыщенного пара (при отборе пара из барабана котла);

е) величину непрерывной продувки;

ж) данные расчета системы пылеприготовления: количество аэросмеси, первичного воздуха и топочных газов, отбираемых на сушку; количество присосанного воздуха в системе пылеприготовления; влажность и температуру пыли.

1-05. При конструктивном (проектном) тепловом расчете задание должно содержать следующие исходные данные:

а) сведения о системе пылеприготовления, типе топочного устройства и компоновке агрегата; пункты «б» — «ж» те же, что в задании на поверочный тепловой расчет.

Температуру уходящих газов и горячего воздуха указывают в задании или выбирают в соответствии с рекомендациями приложения II и конкретными условиями проектирования.

Температуру газов в конце топки и по газоходам, скорость газов, воды и пара, энтальпию воды и пара в отдельных промежуточных точках пароводяного тракта выбирают на основе рекомендаций приложения II с учетом конкретных условий.

ГЛАВА ВТОРАЯ ТОПЛИВО

2-А. ТВЕРДОЕ И ЖИДКОЕ ТОПЛИВО

а) Теплота сгорания

2-01. Теплота сгорания твердого и жидкого топлива принимается по данным калориметрических определений. Использование для расчета значений теплоты сгорания, подсчитанных по составу топлива при помощи эмпирических формул, не рекомендуется.

2-02. Теплота сгорания высшая Q_v вычисляется по величине теплоты сгорания в калориметрической

бомбе Q_b , исправленной с учетом кислотообразования при сгорании:

$$Q_v = Q_b - 22,5S_6 - 0,0015Q_b, \text{ ккал/кг}, \quad (2-01)$$

где $22,5S_6$ — теплота, выделяющаяся при окислении продуктов сгорания в бомбе серы S_6 , %, от SO_2 до SO_3 и растворении последней в воде; $0,0015Q_b$ — теплота образования азотной кислоты в бомбе для каменных и бурых углей. Для углей марок Т, ПА, А и жидкого топлива эта величина равна $0,001Q_b$.

2-03. Теплота сгорания низшая Q_n находится вычитанием из теплоты сгорания высшей Q_v тепло-

ты парообразования, условно принимаемой равной 600 ккал/кг:

$$Q_n = Q_b - 6(W + 9H), \text{ ккал/кг.} \quad (2-02)$$

2-04. При сжигании в калориметрической бомбе сланцев и других топлив, содержащих карбонаты, последние в большинстве случаев разлагаются практически полностью. Поэтому теплота сгорания при калориметрировании определяется с учетом теплового эффекта разложения карбонатов $\{-9,7(\text{CO}_2)_n\}$, ккал/кг.

б) Различные массы топлива и пересчет характеристик с одной массы на другую

2-05. Характеристики топлива могут быть отнесены: к рабочей массе топлива (обозначаемой индексом «р»), т. е. к топливу в том виде, в каком оно поступает для потребления (в котельную, на пылезавод и т. п.);

к сухой массе (индекс «с»), т. е. к топливу, не содержащему влаги ($W=0$);

к горючей массе (индекс «г»), т. е. к сумме элементов, составляющих органическую массу топлива, и колчеданной сере.

Для всех топлив, кроме содержащих большое количество карбонатов, за горючую массу условно принимают $(100 - W - A)$, где 100 — рабочая или аналитическая масса топлива, %.

Для топлив с большим содержанием карбонатов (свыше 2%) за горючую массу принимается

$$100 - W - A_{\text{испр}} - (\text{CO}_2)_n,$$

где $(\text{CO}_2)_n$ — содержание двуокиси углерода карбонатов, %;

$A_{\text{испр}}$ — зольность без учета сульфатов, образовавшихся при разложении карбонатов, и с поправкой на сгорание серы колчедана, %;

$$A_{\text{испр}} = A^p - [2,5(S_n - S_{\text{ст}})^c + 0,375S_n] \times \left(1 - \frac{W^p}{100}\right), \% \quad (2-03)$$

где S_n — содержание серы в лабораторной золе, в процентах к массе топлива;

$S_{\text{ст}}$ — содержание сульфатной серы в топливе;

S_n — содержание колчеданной серы в топливе.

При отсутствии лабораторных данных о содержании сульфатов величину $[2,5(S_n - S_{\text{ст}})^c + 0,375S_n]$ принимают равной для эстонских и гдовских сланцев 2,0, кашпирских — 4,1.

Такой условный расчет объясняется тем, что при горении топлив с большим содержанием карбонатов последние (в основном CaCO_3 , а также MgCO_3 и FeCO_3) разлагаются на окисел металла и CO_2 . Окисел металла остается в золе и в результате частичного присоединения окислов серы образует сульфаты.

Из определений каждой массы топлива следуют соотношения:

$$C^p + H^p + N^p + O^p + S^p_n + S^p_{\text{ор}} + A^p + W^p = 100\%;$$

$$C^c + H^c + N^c + O^c + S^c_n + S^c_{\text{ор}} + A^c = 100\%;$$

$$C^g + H^g + N^g + O^g + S^g_n + S^g_{\text{ор}} = 100\%.$$

Пересчет состава топлива, выхода летучих и теплоты сгорания (в бомбе и высшей) с одной массы топлива на другую производится при помощи множителей, приведенных в табл. 2-1.

Табл. 2-1

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива		
	рабочая	сухая	горючая
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - W^p - A^p}$
Сухая	$\frac{100 - W^p}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^c}$
Горючая	$\frac{100 - W^p - A^p}{100}$	$\frac{100 - A^c}{100}$	1

2-06. Элементарный состав и теплота сгорания (в бомбе и высшей) рабочей массы влажностью W^p на массу влажностью W^p_2 пересчитываются путем умножения на отношение $\frac{100 - W^p_2}{100 - W^p}$ и зольностью A^p на зольность A^p_2 (при $W^p = \text{const}$) — умножением на $\frac{100 - A^p_2}{100 - A^p}$.

Для сланцев пересчет состава ($C, H, N, O, S_n, S_{\text{ор}}$) и теплоты сгорания (в бомбе и высшей) с рабочей массы на горючую производится при помощи множителя

$$\frac{100}{100 - W^p - A^p_{\text{испр}} - (\text{CO}_2)_n}.$$

Пересчет данных состава и теплоты сгорания (в бомбе и высшей) с рабочей массы, характеризующейся зольностью A^p и содержанием двуокиси углерода карбонатов $(\text{CO}_2)^p_n$, на рабочую массу с A^p_2 и $(\text{CO}_2)^p_{n2}$ производится при помощи множителя

$$\frac{100 - A^p_{\text{испр}2} - (\text{CO}_2)^p_{n2}}{100 - A^p_{\text{испр}} - (\text{CO}_2)^p_n}.$$

2-07. Низшая теплота сгорания топлива подсчитывается по формулам:

$$Q^p_n = Q^p_b - 6(W^p + 9H^p), \text{ ккал/кг;} \quad (2-04)$$

$$Q^c_n = Q^c_b - 54H^c, \text{ ккал/кг;} \quad (2-05)$$

$$Q^g_n = Q^g_b - 54H^g, \text{ ккал/кг;} \quad (2-06)$$

$$Q^p_n = Q^p_b \frac{100 - W^p - A^p}{100} - 6W^p, \text{ ккал/кг.} \quad (2-07)$$

Низшая теплота сгорания рабочей массы топлива влажностью W^p пересчитывается на массу влажностью W^p_2 по формуле

$$Q^p_{n2} = (Q^p_{n1} + 6W^p_1) \frac{100 - W^p_2}{100 - W^p_1} - 6W^p_2, \text{ ккал/кг.} \quad (2-08)$$

При изменении зольности рабочей массы пересчет Q^p_n производится согласно п. 2-06.

