

Л 55 ✓
902 792

Н. Б. ЛИБЕРМАН
М. Т. НЯНКОВСКАЯ

СПРАВОЧНИК
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК
СИСТЕМ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ



ЛИБЕРМАН Н. Б.
НЯНКОВСКАЯ М. Т.

СПРАВОЧНИК

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК
СИСТЕМ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

(Общие вопросы проектирования
и основное оборудование)



МОСКВА
«ЭНЕРГИЯ»
1979

III 902792

~~ББК 61.001~~

Л 55

УДК 697.32.001.2(03)

Либерман Н. Б., Нянковская М. Т.

Л 55 Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения: (Общие вопросы проектирования и основное оборудование).— М.: Энергия, 1979.—224 с. с ил.

В пер.: 1 р. 80 к.

Справочник содержит основные технологические нормы проектирования тепломеханической части котельных установок и рекомендации по проектированию их отдельных узлов. Изложены порядок выполнения проектов, их содержание и объем. Приведены сведения об основных типах котлоагрегатов и топочных устройств, даны рекомендации по их выбору.

Книга рассчитана на специалистов, работающих в области проектирования тепломеханической части котельных установок и комплексного проектирования промышленных предприятий.

Л $\frac{30303-300}{051(01)-79}$ 13-79. 2303030000

ББК 31.38

6П.2.22

**НАТАН БОРИСОВИЧ ЛИБЕРМАН
МИННА ТЕОДОРОВНА НЯНКОВСКАЯ**

Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения (Общие вопросы проектирования и основное оборудование)

Редактор Н. Б. Эскин

Редактор издательства А. А. Кузнецов

Переплет художника В. И. Карпова

Художественный редактор Д. И. Чернышев

Технический редактор Н. Н. Хотулева

Корректор И. А. Володьева

ИБ 1274

Сдано в набор 20.10.78 Подписано в печать 21.05.79 Т-08996 Формат 70×100^{1/16}
Бумага машинописанная Гарн. шрифта литературная Печать высокая
Усл. печ. л. 18,2 Уч.-изд. л. 22,96 Тираж 25 000 экз. Заказ 870
Цена 1 р. 80 к.

Издательство «Энергия», 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	4	6-2. Экономические и режимные показатели	68
Раздел первый. Производство тепловой энергии	5	Раздел седьмой. Энергетическое топливо	70
1-1. Основные направления развития теплоснабжения СССР	5	7-1. Классификация топлива	70
1-2. Выбор систем теплоснабжения	7	7-2. Твердое топливо	71
1-3. Основные направления формирования топливно-энергетического баланса и условия топливоснабжения котельных	13	7-3. Жидкое и газообразное топливо	74
Раздел второй. Тепловое потребление. Системы и источники централизованного теплоснабжения	16	7-4. Расчетные характеристики топлива	75
2-1. Потребители тепла и тепловые нагрузки	16	Раздел восьмой. Топочные устройства	77
2-2. Классификация и принципиальные схемы систем теплоснабжения	22	8-1. Общие положения по выбору топочных устройств	77
2-3. Классификация и принципиальные схемы источников теплоснабжения	27	8-2. Механические топки слоевого сжигания	80
2-4. Оптимальные мощности систем централизованного теплоснабжения	31	8-3. Специальные топочные устройства	96
Раздел третий. Основные положения проектирования котельных установок	35	8-4. Камерные топки для сжигания твердого топлива	98
3-1. Общие положения	35	8-5. Камерные топки для сжигания газа и мазута	107
3-2. Технические и экономические требования к котельным установкам	38	Раздел девятый. Котлоагрегаты	124
3-3. Определение вида топлива для котельных установок	39	9-1. Основные определения. Типоразмеры и параметры котлоагрегатов	124
Раздел четвертый. Порядок выполнения проектов	40	9-2. Котлоагрегаты паровые малой производительности	127
4-1. Стадии проектирования и задание на проектирование	40	9-3. Котлоагрегаты паровые средней производительности	136
4-2. Объем и содержание проектной документации	42	9-4. Котлоагрегаты водогрейные и пароводогрейные	151
4-3. Согласование и утверждение проектов и смет	53	9-5. Элементы поверхностей нагрева котлоагрегатов	171
Раздел пятый. Тепловая мощность и технологическая структура котельных	54	9-6. Условия поставки и заказа паровых и водогрейных котлоагрегатов	180
5-1. Тепловая мощность котельных	54	Раздел десятый. Тепловой расчет котлоагрегата	181
5-2. Выбор типа и мощности котлоагрегатов	54	10-1. Общие положения	181
5-3. Технологическая структура котельных	57	10-2. Объемы и энтальпии воздуха и продуктов сгорания	182
Раздел шестой. Энергетические и экономические показатели котельных	62	10-3. Тепловая эффективность котлоагрегата и определение расхода топлива	185
6-1. Энергетические показатели	62	10-4. Тепловой расчет топочной камеры	187
		10-5. Расчет теплообмена в поверхностях нагрева	194
		10-6. Краткие указания к выполнению поверочного теплового расчета	216
		Раздел одиннадцатый. Очистка поверхностей нагрева котлоагрегатов от загрязнений	217
		11-1. Общие положения	217
		11-2. Обдувочные и обмывочные устройства	217
		11-3. Установки дробевой очистки	219
		Список литературы	222

ПРЕДИСЛОВИЕ

Централизованное теплоснабжение промышленности и жилищно-коммунального хозяйства от котельных в настоящее время и на перспективу является, наряду с теплофикацией, одним из основных направлений развития теплоснабжения в СССР.

Последнее десятилетие характеризуется техническим прогрессом в области котельных установок, освоением новых видов котельно-топочного и вспомогательного оборудования.

Развитие котлостроения для котельных осуществляется в направлении создания паровых котлоагрегатов низкого давления производительностью до 100 т/ч и среднего давления — до 150 т/ч, а также водогрейных котлоагрегатов теплопроизводительностью до 180 Гкал/ч, газомазутных и угольных.

Совершенствование топочного оборудования направлено на создание универсального оборудования для сжигания широкой гаммы твердых топлив и высокоэкономичных газомазутных горелочных устройств.

Наблюдающийся в теплоэнергетике переход на внедрение блочного оборудования и оборудования повышенной заводской готовности постепенно распространяется и на котельные централизованного теплоснабжения.

Повышение нижней границы эффективности применения комбинированной схемы энергоснабжения и соответствующее расширение диапазона тепловых нагрузок для раздельной схемы связано с укрупнением тепловой мощности котельных и относительным повышением технико-экономических показателей систем теплоснабжения. В связи с этим к проектным решениям по котельным централизованных систем теплоснабжения предъявляются повышенные требования в части экономичности и современного технического уровня. Между тем при разработке проектов котельных многочисленными проектными организациями до сих пор встречается подход к их проектированию как к решению локальной задачи, без учета требований схем теплоснабжения по выбору источников тепла.

Указанное вызвало необходимость в создании специального справочника по проектированию котельных установок централизованных систем теплоснабжения.