При одновременном изменении влажности и зольности для пересчета Q^p_n используется формула

$$Q^p_{n2} = (Q^p_{n1} + 6W^p_1) \frac{100 - W^p_2 - A^p_2}{100 - W^p_1 - A^p_1} - 6W^p_2, \text{ ккал/кг.} \quad (2-09)$$

в) Классификация углей

2-08. В соответствии с существующим ГОСТ ископаемые угли делятся на три основных типа: бурые, каменные и антрацит. Переходным типом между каменными углями и антрацитом является полуантрацит.

2-09. К бурым углям (марка Б) относят угли с высшей теплотой сгорания рабочей массы беззольного угля $Q^*_{\text{в}} = \frac{100}{100 - A^*} < 5700$ ккал/кг. По этому же признаку выделяют бурые угли и в международной классификации ископаемых углей.

В СССР бурые угли по содержанию в них рабочей влаги разделяют на три группы: Б1 — содержащие рабочую влагу более 40,0%; Б2 — от 30,0 до 40,0%; Б3 — до 30,0%. Бурые угли по сравнению с каменными характеризуются высоким выходом летучих ($V^* > 40\%$), неспекшимся коксовым остатком, высокой гигроскопической и в большинстве случаев высокой общей влажностью, пониженным содержанием углерода и повышенным — кислорода. Они легко теряют на воздухе влагу и механическую прочность, превращаясь при этом в мелочь, и обладают повышенной склонностью к самовозгоранию.

2-10. К каменным относят угли с высшей теплотой сгорания рабочей массы беззольного угля $Q^*_{\text{в}} = \frac{100}{100 - A^*} > 5700$ ккал/кг и, в отличие от антрацитов и полуантрацитов, с высоким выходом летучих веществ ($V^* > 9\%$). Основная масса их в разной степени спекается, и только часть углей, с выходом летучих свыше 42—45% (длиннопламенные) и менее 17% (тощие), не спекается.

Каменные угли делятся на марки в основном по выходу летучих веществ V^* и толщине пластического слоя y . Нижний предел величины y , выраженный в миллиметрах, ставится в качестве индекса к обозначению марки угля. Например: Г₁₀ — газовый, минимальная толщина пластического слоя 10 мм и т. д.

Действующие ГОСТ различают марки каменных углей (табл. 2-2).

Числовые значения величин V^* и y углей одной и той же марки различны у топлив разных бассейнов или месторождений. Они указаны в классификациях каменных углей по бассейнам и месторождениям.

Таблица 2-2

Марка углей	Обозначение	Выход летучих веществ на горючую массу V^* , %	Характеристика летучего остатка $V^*_{\text{ост}}$
Длиннопламенный	Д	36 и более	От порошкообразного до слабоспекшегося
Газовый	Г	35 и более	Спекшийся
Газовый жирный	ГЖ	Более 31 (до 37)	"
Жирный	Ж	24—37	"
Коксовый жирный	КЖ	25—33	"
Коксовый	К	17—33	"
Отощенный спекающийся	ОС	14—27	"
Тощий	Т	9—17*	От порошкообразного до слабоспекшегося
Слабоспекшающийся	СС	17—37	То же

* Для дальневосточных углей марки Т $V^* = 8-20\%$.

Вряде случаев угли марок Г, ГЖ, Ж, КЖ, К и ОС делят для одного и того же бассейна или месторождения на группы по нижнему пределу величины y , который ставят в качестве индекса к обозначению данных марок угля.

Угли, у которых толщина пластического слоя не может быть измерена, относятся при высоком выходе летучих веществ (обычно 37% и более) к длиннопламенным Д, при низком выходе летучих веществ (обычно 17% и менее) — к тощим углям Т.

Кузнечные угли, добываемые в шахтах, при промежуточном выходе летучих веществ (от 17 до 37%) и отсутствии пластического слоя относят к марке СС, при $V^* = 25-37\%$ их обозначают ИСС, при V^* от 17 до 25% — 2СС.

2-11. К полуантрацитам (марка ПА) и антрацитам (марка А) относят угли, имеющие выход летучих веществ в условной горючей массе менее 9%. Полуантрациты от антрацитов отличаются объемным выходом летучих веществ в условной горючей массе ($V^*_{\text{ог}}$): полуантрациты — от 220 до 330, антрациты — менее 220 см³/г. Полуантрациты обладают более высокой теплотой сгорания ($Q^*_{\text{в}} > 8350$ ккал/кг), тогда как средняя теплота сгорания антрацитов $Q^*_{\text{в}} = 8100$ ккал/кг.

2-12. При рассортировке по крупности (грохочении) ископаемые угли и горючие сланцы разделяются на классы, приведенные в табл. 2-3.

К условному обозначению марки угля приписывают условное обозначение класса, например бурый, крупный — БК, газовый, орех — ГО, антрацит, семечко — АС.

Смесь углей различных по крупности классов обозначают следующим способом: БОМ — бурый, орех с мелочью, БМСШ — бурый, мелкий, с семечком и штыбом, АСШ — антрацит, семечко со штыбом и пр.

При грохочении углей и горючих сланцев, кроме указанных выше классов, получают также отсеив, размер кусков которых меньше определяемого.

Мелочью для грохоченных углей считаются куски размером менее нижнего предела, установленного для каждого класса, а для углей классов 0—25 и 0—50 мм и рядовых — менее 6 мм.

2-13. Часть углей, преимущественно спекающихся, используемых для коксования, подвергается обогащению — сухому или мокрому — с выделением малозольного концентрата (главным образом, для коксования), высокозольного ($A^* > 40-45\%$) промпродукта (для энергетических целей) и очень высокозольных ($A^* > 45\%$) хвостов, удаляемых в отвалы.

При мокром обогащении углей выделяется как самостоятельный продукт шлам (класс 0—3 мм), который после подсушки используется для сжигания.

2-14. Вне приведенной выше схемы классификации ископаемых углей остаются геологически окисленные каменные и бурые угли. Примером первых являются угли, добываемые в разрезах Кузнецкого бассейна.

Таблица 2-3

Класс угля	Обозначение	Размер кусков, мм
Плита	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	До 300

вторых — сажиные угли. Подмосковного бассейна. Окисленными являются также угли практически всех ныне разрабатываемых месторождений Средней Азии и особенно Ангрена, Кызыл-Кия, Сулюкты, Шураба (маркируемые как бурые).

Окисленные каменные угли характеризуются полной или частичной потерей спекаемости, тогда как при выходе летучих $V^r = 17-40\%$ неокисленные каменные угли обладают этим свойством. У всех окисленных углей пониженные (иногда на 1000—2000 ккал/кг) теплота сгорания и содержание водорода (при сильной окисленности). За редким исключением они обладают малой механической прочностью и повышенной склонностью к окислению и самовозгоранию.

г) Классификация торфа

2-15. Торф как топливо должен удовлетворять следующим требованиям (табл. 2-4).

Таблица 2-4

Характеристика торфа	Вид торфа	
	фрезерный	кусковой
Содержание влаги W^r , %, не более:		
I группа	50	45
II группа	52	48
Зольность A^r , %, не более	23*	23*
Засоренность посторонними примесями (кусками размером свыше 25 мм), %, не более	10	—
Содержание мелочи (куски размером менее 25 мм), %	—	30

* Предприятия торфяной промышленности Украинской и Белорусской ССР должны поставлять торф только I группы.

* Для предприятий Украинской ССР, Удмуртской АССР и Тамбовской области допускается поставка торфа зольностью более 23, но не выше 35%.

д) Классификация жидких топлив

2-16. В соответствии с действующим ГОСТ 10585-63 в качестве жидкого котельного топлива применяется остаточный продукт нефтепереработки: мазут трех марок — 40, 100 и 200.

Марка топлива определяется предельной вязкостью, составляющей при 80 °C для мазута 40—8,0; для мазута 100—15,5; для мазута 200—6,5—9,5 град. усл. вязкости (УВ) при 100 °C.

Мазут 200 поставляется (по согласованию с заказчиком) только по трубопроводам непосредственно с нефтеперерабатывающих заводов. Запрещается разогрев его острым паром.

Предельная зольность мазутов 40 и 100 установлена 0,15, мазута 200—0,30%.

По содержанию серы мазуты разделяются на малосернистые (до 0,5%), сернистые (до 2,0%) и высокосернистые (до 3,5%). Предельная норма содержания серы может быть повышена до 4,3% для мазутов, вырабатываемых из арлан-чекмагушской, серноводской и бутурусланской нефти.

В ряде случаев в качестве котельного топлива используется низкокачественная сырая или обессоленная и отбензиненная нефть. Эти жидкие топлива резко отличаются от мазута по содержанию легких фракций, в связи с чем они требуют специально оборудованного мазутного хозяйства.

2-Б. ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО

2-17. Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей в виде водяных паров, смолы и пыли.

2-18. Состав газообразного топлива задается в процентах по объему, и все расчеты относятся к кубическому метру сухого газа при нормальных условиях (760 мм рт. ст. и 0 °C). Содержание примесей (водяных паров, смолы, пыли) выражается в г/м³ сухого газа.

2-19. Теплота сгорания газообразного топлива принимается по данным калориметрических определений. При отсутствии таких данных теплота сгорания 1 м³ газа при нормальных условиях подсчитывается по формуле смешения:

$$Q_{\text{сг}} = 0,01 [Q_{\text{H}_2\text{S}} \text{H}_2\text{S} + Q_{\text{CO}} \text{CO} + Q_{\text{H}_2} \text{H}_2 + \Sigma (Q_{\text{C}_m\text{H}_n} \text{C}_m\text{H}_n)], \text{ ккал/м}^3. \quad (2-10)$$

где $Q_{\text{H}_2\text{S}}$, Q_{CO} и т. д. — теплота сгорания отдельных газов, входящих в состав газообразного топлива (табл. 2-5), ккал/м³.

Таблица 2-5

Газы	Обозначение	Плотность ρ , кг/м³	Теплота сгорания низшей $Q_{\text{н}}$, ккал/м³
Водород	H ₂	0,090	2 579
Азот элементарный	N ₂	1,251	—
Азот воздуха (с примесью аргона)	N ₂	1,257	—
Кислород	O ₂	1,428	—
Оксид углерода	CO	1,250	3 018
Углекислый	CO ₂	1,964	—
Сернистый	SO ₂	2,858	—
Сероводород	H ₂ S	1,520	5 585
Метан	CH ₄	0,716	8 555
Этан	C ₂ H ₆	1,342	15 226
Пропан	C ₃ H ₈	1,967	21 795
Бутан	C ₄ H ₁₀	2,593	28 338
Пентан	C ₅ H ₁₂	3,218	34 890
Этилен	C ₂ H ₄	1,251	14 107
Пропилен	C ₃ H ₆	1,877	20 541
Бутилен	C ₄ H ₈	2,503	27 111
Бензол	C ₆ H ₆	3,485	33 528

Примечание: При подсчете $Q_{\text{н}}$ объем грамм-молекулы газа принят равным 22,41 л (как для идеального газа). Значения плотности газа даны при 0 °C и 760 мм рт. ст.

При содержании в топливе до 3% непредельных углеводородов неизвестного состава их принимают состоящими из этилена (C₂H₄); для газа коксовых печей $Q_{\text{н}}$ непредельных углеводородов неизвестного состава принимают равной 17 000 ккал/м³.

2-20. Различные газообразные топлива имеют следующие особенности.

Доменный газ перед поступлением к потребителю подвергается охлаждению и предварительной очистке от пыли в скрубберах или дезинтеграторах. Потребителю подается газ, насыщенный влагой и содержащий 0,1—1,0 (скрубберная очистка) или 0,01—0,3 г/м³ пыли (очистка в дезинтеграторах). В неочищенном доменном газе имеется 7—12 г/м³ пыли, а содержание углерода в пыли 3—5%. Доменный газ при выплавке ферросилиция содержит значительно большее

количество пыли, и при сухом способе очистки, рассчитанном на обычный газ, загрязненность его получается более высокой. Смола в доменном газе практически нет.

Газ коксовых печей, как правило, направляется потребителю после очистки от смолы, бензола, нафталина и аммиака («обратный газ»). Он содержит следы смолы, пыли и до 4 г/м³ бензола. Влагосодержание газа соответствует его насыщению при 25—35 °С. В неочищенном газе имеются 27—32 г/м³ бензола и следы смолы, нафталина и аммиака.

В природных газах, подаваемых потребителю, практически нет пыли, влагосодержание их зависит от способа обезвоживания до поступления в газопровод и на местах добычи может сильно колебаться. При подаче газа на дальние расстояния влага из него удаляется и влагосодержание его можно считать соответствующим насыщению при температуре и давлении в газопроводе; при применяющихся давлениях влагосодержанием можно пренебречь.

2-В. СМЕСИ ТОПЛИВ

2-21. При сжигании смеси двух твердых или жидких топлив, заданной массовыми долями (g' — массовая доля одного из топлив в смеси), теплоту сгорания 1 кг смеси подсчитывают по формуле

$$Q_{pH} = Q_{pH}' g' + Q_{pH}'' (1 - g'), \text{ ккал/кг.} \quad (2-11)$$

2-22. Если смесь задана в долях по тепловыделению каждого топлива (q' — доля одного из топлив), то для перехода к массовым долям используется формула

$$g' = \frac{q' Q_{pH}''}{q' Q_{pH}'' + (1 - q') Q_{pH}'}. \quad (2-12)$$

2-23. При сжигании смеси твердого или жидкого топлива с газообразным расчет для удобства условно ведется не на 1 кг сжигаемой смеси, а на 1 кг твердого или жидкого топлива с учетом количества газа, м³, приходящегося на 1 кг.