Справочник посвящен вопросам проектирования тепломеханической части котельных установок мощностью от 25 до 600 Гкал/ч, рассматривает общие вопросы проектирования котельных и их основное оборудование. При этом нашли отражение: основные направления в развитии централизованного теплоснабжения, условия теплоснабжения котельных, выбор систем теплоснабжения и их оптимальных мощностей; порядок проектирования котельных, состав и объем проектно-сметной документации.

Кроме того, приводятся справочные сведения и рекомендации по выбору и поверочным расчетам котельно-топочного оборудования. Отдельный раздел посвящен тепловому расчету котлоагрегатов. Сведения об оборудовании, выпускаемом промышленностью, приведены по состоянию на 1 января 1978 г.

В составлении справочника, кроме авторов, принимали участие: Ю. Д. Бородин и А. Г. Вигдорчик (§ 1-3); Ю. Ф. Самойлов (раздел 10); § 1-2 и 2-4 написаны Б. К. Козловым и Н. Б. Либерманом; § 3-3 написан авторами совместно с Ю. Д. Бородиным и А. Г. Вигдорчиком. В § 2-2 использован материал, предоставленный Н. К. Грозовым. Разделы 1—9 (за исключением указанных выше параграфов) и раздел 11 написаны авторами совместно.

Авторы

Раздел первый

ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

1-1. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СССР

Потребление тепловой энергии по СССР для периода 1970—1980 гг. по промышленности, жилищно-коммунальному хозяйству и сельскому хозяйству приводится в табл. 1-1.

Направление развития теплоснабжения отраслей народного хозяйства до 1980 г. определено в решении Научно-технического совета Министерства энергетики и электрификации СССР, рассмотревшего технико-экономические исследования по развитию теплоснабжения СССР в период 1971—1980 гг., выполненные институтом ВНИПИ-энергопром [32, 43].

При составлении общей схемы теплоснабжения народного хозяйства на 1976—1980 годы приняты дальнейшее экономиче-ски обоснованное развитие теплофикации на базе мощных паротурбинных ТЭЦ на органическом топливе как основное направление централизованного теплоснабжения; централизация теплоснабжения городов и промышленных узлов с ограниченными тепловыми нагрузками — от районных отопительных и промышленных котельных, ис-

пользуемых в перспективе в системе теплофикации; вывод из эксплуатации мелких неэкономичных ТЭЦ и котельных.

Значительные расходы органического топлива на теплоснабжение определили перспективу использования ядерного топлива для целей централизованного теплоснабжения от атомных ТЭЦ и котельных. В десятой пятилетке предусматривается организация подготовительных работ по внедрению ядерных источников в теплофикацию, в том числе разработка оптимального оборудования для атомных котельных.

Централизация теплоснабжения обеспечивает повышение его качества, экономию топлива и трудовых ресурсов, снижение загрязнения окружающей среды. (Суммарный выброс в атмосферу вредных веществ за счет теплофикации и централизации теплоснабжения снижается примерно на 15%). Строительство значительного числа промышленных комплексов и развитие жилищно-коммунального хозяйства городов, для которых экономически оправданной оказывается раздельная схема энергоснабжения с оптимальной степенью централизации теплоснабжения, обуславливают распространение в качестве источников теплоснабжения крупных промышленных и

Таблица 1-1

Теплопотребление по СССР
(по годовому расходу тепла, млн. Гкал) [23]

Потребитель тепла	Годы			Потребитель тепла	Годы		
	1970	1975	1980		1970	1975	1980
Города и поселки городского типа . .	1657	2215	2840	Сельские районы . .	460	550	650
В том числе:				В том числе:			
промышленность	1109	1517	1960	сельскохозяйственное производство	104	140	200
жилищно-коммунальное хозяйство	548	698	880	коммунально-бытовые нужды	356	410	450
				Всего	2117	2765	3490

Структура источников теплоснабжения по СССР [23]

Источники тепла	Количество вырабатываемого тепла					
	млн. Гкал			%		
	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
Теплоэлектроцентралы	673	1034	1385	31,8	37,4	39,7
Районные котельные	66	146	216	3,1	5,3	6,2
Промышленные котельные	525	696	905	24,8	25,2	25,9
Квартальные котельные	143	138	142	6,8	5,0	4,1
Местные источники тепла	208	137	100	9,8	4,9	2,9
Вторичные энергоресурсы	37	55	77	1,8	2,0	2,2
Прочие источники	5	9	15	0,2	0,3	0,4
Итого по городам и поселкам городского типа	1657	2215	2840	78,3	80,1	81,4
Источники теплоснабжения сельских районов	460	550	650	21,7	19,9	18,6
Всего	2117	2765	3490	100	100	100

районных отопительных котельных. Концентрация теплоснабжения определяет изменение структуры источников тепла с увеличением доли централизованного отпуска тепла. При этом существует сейчас и останется в дальнейшем значительное количество городов и поселков городского типа с тепловой нагрузкой менее 500 Гкал/ч и со средней расчетной тепловой нагрузкой одного города менее 50 Гкал/ч, теплоснабжение которых на базе крупных источников теплоснабжения не может быть осуществлено и потребует строительства квартальных, групповых и промышленных котельных с максимальным их укрупнением.

Структура обеспечения тепловых нагрузок по СССР различными источниками теплоснабжения в период 1970—1980 гг. приведена в табл. 1-2. Из данных таблицы видно, что, несмотря на прирост к 1980 г. тепловых нагрузок, покрываемых от ТЭЦ (более 100% к уровню 1970 г.), значительно увеличивается теплоснабжение от районных и промышленных котельных по отношению к уровню 1970 г.: для районных котельных в 3,3 раза, для промышленных — в 1,7 раза, за счет снижения доли теплоснабжения от децентрализованных источников.

Таким образом, если к системам централизованного теплоснабжения отнести ТЭЦ, районные, промышленные и квартальные котельные, то удельный вес централизованного теплоснабжения в общем теплоснабжении городов и поселков городского типа, равный в 1975 г. 72,9%, к 1980 г. составит 75,9% (в общем теплоснабжении СССР — соответственно 58,3 и 61,5%).

Доля отпуска тепла на нужды промышленности от систем централизованного теплоснабжения растет и опережает рост сум-

марного теплоснабжения. Темпы роста централизованного теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства более значительны, однако пока еще недостаточны для ликвидации многочисленных источников тепла децентрализованных систем теплоснабжения. Повышение нормы расхода тепла на горячее водоснабжение и развитие сети культурно-бытового обслуживания увеличивает удельный расход тепла жилищно-коммунальным хозяйством городов с 4 Гкал/(чел-год) в 1970 г. до 5 Гкал/(чел-год) в 1980 г.

Наиболее эффективным методом централизованного теплоснабжения является теплофикация, получившая наибольшее распространение в области промышленного теплоснабжения. Наряду с развитием теплофикации продолжает увеличиваться доля котельных в обеспечении тепловой энергией городов и поселков городского типа. Это объясняется тем, что централизация теплоснабжения всегда экономически целесообразна: в промышленности в пределах одного или группы рядом расположенных предприятий; в жилищно-коммунальном хозяйстве при высокой плотности городской застройки, в то время как целесообразность теплофикации может быть оправдана только высокой степенью концентрации и большими значениями тепловых нагрузок, позволяющими сооружать ТЭЦ повышенной мощности, что вызвано большими капитальными вложениями в строительство ТЭЦ и магистральных тепловых сетей, а также повышенной экономичностью крупных районных котельных и КЭС. Дополнительным условием экономичности сооружения ТЭЦ является наличие подготовленной тепловой нагрузки.