В этом случае условная теплота сгорания смеси топлив при x , м³, газа на 1 кг твердого или жидкого топлива подсчитывается по формуле

$$Q_{pH} = Q_{pH}' + x Q_{pH}'', \text{ ккал/кг,} \quad (2-13)$$

где Q_{pH}' и Q_{pH}'' — соответственно низшая теплота сгорания твердого (или жидкого) топлива, ккал/кг, и газа, ккал/м³.

Если смесь задана по долям тепловыделения каждого топлива (доля твердого или жидкого топлива в суммарном тепловыделении q' и доля газа $1 - q'$), то количество газа, приходящееся на 1 кг твердого или жидкого топлива, составляет:

$$x = \frac{1 - q'}{q'} \frac{Q_{pH}'}{Q_{pH}''}, \text{ м³/кг.} \quad (2-14)$$

2-Г. РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА

2-24. Для выбора расчетных характеристик топлива проектное задание должно содержать следующие:

для антрацита, каменных и бурых углей и сланцев — месторождение, марку и класс по размеру кусков;

для отходов обогащения углей — месторождение, марку обогащаемого угля и способ обогащения (сухое, мокрое);

для торфа — способ добычи (кусковой, фрезерный);

для древесного топлива — размеры кусков;

для древесных отходов — характер производства;

для мазута — марку и сернистость;

для искусственного газообразного топлива — вид газа, исходное топливо, способ получения и очистки; для природного газообразного топлива — газопровод или район добычи, характер месторождения (нефтегазовые скважины, чистогазовые скважины).

Ввиду того что содержание примесей в газообразном топливе, а также температура и давление при поступлении к потребителю подвержены значительным колебаниям, эти величины для конкретных случаев должны быть специально уточнены.

2-25. В табл. I и II приведены расчетные характеристики основных видов и марок потребляемых отечественной энергетикой топлив. Данные значения не могут рассматриваться как постоянные и твердо установленные нормативы. Это некоторые средние числа, характеризующие топливо, состав и качество которого изменяются в зависимости от места и времени добычи. Характеристики твердого топлива относятся, в основном, к рядовому необогащенному и негрохоченному топливу, за исключением грохоченых антрацитов Донбасса.

Помимо средних данных, в табл. I помещены основные характеристики W_p и A_p твердого топлива предельно пониженного качества, возможность более или менее длительного поступления которого следует учитывать при проектировании отдельных агрегатов или предприятий, а также указаны предельные значения содержания серы.

В приведенные в табл. I количества летучих веществ, определенные по ГОСТ, входят водяные пары, получающиеся при разложении гидратной воды. Горючие летучие, обуславливающие реакционную способность топлива, находятся по формуле:

$$V_{\text{испр}} = \frac{(V^c - W_{\text{вхлр}}) 100}{100 - (A^c + W_{\text{вхлр}})}, \%$$

где

$$W_{\text{вхлр}} = 0,1 A^c, \%; V^c = V_r \frac{100 - A_p - W_p}{100 - W_p}.$$

В качестве температурных характеристик золь приведены температуры плавокости t_1 , t_2 и t_3 и параметры, определяющие свойства расплавов золь, t_0 , μ_0 , $t_{0.1}$, $\mu_{0.1}$:

t_0 — температура начала истинно жидкого состояния t_0 , °С, определяется по графикам зависимости вязкости — температура как точка расхождения кривых, полученных при нагреве и охлаждении;

μ_0 — коэффициент динамической вязкости при температуре начала истинно жидкого состояния, (кгс·сек)/м².

$t_{0.1}$ — температура нормального жидкого шлакоудаления, °С, т. е. температура, до которой должен быть нагрет шлак при вытекании из летки;

$\mu_{0.1}$ — коэффициент динамической вязкости при этой температуре, (кгс·сек)/м².

¹ Истинно жидким называется такое состояние, при котором расплав подчиняется закону течения Ньютона.

При значениях $\mu_0 \leq 2 \text{ (кгс·сек)/м}^2$ $t_{н.т}$ принимается равной t_0 . При значениях $\mu_0 > 2 \text{ (кгс·сек)/м}^2$, что может быть у шлаков с высоким содержанием SiO_2 , $t_{н.т}$ принимают как температуру, при которой вязкость становится менее 2 (кгс·сек)/м^2 .

Данные t_0 , μ_0 , $t_{н.т}$ и $\mu_{н.т}$, приведенные в табл. 1, получены на основании исследования лабораторной золы топлива.

Химический состав золы твердых топлив в табл. 1 дан в расчете на бессульфатную массу. Такой условный расчет объясняется тем, что большая часть сульфатов, содержащихся в лабораторной золе, образуется вследствие связывания продуктов сгорания серы с окислами металлов. При сжигании топлива в топках сульфаты не образуются.

Характеристики расплазов и химического состава золы углей приведены на основании ограниченного количества данных, и поэтому их следует рассматривать как предварительные и подлежащие в дальнейшем корректировке.

2-26. При тепловом расчете серийных котельных агрегатов характеристики топлива принимаются по табл. I и II. Тепловые расчеты котельных агрегатов, предназначенных для конкретных объектов, при наличии обоснованных данных выполняются с учетом характерного для этого объекта топлива.

Изменения характеристики топлива в пределах, указанных в табл. 2-6, приводят к отклонению основных результатов теплового расчета агрегата в пределах точности расчета. Поэтому если заданные характеристики (отдельные или несколько одновременно) отклоняются от табличных или других значений, предварительно принятых для расчета данного агрегата, на величину, не превышающую указанные в табл. 2-6, то пересчет на топливо заданных характеристик не нужен.

2-27. При сжигании топлива, о котором нет данных в табл. I и II, его расчетные характеристики должны быть установлены на основании анализов проб, специально для этой цели отобранных по соответствующим инструкциям.

Таблица 2-6

Характеристика топлива	Обозначение	Допустимые отклонения для			
		топких углей и антрацитов	каменных углей	бурых углей	торфа
Влажность на рабочую массу, %	W_p	2	3	4	
Зольность на сухую массу, %	A^*	8	9	10	
Содержание на горючую массу, %:					
углерода	C^*	8	7	6	
водорода	H^*		0,8		
кислорода	O^*		2,5		
серы	S^*	Без ограничений			
Теплота сгорания низшая на горючую массу, ккал/кг	$Q_{н.г}$	240	210	180	

* Расчетная зольность не должна превышать значение $A^*_{\text{макс}}$, указанное в табл. 1.

Анализ проб топлива разделяется на следующие группы, расположенные в порядке убывания надежности их использования для характеристики товарного топлива:

- товарные пробы (расчетные, штабелевые, эксплуатационные);
- пластовые пробы из действующих забоев, штренов и пр.;
- пробы из разведочных выработок (шурфов, штолен и т. д.);
- буровые (керновые) пробы.

Принятые для установления расчетных характеристик топлива анализы должны отвечать следующим минимальным требованиям:

- теплота сгорания должна быть определена по калориметру;
- пределы колебаний теплоты сгорания горючей массы $Q_{г.г}$ или $Q_{н.г}$ разных партий топлива или за различные периоды времени не должны превышать 150—200 ккал/кг;
- при проверке соответствия заданного элементарного состава теплоте сгорания горючей массы, вычисленной по формуле Менделеева

$$Q_{г.г} = 81C^* + 246H^* - 26(O - S)^*, \text{ ккал/кг}, \quad (2-15)$$

расхождение с калориметрическим определением не должно превышать 150 ккал/кг для топлива зольностью $\leq 25\%$ и 200 ккал/кг — для топлив с $A^* > 25\%$. Эти расхождения при $A^* \leq 25\%$ могут быть как отрицательными, так и положительными, а при $A^* > 25\%$ результаты подсчета по формуле Менделеева должны быть выше, чем по калориметру.

Для сопоставления различных проб все данные по зольности и содержанию серы ($S_{об}$, $S_{ст}$, $S_{н.г}$) должны быть пересчитаны на сухую массу, а по элементарному составу, теплоте сгорания и выходу летучих — на горючую массу. В результате такого сопоставления должны быть определены расчетные характеристики топлива.

Содержание влаги рабочей (W_p) должно быть принято в основном по товарным и пластовым пробам (если имеется уверенность, что начальная влажность их была сохранена при разделке и пробы были герметично упакованы при доставке в лабораторию). При отсутствии такой уверенности расчетные величины W_p должны быть приняты по влагоемкости $W_{\text{макс}}$ (ГОСТ 8858-71).

Зольность A^* , содержание серы ($S^*_{об}$, $S^*_{ст}$, $S^*_{н.г}$) и температура плавления золы должны определяться в основном по товарным пробам.

Для получения остальных характеристик (C^* , H^* , N^* , O^* , $S^*_{об}$, $Q^*_{г.г}$, V^* , характеристики нелетучего остатка) могут быть учтены данные анализа проб всех четырех классов.

2-28. Для расчета котельного агрегата на топливо, характеристики которого помещены в табл. I, но заданные зольность или влажность отличаются от данных табл. I на величины, больше допустимых (табл. 2-6), расчетные характеристики топлива определяются по указаниям п. 2-06 и 2-07 путем пересчета табличных значений состава и теплоты сгорания (если только принятая расчетная характеристика зольности A^* не превышает величины $A^*_{\text{макс}}$, указанной в табл. I).

2-29. В тех случаях, когда расчетные характеристики топлива принимаются не по табл. I или II, они должны выбираться согласно рекомендациям специализированной организации.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАБОЧИХ ТЕЛ,
ИСПОЛЗУЕМЫЕ В ТЕПЛОВОМ РАСЧЕТЕ
КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

3-01. При определении теплоемкости газов объем газа принимается равным 22,41 м³ при 760 мм рт. ст. и 0 °С (по идеальному газу).

Теплоемкости воздуха и газов отнесены к 1 м³ при 0 °С и 760 мм рт. ст.

Значения теплоемкостей воздуха и газов, входящих в продукты сгорания, приведены в табл. III.

Теплоемкость влажного воздуха $c_{в.ж}$ вычислена при влагосодержании 10 г на 1 кг сухого воздуха и отнесена к 1 м³ сухого воздуха. При другом влагосодержании d , г/кг, теплоемкость воздуха находится по формуле

$$c_{в.ж} = c_{в.с} + 0,0016dc_{H_2O}, \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}), \quad (3-01)$$

где $c_{в.с}$ и c_{H_2O} — теплоемкость сухого воздуха и водяного пара.

3-02. Для продуктов сгорания, давление которых в котельных агрегатах близко к атмосферному, даны коэффициенты кинематической вязкости ν , м²/сек, а для пара и воды — коэффициенты динамической вязкости μ , (гс·сек)/м².

Коэффициент кинематической вязкости для пара и воды определяется по формуле

$$\nu = 9,81 \mu \rho, \text{ м}^2/\text{сек}, \quad (3-02)$$

где удельные объемы ν , м³/кг, принимаются по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара (табл. XXIII—XXVII).

3-03. Коэффициенты кинематической вязкости воздуха и дымовых газов среднего состава при давлении 760 мм рт. ст. и температуре от 0 до 2200 °С представлены в табл. IV.

Состав дымовых газов характеризуется объемными долями водяных паров и углекислого газа r_{H_2O} и r_{CO_2} , равными парциальным давлениям этих газов при общем давлении 1 кгс/см²; средний состав газов соответствует $r_{H_2O} = 0,11$ и $r_{CO_2} = 0,13$.

Отклонение коэффициентов кинематической вязкости продуктов полного сгорания, имеющих состав, отличный от среднего, обусловлено главным образом изменением содержания водяных паров.

На рис. 3-1 приводится множитель $M_\nu = \nu/\nu_s$, определяемый в зависимости от r_{H_2O} и температуры газов.

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов заданного состава подсчитывается по формуле

$$\nu = M_\nu \nu_s, \text{ м}^2/\text{сек}. \quad (3-03)$$

3-04. Коэффициенты динамической вязкости воды и водяного пара при давлении от 1 до 400 кгс/см² и температуре от 0 до 700 °С, а также на линии насыщения приведены в табл. V.

3-05. Коэффициенты теплопроводности воздуха и дымовых газов среднего состава ($r_{H_2O} = 0,11$, $r_{CO_2} = 0,13$) для температур 0—2200 °С представлены в табл. IV.

Теплопроводность продуктов полного сгорания, как и вязкость, зависит главным образом от содержания водяных паров. На рис. 3-1 приведен множитель $M_\lambda = \lambda/\lambda_s$, определяемый в зависимости от r_{H_2O} и температуры газов.

Коэффициент теплопроводности дымовых газов заданного состава вычисляется по формуле

$$\lambda = M_\lambda \lambda_s, \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}). \quad (3-04)$$

3-06. Коэффициенты теплопроводности воды и водяного пара для давлений от 1 до 400 кгс/см² и температуры от 0 до 700 °С, а также на линии насыщения представлены в табл. VI.

3-07. Критерий физических свойств

$$Pr = 3600 \frac{\nu c_p \rho}{\lambda}, \quad (3-05)$$

где c_p — истинная теплоемкость, ккал/(кг·°С);

ρ — плотность, кг/м³.

3-08. Значения критерия Pr для воздуха и дымовых газов среднего состава (объемные доли трехатомных газов $r_{H_2O} = 0,11$; $r_{CO_2} = 0,13$) при давлении 760 мм рт. ст. и температуре от 0 до 2200 °С даны в табл. IV.

На рис. 3-1 показан график зависимости множителя $M_{Pr} = Pr/Pr_s$ от объемной доли водяных паров r_{H_2O} . Для дымовых газов, состав которых отличается от среднего, критерий Pr определяется по формуле

$$Pr = Pr_s M_{Pr}. \quad (3-06)$$

3-09. Значения критерия Pr для воды и водяного пара для давлений от 1 до 400 кгс/см² и температур от 0 до 700 °С, а также на линии насыщения приведены в табл. VII.

3-10. Для котлов, работающих с наддувом при давлении, превышающем 1,05 кгс/см², коэффициент кинематической вязкости газов определяется по формуле

$$\nu_p = \frac{\nu}{p}, \text{ м}^2/\text{сек}, \quad (3-07)$$

где p — давление дымовых газов, кгс/см².