Выработка тепла котельными различной теплопроизводительности

Источник тепла	Количество тепла, млн. Гкал			Динамика роста*	
	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1970 г. к 1965 г.	1975 г. к 1970 г.
Общая выработка тепла котельными	503,5	709,6	972	1,4	1,37
В том числе:					
централизованными теплопроизводительностью 50 Гкал/ч и выше . .	44,0	139,1	283,3	3,2	2,0
централизованными теплопроизводительностью менее 50 Гкал/ч и индивидуальными . . .	459,5	570,5	688,7	1,24	1,2

* В относительных единицах.

Изменение структуры котельных характерно повышением доли крупных котельных централизованного теплоснабжения (табл. 1-3).

В современных условиях централизованного теплоснабжения строительство ТЭЦ тепловой мощностью менее 500—600 Гкал/ч в европейской части страны и менее 900—1000 Гкал/ч в Восточной Сибири и в Южных районах, как правило, экономически не оправдано, что соответственно расширяет зону раздельного энергоснабжения при централизации теплоснабжения от районных отопительных котельных, являющихся основным источником тепла. Районные котельные сооружаются в центрах теплопотребления как опережающие источники тепла до ввода ТЭЦ на подготовленную тепловую нагрузку с использованием их в дальнейшем как пиковых. Районные котельные сооружаются с целью осуществления схем централизации теплоснабжения в условиях существующей застройки с децентрализованными источниками тепла.

Основные технические направления развития котельных, принятые на период 1971—1980 гг., по технико-экономическим исследованиям, выполненным ВНИПИэнергоспромом [32, 40, 43]:

укрупнение котельных, в особенности угольных, при теплопроизводительности отопительных котельных до 300—600 Гкал/ч;

укрупнение единичной мощности котлоагрегатов отопительных котельных (применение водогрейных котлоагрегатов КВ-ГМ и КВ-ТК — газомазутных и пылеугольных теплопроизводительностью 50, 100 и 180 Гкал/ч);

развитие и укрупнение промышленно-отопительных котельных на базе применения паровых котлоагрегатов паропроизводительностью 25, 50, 100 и 150 т/ч, а также пароводогрейных котлоагрегатов;

совершенствование технологических процессов с заменой пара горячей водой.

1-2. ВЫБОР СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время применяются три системы теплоснабжения: теплофикация, централизованное и децентрализованное теплоснабжение от котельных.

Теплофикация — централизованное теплоснабжение от ТЭЦ на базе комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

Централизованное теплоснабжение от котельных — теплоснабжение от крупных районных отопительных и промышленно-отопительных котельных, промышленных и квартальных котельных производительностью 20 Гкал/ч и более.

Децентрализованное теплоснабжение — теплоснабжение от мелких квартальных и групповых котельных производительностью до 20 Гкал/ч, промышленных котельных одного предприятия, домовых котельных и отопительных печей.

Приципиальная особенность систем теплоснабжения состоит в том, что они производят и распределяют преобразованные виды тепловой энергии — пар и горячую воду и включают в себя трубопроводные связи (тепловые сети), потребителей тепла и теплогенерирующие установки (источники тепла); отличаются ограниченным радиусом теплоснабжения при массовом применении. Особенность теплофикационных систем заключается в том, что они формируются для обеспечения теплоснабжения, а входящие в них ТЭЦ являются одновременно элементом электроэнергетических систем и выполняют функции электроснабжения. Для децентрализованных си-

стем характерны короткие трубопроводные связи между источниками теплоснабжения и потребителями тепла или теплоснабжение от источника тепла, расположенного непосредственно у потребителя.

Каждая из систем теплоснабжения имеет свою оптимальную область применения. При выборе систем теплоснабжения городов и промышленных различных системы должны сочетаться в пропорциях, обеспечивающих наибольшую технико-экономическую эффективность теплоснабжения.

При выборе системы теплоснабжения от котельных задача заключается в определении экономически целесообразных границ централизации путем сравнения вариантов теплоснабжения: децентрализованного и централизованного от районных котельных, централизованного от районных котельных и теплофикации.

Основные параметры, обуславливающие выбор систем и границы целесообразной централизации теплоснабжения: для городской отопительной (жилищно-коммунальной) нагрузки — величина теплопотребления и плотность тепловой нагрузки q , Гкал/(ч·га); для промышленно-отопительной нагрузки — коэффициент тепловой технологической нагрузки $\gamma_{тех}$ — доля технологической нагрузки в общем теплопотреблении.

Плотность тепловой нагрузки для застроенной территории зависит от этажности застройки, типа домов и принятых в них условий комфорта. Коэффициент тепловой технологической нагрузки зависит от количества, мощности, характера производства и теплоемкости промышленных предприятий.

При выборе систем теплоснабжения основным критерием является показатель сравнительной экономической эффективности капитальных вложений — минимум приведенных затрат на производство, транспорт и потребление тепла, позволяющий определить зоны применения вариантов теплоснабжения [20].

Каждый вариант рассматриваемых систем относится к одному теплоснабжаемому району или его зоне. Сравнимые варианты должны обеспечивать энергетическую и экономическую сопоставимость.

Условия энергетической сопоставимости. Взаимозаменяемость вариантов при одинаковом энергетическом эффекте, т. е. удовлетворение потребителей одним и тем же количеством энергии, одного и того же качества и одинаковое участие сравниваемых вариантов в балансе мощностей энергосистемы. При этом установленная мощность и выработка энергии источниками тепла различны за счет особенностей их технических и режимных характеристик. Каждый вариант рассматривается при оптимальных для него параметрах.

Условия экономической сопоставимости. Определение капиталь-

ных вложений и ежегодных издержек производства всех вариантов для одного и того же уровня цен при равной достоверности исходных материалов. Стоимость топлива при этом определяется по замыкающим затратам [46].

Приведенные затраты $З_i$, тыс. руб., по варианту i определяются по следующей формуле:

$$З_i = S_i + E_n K_i, \quad (1-1)$$

где S_i — суммарные ежегодные издержки производства по варианту i ; K_i — суммарные капитальные вложения в систему по варианту i ; E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,12.

Оптимальным вариантом теплоснабжения считается вариант i , для которого $З_i$ минимальны.

Определение приведенных затрат в различные системы теплоснабжения производится по формулам:

децентрализованные системы

$$З_{дц} = S_{дц} + E_n K_{дц}; \quad (1-2)$$

централизованные системы

$$З_{ц} = S_{ц} + E_n K_{ц}; \quad (1-3)$$

теплофикация

$$\begin{aligned} З_t &= З_{тэц} - З_{эз} = \\ &= S_{тэц} - S_{эз} + E_n (K_{тэц} - K_{эз}), \end{aligned} \quad (1-4)$$

где $K_{дц}$ и $K_{ц}$ — суммарные капитальные вложения в источник теплоснабжения, тепловые сети, добычу и транспорт топлива и во внутреннее отопительное оборудование зданий для децентрализованных и централизованных систем, тыс. руб.; $S_{дц}$ и $S_{ц}$ — суммарные ежегодные издержки производства: отчисления на амортизацию и текущий ремонт котельных, тепловых сетей, отопительного оборудования зданий; расходы на топливо, воду, электроэнергию и заработную плату или стоимостный эквивалент трудовых затрат населения (для домашних котельных и печного отопления) для децентрализованных и централизованных систем, тыс. руб.; $З_{тэц}$ — приведенные затраты по комбинированной схеме производства тепла и электроэнергии, тыс. руб.; $З_{эз}$ — приведенные затраты по эквивалентной электрогенерирующей установке, замещающей электрогенерирующее звено комбинированной схемы (ТЭЦ), тыс. руб.

При определении приведенных затрат в систему теплоснабжения от ТЭЦ по формуле (1-4) из суммарных капиталовложений по комбинированной схеме производства тепла и электроэнергии $K_{тэц}$ вычитаются соответствующие капитальные вложения на сооружение замещающей КЭС и электрических сетей $K_{эз}$ соответственно из ежегодных издержек производства $S_{тэц}$ — издержки производства по замещаемой

Таблица 1-4

Удельные показатели теплоснабжающей системы от районных отопительных котельных с водогрейными котлоагрегатами на твердом топливе (для условий Восточной Сибири, закрытая схема ГВС)

Показатели	Плотность тепловой нагрузки q , Гкал/(ч·га)	Тепловая мощность системы, Гкал/ч							
		25	50	100	200	300	400	500	600
Капитальные вложения в котельную, тыс. руб./((Гкал/ч)	—	~50	46,5	38,0	30,0	27,5	26,0	25,0	24,0
Капитальные вложения в тепловые сети, тыс. руб./((Гкал/ч)	0,50	33,3	35,0	37,3	40,4	42,2	42,8	43,4	43,9
	0,71	19,7	22,4	26,2	28,2	29,5	31,9	33,8	34,1
Суммарные капитальные вложения, тыс. руб./((Гкал/ч)	0,50	83,8	81,5	75,3	70,4	69,7	68,8	68,4	67,9
	0,71	69,7	68,9	64,2	58,2	57,0	57,9	58,8	58,1
Суммарные издержки производства, тыс. руб./((Гкал/ч)	0,50	16,6	15,0	14,5	13,9	13,6	13,5	13,2	13,1
	0,71	15,2	13,7	13,0	12,3	12,0	12,1	12,0	11,9
Суммарные приведенные затраты, тыс. руб./((Гкал/ч)	0,50	26,6	24,8	23,5	22,3	21,9	21,7	21,4	21,2
	0,71	23,5	21,9	20,7	19,3	18,8	19,0	19,1	18,9

КЭС и по электрическим сетям в варианте раздельного энергоснабжения $S_{\text{э}}$. Аналогично приведенные затраты в теплоснабжение от промышленно-отопительной котельной определяются как разность затрат в пароводяную котельную и замещающую паровую котельную.

Зависимость удельных показателей теплоснабжающей системы от ее мощности представлена на рис. 1-1.

Удельные показатели составлены для климатических условий Центра европейской части СССР применительно к системе теплоснабжения от районных отопительных котельных с водогрейными котлоагрегатами на мазуте при закрытой схеме горячего водоснабжения (ГВС).

Аналогичная зависимость для условий Восточной Сибири при закрытой схеме ГВС и работе котлоагрегатов на твердом топливе приведена в табличной форме (табл. 1-4).

При отсутствии полных проектных разработок вариантов решений определение капитальных вложений в систему теплоснабжения может производиться по нормативам удельных капитальных вложений в строительство котельных и тепловых сетей [29, 30].

В табл. 1-5, составленной по материалам типовых проектов, приведены удельные капитальные вложения в котельные децентрализованных систем теплоснабжения теплопроизводительностью до 30 Гкал/ч, в табл. 1-6 — удельные капитальные вложения в котельные централизованных систем

теплоснабжения теплопроизводительностью от 30 до 600 Гкал/ч [29], в табл. 1-7 — удельные капитальные вложения в водя-

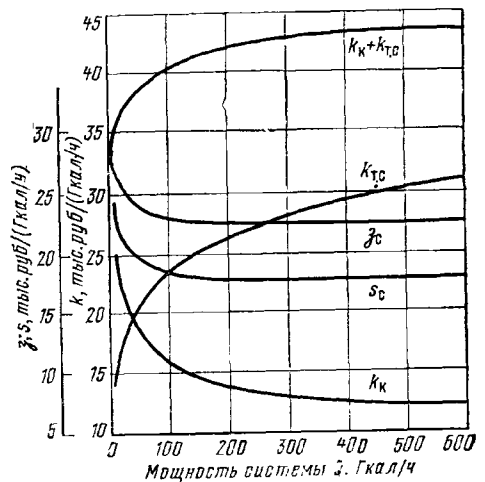


Рис. 1-1. Удельные показатели теплоснабжающей системы от районных отопительных котельных с водогрейными котлами на мазуте (для условий Центра европейской части СССР закрытая схема горячего водоснабжения).

k_k и $k_{ТС}$ — удельные капитальные вложения в котельные и тепловые сети; s_c и z_c — ежегодные издержки производства и приведенные затраты по теплоснабжающей системе.

Таблица 1-5

Удельная стоимость котельных децентрализованных систем теплоснабжения,
тыс. руб./ (Гкал/ч)

Производительность котельной, Гкал/ч*	Состав основного оборудования	Топливо		
		Уголь	Мазут	Газ
19,5/25,5	3×ДКВР-10-13	28,1	19,1	15,1
26,0/34,0	4×ДКВР-10-13	25,5	17,2	13,6
12,6/17,0	3×ДКВР-6,5-13	34,9	25,4	19,3
16,8/22,7	4×ДКВР-6,5-13	31,4	22,8	17,4
4,9/6,8	2×ДКВР-4-13	63,5	31,9	31,6
7,5/10,2	3×ДКВР-4-13	52,9	26,6	26,3
3,0/4,2	2×ДКВР-2,5-13	95,2	48,6	48,6
4,5/6,3	3×ДКВР-2,5-13	78,4	40,1	40,1
—/1,25	2×Е-1/9	—	—	36,8
1,87/1,88	3×Е-1/9	45,9	44,9	31,5
—/2,5	4×Е-1/9	—	31,6	28,4
0,6/—	2×«Универсал-6»	61,3/79,3**	—	—
0,9/—	3×«Универсал-6»	47,3/67,3**	—	—
1,1/1,85	4×«Универсал-6»	42,1/52,9**	—	29,5

* В числителе дроби — производительность котельной на угле, в знаменателе — на газе и мазуте.

** В числителе дроби — удельная стоимость котельной на каменном угле, в знаменателе — на буром угле при закрытом складе топлива.