Теплоемкость, коэффициент теплопроводности и критерий физических свойств газов принимаются для давлений, которые могут возникнуть в газоходах котлов (в том числе и высоконапорных парогенераторов), не зависящих от давления.

3-11. Удельные объемы и энтальпии воды и водяного пара даны в табл. XXIII—XXVII.

3-12. Коэффициенты вязкости и теплопроводности, а также величины критерия Pr для газообразных топлив указаны в табл. VIII. Они могут также быть использованы для определения характеристик других, близких по составу смесей газов.

3-13. Теплоемкости рабочей массы твердого топлива рассчитываются по выражению

$$c_{т.ж} = \frac{W_p}{100} + c_{т.ж}^0 \frac{100 - W_p}{100}, \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}), \quad (3-08)$$

Теплоемкость сухой массы топлива $c_{т.ж}^0$, ккал/(кг·°С) принимается по данным табл. 3-1.

3-14. Теплоемкость мазута составляет

$$c_{т.ж} = 0,415 + 0,0006t, \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}), \quad (3-09)$$

где t — температура мазута, °С.

3-15. Теплоемкости газообразного топлива, отнесенная к 1 м³ сухого газа, определяется по формуле

$$c_{г.ж} = 0,01 (c_{H_2} H_2 + c_{CO} CO + c_{CH_4} CH_4 + c_{C_2H_6} C_2H_6 + \dots) + 0,00124 c_{H_2O} d_{г.ж}, \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}), \quad (3-10)$$

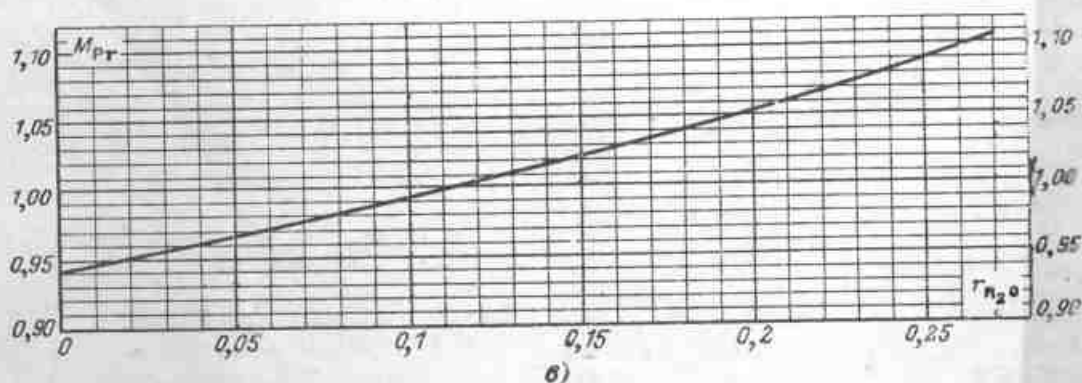
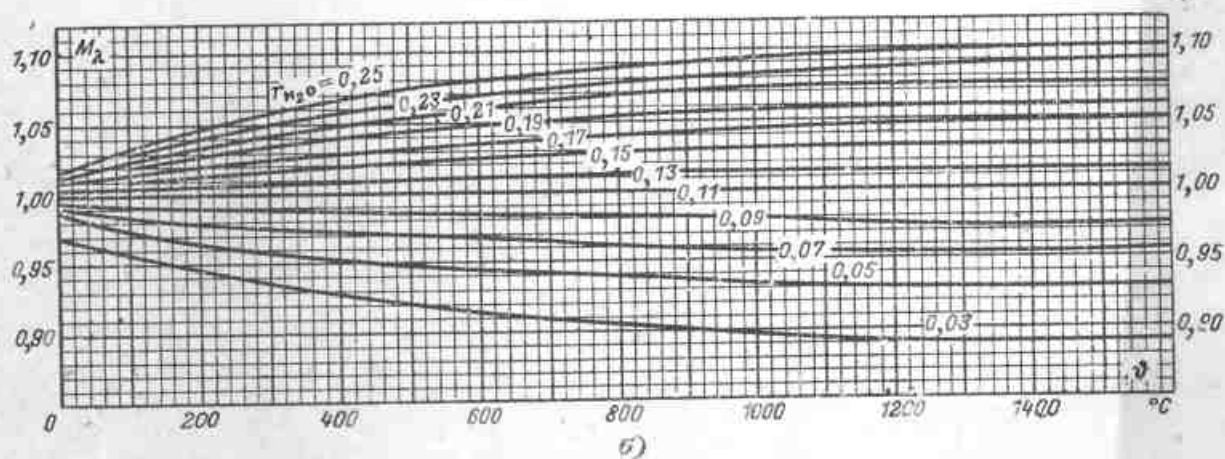
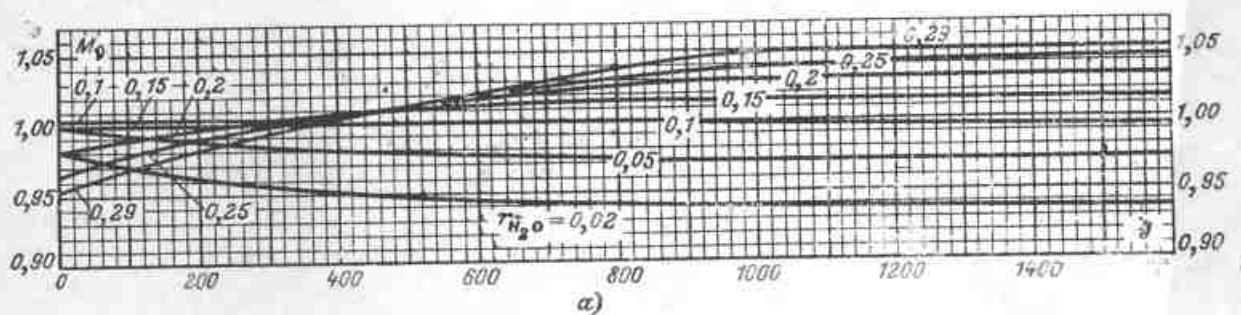


Рис. 3-1. Поправки для пересчета физических характеристик дымовых газов среднего состава.
а — M_ϕ ; б — M_λ ; в — M_{pr} .

Рис. 3-2. Зависимость коэффициентов вязкости мазутов от температуры.

Ф5 и Ф12 — мазуты флотский; 40, 100, 200 — тоночные мазуты; МП — топливо для мареновских печей; НС — стабилизированная нефть; О — вязкость мазута по ГОСТу 10585-63; Δ — вязкость стабилизированной нефти.