ные тепловые сети [30]. Значения удельных затрат в таблицах даны для 1-го территориального района страны, для других территориальных районов вводятся поправочные коэффициенты по главе СНиП IV-2 «Указания по применению сметных норм».

Кроме табличных данных, для определения удельных капитальных вложений могут быть рекомендованы расчетные формулы, отражающие влияние климатических условий, отопительного и промышленного коэффициентов тепловой нагрузки, а также состав оборудования ТЭЦ, котельных и тепловых сетей.

При разработке формул принят следующий состав оборудования: для ТЭЦ — турбины типов ПТ-60-130, РТ-135/165-130, Т-100-130, Р-50-130 и Р-100-130, котлоагрегаты паропроизводительностью 420 и 480 т/ч и пиковые котлоагрегаты теплопроизводительностью 100 и 180 Гкал/ч; для районных котельных водогрейные котлоагрегаты типов КВ-ГМ-30, КВ-ГМ-50 и 100; перопективные паровые котлоагрегаты типов КПГМ-100-22 и КПГМ-150-22.

Удельные капитальные вложения, тыс. руб./ (Гкал/ч), в теплоснабжающую часть ТЭЦ:

$$\kappa_{\text{тэц}}^{\text{теп}} = (1 + 0,25\gamma_{\text{тех}}) \frac{800}{Q^{0,2}}. \quad (1-5)$$

Удельные капитальные вложения в котельные, тыс. руб./ (Гкал/ч):

$$\kappa_{\text{кот}} = (1 + 1,5\gamma_{\text{тех}}) \frac{50}{Q^{0,25}}. \quad (1-6)$$

Удельные капитальные вложения в тепловые сети отопления и горячего водоснабжения, тыс. руб./ (Гкал/ч):

$$\kappa_{\text{т.с}}^0 = (1 - \gamma_{\text{тех}}) \frac{7}{q^{1,25}} Q^{0,2}, \quad (1-7)$$

где q — плотность тепловой нагрузки района теплоснабжения, Гкал/(ч·га); Q — тепловая нагрузка котельной или ТЭЦ в Гкал/ч: по технологическому пару — $Q_{\text{тех}}$, отопительной нагрузке — Q_0 и горячему водоснабжению — $Q_{\text{г.в.}}$:

$$Q = Q_{\text{тех}} + Q_0 + Q_{\text{г.в.}}; \quad (1-8)$$

$\gamma_{\text{тех}}$ — доля технологической нагрузки в общем теплоснабжении, обеспечиваемая паром:

$$\gamma_{\text{тех}} = \frac{Q_{\text{тех}}}{Q_{\text{тех}} + Q_0 + Q_{\text{г.в.}}}. \quad (1-9)$$

Тепловые сети по технологическому пару рассчитываются на тепловую нагрузку, Гкал/ч, равную:

$$Q_{\text{тех}} = \gamma_{\text{тех}} Q. \quad (1-10)$$

Расчеты по централизации теплоснабжения от промышленно-отопительных котельных по уравнению (1-7) обеспечивают только в отношении тепловых нагрузок, Гкал/ч, на отопление и горячее водоснабжение в количестве

$$Q_{\text{п.к}} = (1 - \gamma_{\text{тех}}) Q. \quad (1-11)$$

**Удельная стоимость котельных централизованных систем теплоснабжения,
тыс. руб/(Гкал/ч)**

Производительность котельной D , т/ч, Q , Гкал/ч	Угольные котельные			Газомазутные котельные			
	Состав основного оборудования	Топливо		Состав основного оборудования	Топливо		
		Каменный уголь	Бурый уголь		Газ и мазут	Мазут	Газ
Паровые котельные							
100	4×КЕ-25-14С	14,48	14,62	3×Е-35ГМ *	14,03	13,63	11,33
150	3×К-50-40/14	18,68	21,56	3×ГМ-50-14	17,07	16,17	12,35
200	4×К-50-40/14	16,17	18,73	4×ГМ-50-14	14,96	14,74	11,32
150	3×К-50-40-1	21,40	24,42	3×ГМ-50-40-1	20,22	19,92	15,33
200	4×К-50-40-1	19,27	21,85	4×ГМ-50-40-1	17,73	17,45	13,88
225	3×БКЗ-75-39ФБ	19,93	21,10	3×БКЗ-75-39ГМА	16,21	16,01	12,73
300	4×БКЗ-75-39ФБ	16,95	20,42	4×БКЗ-75-39ГМА	14,5	13,77	10,97
375	5×БКЗ-75-39ФБ	16,98	19,73	5×БКЗ-75-39ГМА	13,26	12,82	10,70
300	3×КПТК-100-22	16,68	20,24	3×КПГМ-100-22	14,33	14,18	11,24
450	3×КПТК-150-22	14,24	15,41	3×КПГМ-150-22	12,10	11,90	9,11
600	4×КПТК-150-22	12,80	15,12	4×КПГМ-150-22	10,53	10,43	8,55
Водогрейные котельные							
30	3×КВ-ТС-10	34,91	—	3×КВ-ГМ-10	28,58	27,09	23,65
40	4×КВ-ТС-10	30,29	—	4×КВ-ГМ-10	24,92	23,79	21,02
60	3×КВ-ТС-20	22,23	—	3×КВ-ГМ-20	19,86	19,10	15,94
120/105**	—	—	—	3×ПТВМ-30	19,74/22,56**	22,12	12,92
160/140**	—	—	—	4×ПТВМ-30	16,88/19,29**	18,96	11,13
200	—	—	—	4×ПТВМ-50	—	—	12,02
240	4×ЭЧМ-65	26,65	27,84	—	—	—	—
300	—	—	—	3×КВ-ГМ-100	16,07	15,92	11,72
400	—	—	—	4×КВ-ГМ-100	15,36	15,25	11,76
500	—	—	—	5×КВ-ГМ-100	14,62	14,49	11,12

* Паропроизводительность газомазутной котельной 105 т/ч.

** В числителе дробь — показатели котельных с водогрейными котлоагрегатами ПТВМ-30 при работе на газе, в знаменателе — на мазуте.

Выбор наиболее эффективных систем теплоснабжения при заданных значениях плотности тепловых нагрузок и доли технологического теплопотребления производится сравнением приведенных затрат в системы теплоснабжения от различных источников в следующей последовательности.

1. Установление границ применения в зоне децентрализованного теплоснабжения печного отопления, домовых, групповых или квартальных котельных.

2. Определение границ применения в зоне централизованного теплоснабжения квартальных котельных теплопроизводительностью до 50 Гкал/ч и крупных районных отопительных и промышленно-отопительных котельных.

3. Определение границ применения децентрализованного теплоснабжения от промышленных котельных одного предприятия и централизованного от районных промышленных или промышленно-отопительных котельных.

4. Определение границ целесообразности применения централизованного теплоснабжения от районных отопительных или промышленно-отопительных котельных и децентрализованного от нескольких котельных.

5. Установление границ конкурентоспособности между районными отопительными котельными и ТЭЦ в порядке вероятного преимущества по зависимости (1-3) и (1-4) или промышленно-отопительными и отопительными районными котельными.

На рис. 1-2 изображена зависимость приведенных затрат для децентрализованного теплоснабжения от домовой котельной $Э_{д.к}$ и централизованного — от районной котельной $Э_{р.к}$ в процессе роста тепловой нагрузки. Практически затраты по децентрализованному теплоснабжению от плотности тепловой нагрузки не зависят. Приведенные затраты при теплоснабжении от районных котельных с ростом плотности тепловой нагрузки снижаются — при на-

Таблица 1-7

**Удельная приведенная длина
и удельная стоимость двухтрубной
водяной тепловой сети**

Расход тепла, Гкал/ч	Длина сети по среднему диаметру				Стоимость сети, тыс. руб./Гкал/ч			
	Плотность тепловой нагрузки q , Гкал/(ч·га)							
	0,38	0,47	0,5	0,71	0,38	0,47	0,5	0,71
1	52 635	74 376	—	83 253	25,1	15,6	—	10,8
2	58 682	81 411	—	91 275	27,4	17,5	—	12,2
5	55 744	91 454	68 378	102 304	30,6	20,4	15,6	14,5
10	72 786	101 486	79 705	111 318	33,5	22,9	30,3	15,8
25	82 845	113 536	84 731	124 351	38,0	27,2	32,3	18,5
50	91 862	124 560	89 752	135 377	41,2	29,2	34,3	21,2
100	102 881	138 583	96 742	149 396	46,8	34,3	36,5	24,9
200	114 899	154 596	103 784	165 407	50,0	37,3	39,5	27,0
300	—	166 605	108 792	177 412	—	39,5	41,8	28,3
400	—	175 609	112 796	185 416	—	42,7	42,2	30,5
500	—	—	115 798	191 418	—	—	42,3	32,1
600	—	—	117 798	197 418	—	—	42,8	32,9

Примечания: 1. В числителе дроби — средний диаметр трубопровода, мм, в знаменателе — средняя длина сети, м/(Гкал/ч).
2. Принят средний диаметр магистральных и распределительных сетей.
3. Условия прокладки — в непроходных сборных железобетонных каналах и сухих грунтах.

Частичных значениях тепловой нагрузки резко, впоследствии замедленно. При этом каждой плотности тепловой нагрузки соответствует определенная зависимость.

Как видно из рис. 1-2, точки пересечения кривых затрат при децентрализованном и централизованном теплоснабжении

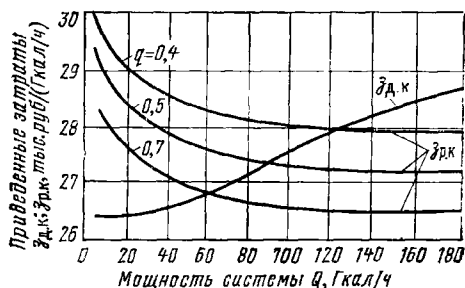


Рис. 1-2. Зависимость приведенных затрат от мощности системы для децентрализованного и централизованного теплоснабжения.

определяют максимальную тепловую нагрузку $Q_{\max}$, при которой для соответствующей плотности тепловой нагрузки q целесообразно применение децентрализованного теплоснабжения, выше этой нагрузки целесообразна централизация теплоснабжения от районных котельных.

Для ориентировочных расчетов при новом проектировании плотность тепловой нагрузки на 1 га может быть принята, Гкал/ч:

Сибирь, Урал, Север европейской части СССР	0,86
Средняя полоса европейской части СССР и северная часть Средней Азии	0,77
Юг европейской части СССР южнее Харькова	0,69

На абсолютное значение капиталовложений и приведенных затрат в централизованную или децентрализованную системы теплоснабжения оказывают влияние климатические условия, плотность тепловой нагрузки по тепловому району, схема горячего водоснабжения, вид топлива, условия прокладки тепловых сетей, расположение котельной по отношению к потребителям тепловой нагрузки (радиус теплоснабжения). Уменьшить влияние указанных факторов в общих решениях задачи об эффективности систем теплоснабжения не представляется возможным. Детальный выбор системы теплоснабжения рекомендуется производить на основе конкретных исследований применительно к местным условиям теплоснабжения.

Централизация теплоснабжения, кроме эффекта от экономии капитальных вложений и снижения приведенных затрат за счет замещения котельных с низкими к. п. д. котельными с высоким к. п. д., обеспечивает экономию топлива, величина которой, кг/ч, определяется по формуле

$$\Delta B_T = \frac{143Q_p}{\eta_{p,k}} - \left(\frac{\eta_{p,k}}{\eta_{m,k}} \frac{\eta_{p,c}}{\eta_{m,c}} - 1 \right), \quad (1-12)$$

где Q_p — отпуск тепла от районной котельной, Гкал/ч; $\eta_{p,k}$, $\eta_{p,c}$ — к. п. д. районной котельной и тепловых сетей; $\eta_{m,k}$, $\eta_{m,c}$ — к. п. д. местной котельной и тепловых сетей.

Значения к. п. д. котельных и тепловых сетей, рекомендуемые для предварительных расчетов, приведены в табл. 1-8.

Таблица 1-8

Значения к.п.д. котельных и тепловых сетей

Наименование	Топливо	
	Твердое	Газ и жидкое
Районные котельные	0,75—0,80	0,80—0,85
Местные котельные	0,50—0,55	0,60—0,70
Тепловые сети от районных котельных	0,92—0,96	
Тепловые сети от местных котельных	0,98—1,0	

Ориентировочные значения удельных расходов условного топлива на единицу отпущенного тепла, кг/Гкал:

	Газомазутные	Угольные
Районные котельные	165—170	178—190
Групповые и квартальные (местные) котельные	170—180	190—220

1-3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА И УСЛОВИЯ ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНЫХ

Условия топливоснабжения котельных зависят от принципиальных направлений формирования топливно-энергетического баланса страны. На настоящем этапе (1976—1980 гг.) топливно-энергетический комплекс СССР вступает в переломную стадию своего развития — переоценки в перспективном энергетическом балансе роли природного газа и нефти, с одной стороны, и реализации новых возможностей, прежде всего использования атомной энергии и углей открытой добычи — с другой. Этот процесс особенно сильно сказывается на нефти, значение которой как источника котельного топлива уже в ближайшем будущем должно значительно сокращаться.

Как известно, большая часть топливных ресурсов страны находится в районах Си-

бири. Поэтому вовлечение в топливно-энергетический баланс страны органического топлива восточных районов рассматривается как длительная и все нарастающая тенденция.

Для обеспечения потребности народного хозяйства энергией и топливом в ближайшие 10—15 лет необходимо топливно-энергетический потенциал страны (годовую производительность добычи и производства природных источников энергии) увеличить примерно в 2 раза. Это потребует реализации основных программ, выдвинутых XXV съездом КПСС: развития атомной энергетики, ускоренного освоения тюменской нефтегазоносной провинции и развития угольных бассейнов восточной зоны. Структура топливно-энергетического баланса СССР приведена в табл. 1-9.