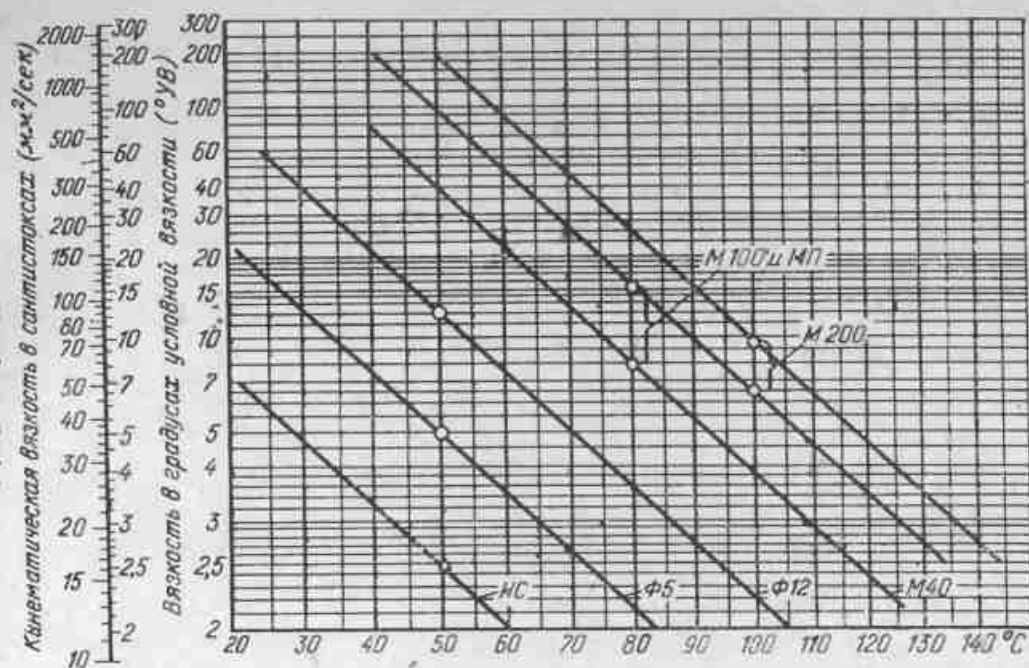


Таблица 3-1

Топливо	Температура, °С				
	0	100	200	300	400
Антрациты и тощие угли	0,22	0,23	0,25	0,27	0,28
Каменный уголь . . .	0,23	0,26	0,30	0,34	—
Бурый уголь	0,26	0,30	0,35	—	—
Сланцы	0,25	0,27	0,31	—	—
Фрезерный торф . . .	0,31	0,36	0,43	—	—

Теплоемкости негорючих составляющих приведены в табл. III, горючих — в табл. IX.

3-16. Средняя теплоемкость золы твердых топлив от 0 до t , °С, дана в табл. 3-2.

3-17. Вязкость мазутов и нефти, коэффициенты теплопроводности мазутов, а также температура вспышки и застывания указаны в табл. X. Зависимость коэффициента вязкости от температуры показана на рис. 3-2.

Таблица 3-2

t , °С	$c_{\text{эл}}$, ккал/(кг·°С)	t , °С	$c_{\text{эл}}$, ккал/(кг·°С)
100	0,193	1100	0,238
200	0,202	1200	0,24
300	0,210	1300	0,25
400	0,215	1400	0,27
500	0,219	1500	0,28
600	0,223	1600	0,28
700	0,226	1700	0,29
800	0,229	1800	0,29
900	0,232	1900	0,30
1000	0,235	2000	0,30

Примечания: 1. Значения теплоемкости при высоких температурах даны с учетом теплоты перехода из твердого в жидкое состояние.

2. Значения теплоемкости при $t > 1600$ °С определены приближенно, экстраполяцией опытных данных.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ОБЪЕМЫ И ЭНТАЛЬПИИ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

4-А. РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ И ЭНТАЛЬПИИ

4-01. Все объемы и энтальпии воздуха и продуктов сгорания рассчитываются на 1 кг твердого, жидкого или на 1 м³ сухого газообразного топлива при нормальных условиях. При разомкнутой схеме пылеприготовления расчеты ведутся на 1 кг подсушенного топлива, при полуразомкнутой — согласно п. 4-13.

Объемы воздуха и газов в данной книге выражены в м³ при 0°С и 760 мм рт. ст.

Потери тепла от механического недожога q_4 учитываются при определении расчетного расхода топлива:

$$B_p = \frac{100 - q_4}{100} B, \text{ кг/ч.} \quad (4-01)$$

где B — полный расход топлива из котельный агрегат, кг/ч.

Все формулы даны применительно к случаю отсутствия химической неполноты сгорания топлива q_3 , но с достаточной для расчетов точностью могут использоваться и при незначительной химической неполноте

горения, соответствующей указанным в гл. 5 значениям. Состав твердого и жидкого топлива в формулах выражен в процентах по массе, а газообразного — по объему.

Объем 1 моля при нормальных условиях для всех газов принимался равным 22,4 л³ (как для идеального газа). При вычислении энтальпий ошибка от разницы объемов молей реального и идеального газов не вносится, так как теплоемкости газов отнесены к тому же объему моля (п. 3-01).

4-02. Объемы и массу воздуха и продуктов сгорания при сжигании твердых и жидких топлив определяют по приведенным ниже формулам.

Теоретическое количество сухого воздуха, необходимого для полного сгорания топлива (коэффициент избытка воздуха $\alpha=1$):

$$V^0 = 0,0889(C^p + 0,375S^{p_{оп+н}}) + 0,265H^p - 0,0333O^p, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (4-02)$$

$$L^0 = 0,115(C^p + 0,375S^{p_{оп+н}}) + 0,342H^p - 0,0431O^p, \text{ кг/кг}. \quad (4-03)$$

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

теоретический объем азота

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8 \frac{N^p}{100}, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (4-04)$$

объем трехатомных газов

$$V_{RO_2}^0 = 1,865 \frac{C^p + 0,375S^{p_{оп+н}}}{100}, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (4-05)$$

теоретический объем водяных паров

$$V_{H_2O}^0 = 0,111H^p + 0,0124W^p + 0,0161V^0, \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (4-06)$$

При наличии парового дутья или парового распыливания мазута при расходе пара G_p , кг/кг, в величину $V_{H_2O}^0$ включается член $1,24G_p$.

При избытке воздуха $\alpha > 1$ расчет ведется по следующим формулам:

объем водяных паров

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V^0, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (4-07)$$

объем дымовых газов

$$V_g = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1)V^0, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (4-08)$$

объемные доли трехатомных газов, равные парциальным давлениям газов при общем давлении 1 кгс/см²,

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_g}; \quad (4-09)$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_g}; \quad (4-10)$$

безразмерная концентрация золы в дымовых газах

$$P_{зг} = \frac{A^{p_{зг}}}{100G_g}, \text{ кг/кг}, \quad (4-11)$$

где $a_{зг}$ — доля золы топлива, уносимой газами, определяется по табл. XVII—XIX, XXI;

масса дымовых газов

$$G_g = 1 + \frac{A^p}{100} + 1,306\alpha V^0, \text{ кг/кг}. \quad (4-12)$$

При наличии парового дутья или парового распыливания мазута к величине G_g добавляется член G_p . Особенности расчета при сжигании сланцев указаны в п. 4-11.

4-03. Объемы и масса воздуха и продуктов сгорания при сжигании 1 м³ сухого газообразного топлива определяются по следующим формулам:

теоретическое количество воздуха

$$V^0 = 0,0476 \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \right. \\ \left. + \Sigma \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n^* - O_2 \right], \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad (4-13)$$

теоретический объем азота

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + \frac{N_2}{100}, \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad (4-14)$$

объем трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 0,01 [CO_2 + CO + H_2S + \Sigma m C_m H_n^*], \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad (4-15)$$

теоретический объем водяных паров

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left[H_2S + H_2 + \Sigma \frac{n}{2} C_m H_n^* + 0,124d_{г.тг} \right] + \\ + 0,0161V^0, \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (4-16)$$

где $d_{г.тг}$ — влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа, г/м³.