Таблица 1-9

Структура топливно-энергетического баланса СССР, %

Наименование	1975 г.	1980 г.
Потребность в топливе и энергии	100	100
Обеспечивается:		
нефтью	41,2	41,6
газом	20,0	23,4
углем	27,9	24,8
прочими источниками	7,0	5,5
побочными ресурсами	2,4	2,2
атомной энергией	0,4	1,3
гидроэнергией	1,1	1,2

Наибольшую остроту приобретает проблема топливоснабжения европейской части страны и Урала. Даже учитывая условия перемещения производительных сил в восточные районы, трудно ожидать существенных изменений в географии топливopотребления. В европейской части страны будет сосредоточено около 75% потребности в энергии и топливе, кроме того, через западные границы осуществляется большая часть экспорта нефти, природного газа и угля. Все это осложняет задачу топливоснабжения центральных и западных районов страны. Возможности дальнейшего увеличения добычи топлива на этой территории крайне ограничены. Энергетические угли бассейнов европейской части, добываемые преимущественно шахтным способом, являются наиболее дорогим топливом. В целом добыча угля для энергетики в бассейнах и месторождениях европейской части и Урала останется на современном уровне.

Возможности роста добычи природного газа на месторождениях европейской части страны также весьма ограничены и составляют всего 5% прироста потребности

этой территории в топливе. Что же касается нефтяного котельного топлива, то в перспективе следует ожидать снижения абсолютных объемов его производства или в лучшем случае сохранения достигнутого уровня.

Таким образом, местными топливными ресурсами можно обеспечить незначительную часть прироста потребности европейской части страны и Урала в топливе и энергии. Подавляющая же часть должна быть обеспечена в основном тремя природными источниками энергии: атомной энергией, природным газом Тюменской области, кузнецким и канско-ачинским углями.

Направления топливоснабжения европейской части страны и Урала характеризуются данными табл. 1-10.

Отмеченные выше тенденции развития топливно-энергетического комплекса в отношении использования высококачественных видов органического топлива распространяются в основном на электрические станции. Что касается динамики топливопотребления котельных, то было бы неправильно полностью распространять на них указанные тенденции как по экономическим, так и по экологическим соображениям.

В обзорный перепеативе природный газ должен все еще играть роль важного природного источника энергии для тепло-генерирующих установок. Наряду с этим следует считать объективно необходимым внедрение ядерного горючего для целей централизованного теплоснабжения и, в частности, для котельных. Однако масштабы развития котельных на ядерном топливе на

Таблица 1-11

Структура топливного баланса источников теплоснабжения по СССР, %

Годы	Потребность				Обеспечивается				
	тэц	Котельные	Местные установки	Итого	газом	мазутом	углем	прочими источниками	Итого
1975	44	31	25	100	29	18	37	16	100
1980	46	32	22	100	32	20	34	14	100

данном этапе еще не выяснены, и поэтому они не нашли отражения в топливном балансе.

Оценка потребности котельных в топливе по стране и отдельным экономическим районам произведена на основании баланса тепловой энергии среднего и низкого потенциалов (по отпуску тепла котельными) и удельных расходов топлива на производство тепла. Снижение последних предусматривается за счет повышения централизации теплоснабжения от котельных, укрупнения единичной мощности агрегатов, модернизации основного оборудования и улучшения топливных режимов. Структура топливного баланса источников теплоснабжения по СССР приводится в табл. 1-11. Топливные режимы котельных по экономическим районам СССР приводятся в табл. 1-12.

Распределение отдельных видов топлива для котельных по районам определяется следующими принципиальными положениями:

природным газом обеспечиваются котельные, расположенные в крупных промышленно-городских центрах, к которым подводятся магистральные газопроводы, и в пунктах, расположенных вдоль трасс магистральных газопроводов; мазут в этих условиях используется как резервное топливо;

в небольших городах и поселках, удаленных от магистральных газопроводов, в качестве основного топлива для крупных промышленных и отопительных котельных целесообразно использовать качественный уголь и торф (в районах его добычи), мазут при этом в качестве основного топлива должен использоваться преимущественно для мелких котельных;

для котельных агротехнических комплексов следует ориентироваться на применение высококачественных углей, торфобриккетов и нефтепродукта (в особых случаях и при специальном обосновании).

Указанные положения по-разному реализуются в отдельных экономических районах страны в зависимости от условий

Таблица 1-10

Структура топливно-энергетического баланса европейской части страны и Урала, %

Наименование	1975 г.	1980 г.
Потребность в топливе и энергии	100	100
Обеспечивается:		
1) собственными энергоресурсами . . .	71,5	55,9
В том числе:		
нефтью	31,5	23,8
газом	14,5	10,5
углем	13,3	10,6
гидроэнергией . . .	0,7	0,6
2) прочими источниками	2,4	1,6
3) атомной энергией . .	0,5	1,6
4) полученными из восточных районов .	25,6	40,9
В том числе:		
нефтью	10,9	20,9
газом	8,5	14,4
углем	6,2	5,6

Структура потребления топлива котельными, %

Экономические районы СССР	Всего	В том числе						
		Газ	Мазут	Уголь	Прочие виды топлива			
					Всего	Торф	Сланцы	Остальные
1975 г.								
СССР	100	51,0	19,3	25,8	3,9	0,8	0,1	3,0
Европейская часть СССР и Урал	100	62,0	20,0	14,0	4,0	0,9	0,2	2,9
В том числе:								
Северо-Запад	100	59,0	16,7	18,2	6,1	0,8	—	5,3
Центр	100	64,4	19,3	13,5	2,8	1,2	—	1,6
Волго-Вятский	100	46,6	26,7	18,4	8,3	1,7	—	6,6
Поволжье	100	67,3	22,7	8,2	1,8	—	—	1,8
Северный Кавказ	100	80,8	10,8	7,2	1,2	—	—	1,2
Закавказье	100	75,4	21,7	2,9	—	—	—	—
Украинская, Молдавская ССР	100	67,0	15,0	14,8	3,2	0,4	—	2,8
Прибалтика	100	35,4	41,7	10,4	12,5	4,2	4,2	4,1
Белорусская ССР	100	50,0	31,0	11,9	7,1	4,7	—	2,4
Урал	100	47,5	22,2	23,7	6,6	0,7	—	5,9
Средняя Азия	100	61,2	25,9	12,9	—	—	—	—
Казахстан	100	8,4	25,3	66,3	—	—	—	—
Западная Сибирь	100	16,8	12,8	66,4	4,0	0,8	—	3,2
Восточная Сибирь	100	1,2	11,8	80,0	7,0	—	—	7,0
Дальний Восток	100	6,1	16,9	72,4	4,6	—	—	4,6
1980 г.								
СССР	100	55,2	23,0	19,1	2,7	0,6	0,2	1,9
Европейская часть СССР и Урал	100	64,0	23,6	9,6	2,8	0,8	0,2	1,8
В том числе:								
Северо-Запад	100	59,3	23,9	13,2	3,6	1,3	—	2,3
Центр	100	69,7	21,6	7,3	1,4	1,2	—	0,2
Волго-Вятский	100	53,3	30,7	12,0	4,0	1,2	—	2,8
Поволжье	100	63,9	29,2	5,5	1,4	—	—	1,4
Северный Кавказ	100	85,5	12,5	1,0	1,0	—	—	1,0
Закавказье	100	75,4	20,2	2,2	2,2	—	—	2,2
Украинская, Молдавская ССР	100	66,3	20,3	11,1	2,3	0,3	—	2,0
Прибалтика	100	12,0	52,0	20,0	16,0	3,0	6,0	7,0
Белорусская ССР	100	49,1	36,8	8,8	5,3	3,9	—	1,4
Урал	100	55,5	23,7	16,9	3,9	0,6	—	3,3
Средняя Азия	100	67,1	30,5	2,4	—	—	—	—
Казахстан	100	38,0	24,8	37,2	—	—	—	—
Западная Сибирь	100	13,2	20,1	63,5	3,2	0,6	—	2,6
Восточная Сибирь	100	10,9	12,7	71,8	4,6	—	—	4,6
Дальний Восток	100	24,7	22,2	49,4	3,7	—	—	3,7