Объемы и объемные доли газов при $\alpha > 1$ рассчитываются по формулам (4-07)–(4-10).

Плотность сухого газа при нормальных условиях

$$\rho_{г.тг}^0 = 0,01 [1,96CO_2 + 1,52H_2S + 1,25N_2 + 1,43O_2 + \\ + 1,25CO + 0,0899H_2 + \\ + \Sigma (0,536m + 0,045n) C_m H_n^*], \text{ кг/м}^3; \quad (4-17)$$

Масса дымовых газов

$$G_g = \rho_{г.тг}^0 + \frac{d_{г.тг}}{1000} + 1,306\alpha V^0, \text{ кг/м}^3. \quad (4-18)$$

4-04. В формулах для определения объема водяных паров (4-06), (4-07) и (4-16) влагосодержание воздуха d принято равным 10 г на 1 кг сухого воздуха. Если по заданию влагосодержание воздуха существенно отличается от указанного, то объем водяных паров, вычисленный по этим формулам, следует изменить на величину

$$\Delta V_{H_2O} = 0,0016\alpha V^0 (d - 10), \text{ м}^3/\text{кг} \text{ или } \text{м}^3/\text{м}^3, \quad (4-19)$$

а массу дымовых газов на величину

$$\Delta G_g = 0,0013\alpha V^0 (d - 10), \text{ кг/кг} \text{ или } \text{кг/м}^3. \quad (4-20)$$

4-05. Особенности расчета объемов при рециркуляции газов в котельном агрегате указаны в п. 4-10.

* Содержащиеся в топливе в небольшом количестве (до 3%) непредельные углеводороды неизвестного состава принимаются состоящими из C_2H_4 .

4-06. Энтальпия дымовых газов на 1 кг или на 1 м³ топлива подсчитывается по формуле

$$I = I_0 + (\alpha - 1)I_0^*, \text{ ккал/кг или ккал/м}^3. \quad (4-21)$$

Энтальпия газов при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$ и температуре газов θ , °C:

$$I_0 = V_{\text{RO}_2} (c\theta)_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2} (c\theta)_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} (c\theta)_{\text{H}_2\text{O}}, \text{ ккал/кг или ккал/м}^3. \quad (4-22)$$

Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при нормальных условиях:

$$I_0^* = V_0^* (c\theta)_0, \text{ ккал/кг или ккал/м}^3. \quad (4-23)$$

Теоретические объемы сухого воздуха V_0^* и газов V_{RO_2} , V_{N_2} и $V_{\text{H}_2\text{O}}$ вычисляются по формулам п. 4-02 для твердого и жидкого и п. 4-03 — для газообразного топлива.

Энтальпия 1 м³ влажного воздуха $(c\theta)_0$, углекислого газа $(c\theta)_{\text{CO}_2}$, азота $(c\theta)_{\text{N}_2}$ и водяных паров $(c\theta)_{\text{H}_2\text{O}}$ определяется по табл. XIII.

4-07. К энтальпии дымовых газов следует добавлять энтальпию золы, подсчитываемую по формуле

$$I_{\text{эл}} = (c\theta)_{\text{эл}} \frac{A^p}{100} a_{\text{эл}}, \text{ ккал/кг}, \quad (4-24)$$

где $(c\theta)_{\text{эл}}$ — энтальпия 1 кг золы, найденная по табл. XIII, ккал/кг;

$a_{\text{эл}}$ — доля золы топлива, уносимой газами, принимается по табл. XVII—XIX, XXI.

При наличии встроенных золоуловителей следует учитывать уменьшение содержания золы в дымовых газах для расположенных за золоуловителем поверхностей нагрева, к. п. л. встроенных золоуловителей принимаются при этом равными 0,4 — для жалюзийных, 0,75 — для батарейных циклонов и сопловых.

При приведенной величине уноса золы из точки

$$\frac{10^3 a_{\text{эл}} A^p}{Q_{\text{эл}}} \leq 6$$

значением энтальпии золы можно пренебречь.

4-08. Для типовых топлив, характеристики которых приведены в табл. I и II, объемы и энтальпии воздуха и дымовых газов при $\alpha = 1$ представлены в табл. XI—XV.

4-09. Расчет объемов и энтальпии рекомендуется вести согласно табл. 4-1 и 4-2.

При составлении I-й таблицы рекомендуется для каждого значения коэффициента избытка воздуха определять величину I в пределах, немного превышающих реально возможные температуры в газоходах. Около величин I целесообразно помещать величину ΔI — раз-

Таблица 4-1

Объемы газов, объемные доли трехатомных газов, концентрация золы

Величины	Размерность	α	$\alpha - 1$	$\alpha - 1$	$\alpha - 1$	$\alpha - 1$
		газоходы				
Средние значения коэффициента α в газоходах	—	—	—	—	—	—
$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 (\alpha - 1) V_0^*$	м ³ /кг	—	—	—	—	—
$V_{\text{r}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) V_0^*$	—	—	—	—	—	—
$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_{\text{r}}}$	—	—	—	—	—	—
$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{r}}}$	—	—	—	—	—	—
$r_{\alpha} = r_{\text{RO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}}$	—	—	—	—	—	—
$\mu_{\text{эл}} = \frac{A^p a_{\text{эл}}}{100 G_{\text{r}}}$	кг/кг	—	—	—	—	—
$(A^p, \%)$	—	—	—	—	—	—

ность двух соседних по вертикали значений I при одном значении α .

4-10. Рециркуляция газов в расчетах объемов и энтальпии продуктов сгорания учитывается на тракте от места ввода рециркулирующих газов в котельный агрегат до места их отбора.

Коэффициент рециркуляции:

$$r = \frac{V_{\text{рп}}}{V_{\text{г.отб}}}, \quad (4-25)$$

где $V_{\text{рп}}$ и $V_{\text{г.отб}}$ — объемы газов, отбираемых на рециркуляцию и в сечении газохода за местом отбора, м³/кг.

Объем газов в промежуточной точке тракта от места возврата до места отбора:

$$V_{\text{г.п}} = V_{\text{г}} + r V_{\text{г.отб}}, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (4-26)$$

где $V_{\text{г}}$ — объем газов в данной точке тракта без учета рециркуляции, м³/кг.

Энтальпия газов в месте возврата рециркулирующих газов после смешения:

$$I_{\text{г.рп}} = I_{\text{г}} + r I_{\text{г.отб}}, \text{ ккал/кг}, \quad (4-27)$$

Энтальпия продуктов сгорания (I-й таблица)

Таблица 4-2

θ , °C	I_0 , ккал/кг	I_0^* , ккал/кг	$(c\theta)_{\text{эл}}$, ккал/(кг·°C)	$I_{\text{эл}} = (c\theta)_{\text{эл}} \frac{A^p}{100} a_{\text{эл}}$, ккал/кг	$I = I_0 + (\alpha - 1) I_0^* + I_{\text{эл}}$, ккал/кг			
					α_1		α_2	
					I	ΔI	I	ΔI

Примечание. Значения α по газоходам.