их снабжения различными видами топлива, особенно теми, которые требуют специализированных видов транспорта. При этом важно учитывать конкретные условия расположения котельных относительно топливно-транспортных систем и требования к состоянию воздушного бассейна.

При реализации этих положений следует иметь в виду, что при проектировании новых котельных использование газа и мазута вместо угля в 2—2,5 раза снижает

приведенные затраты на их строительство и эксплуатацию (без учета топливной составляющей); перевод действующих котельных с угля на природный газ или мазут обеспечивает повышение к. п. д. котлоагрегатов на 8—12% и сокращение эксплуатационных затрат за счет уменьшения расходов электроэнергии на собственные нужды на 8—15%.

Наибольшая эффективность использования газомазутного топлива вместо твердого

достигается в мелких и средних котельных, что объясняется величиной удельных затрат на организацию механизации и автоматизации топливосжигания. Для крупных котельных механизация и автоматизация процесса сжигания топлива обязательны вне зависимости от вида топлива, поэтому применение для них более качественного топлива связано с менее значительным изменением к. п. д. и снижением трудности обслуживания.

Экономичность сжигания газомазутного топлива, однако, не является единственным фактором, определяющим эффективность его применения. Выбор вида топлива, кроме того, зависит от соотношения затрат на добычу и магистральный транспорт газа, мазута и угольного топлива, а также от затрат на распределительный транспорт топлива от источников централизованного топливоснабжения. Большое влияние оказывают также затраты на хранение топлива вследствие сезонной неравномерности

его расхода, что особенно характерно для отопительных котельных. Например, при практическом равенстве к. п. д. котлоагрегатов на мазуте и природном газе экономическая эффективность использования мазута (по сравнению с газом) в крупных котельных с этой точки зрения выше, так как относительные капиталозаложения в мазутное хозяйство для них меньше, чем для мелких котельных.

Экономическая эффективность присоединения различных групп котельных к газоснабжающим системам также меняется в зависимости от режима топливопотребления и их удаления от источника получения газа.

Помимо перечисленных экономических факторов, необходимо учитывать требования к охране окружающей среды, которые в ряде случаев могут оказаться решающими для выбора топливных режимов котельных установок.

Раздел второй

ТЕПЛОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ. СИСТЕМЫ И ИСТОЧНИКИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2-1. ПОТРЕБИТЕЛИ ТЕПЛА И ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ

Теплопотребляющие процессы классифицируются по температурному потенциалу энергоносителя.

Высокотемпературные процессы, протекающие при температуре не ниже 400°C; энергоноситель — перегретый пар от ТЭЦ или котельных, вторичные энергоресурсы. Процессы имеют технологическое назначение.

Среднетемпературные процессы — при температуре 150—400°C; энергоноситель — пар и горячая вода с температурой до 200°C; назначение — промышленное и коммунально-бытовое теплопотребление.

Низкотемпературные процессы — при температуре 70—150°C; энергоноситель — пар и горячая вода; назначение — отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, горячее водоснабжение и технологические процессы.

Потребителями тепла от систем централизованного теплоснабжения являются объекты жилищно-коммунального хозяйства и промышленные предприятия. Для жилищно-коммунальных объектов используется тепло на отопление и вентиляцию зданий, кондиционирование воздуха и бытовое горячее водоснабжение; для промышленных предприятий, кроме того, на технологию.

Тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и кондиционирование воздуха носят сезонный характер и зависят от климатических условий. Технологические нагрузки могут быть как сезонными, так и круглогодичными; горячее водоснабжение — круглогодичная нагрузка. При определении типа и мощности котельных систем централизованного теплоснабжения и режима их эксплуатации для потребителей, находящихся в радиусе теплоснабжения, учитываются величина тепловых нагрузок, годовые расходы тепла, режимы теплопотребления, энергоноситель и его параметры.

Расчетные тепловые нагрузки

Расчетные тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию при определении мощности котельных учитываются по максимальным часовым расходам тепла, которые принимаются по проектам отдельных зданий, или определяются по формулам:

$$Q_0 = q_0 (t_{вн} - t_{р.о}) V_{н}; \quad (2-1)$$

$$Q_{в} = q_{в} (t_{вн} - t_{р.в}) V_{н}, \quad (2-2)$$

где Q_0 , $Q_{в}$ — максимальные часовые расходы тепла на отопление и вентиляцию, ккал/ч; q_0 , $q_{в}$ — удельные отопительная и вентиляционная характеристики зданий, ккал/(м³·ч·°C), при $t_{р.о}$ и $t_{р.в}$; $t_{вн}$ — расчетная температура воздуха в отапливаемых зданиях, принимается по температуре

Таблица 2-1

**Расчетные температуры воздуха
в производственных помещениях, °C**

Категория работы	Метеорологические условия		
	Допустимые		Оптимальные
	Избытки явного тепла в помещениях		
	$\leq 20 \text{ ккал/}$ $(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$	$> 20 \text{ ккал/}$ $(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$	
Легкая	17—22	17—24	20—22
Средней тяжести	15—20	16—22	17—19
Тяжелая	13—18	13—17	16—18

в помещениях, рекомендованной СНиП II-33-75 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»:

для производственных помещений — по табл. 2-1;

для вспомогательных помещений в производственных зданиях, помещений в жилых и общественных зданиях и во вспомогательных зданиях предприятий расчетная температура воздуха при допустимых метеорологических условиях 18—22°C, при оптимальных — 20—22°C.

В формулах (2-1) и (2-2) $t_{p.o.}$, $t_{p.в.}$ — расчетные температуры наружного воздуха, °C: для проектирования отопления — средняя наиболее холодной пятидневки, для проектирования вентиляции — средняя наиболее холодного периода, принимаются по СНиП II-A.6-72; V_n — наружный строительный объем здания, м³.

Удельные отопительные характеристики жилых и общественных зданий при $t_{p.o.} = -30^\circ\text{C}$ в зависимости от типа и объема зданий могут быть приняты:

Этажность здания	2—3	4—5	6 и более
q_o , ккал/(м³× ×ч·°C)	0,4—0,5	0,35—0,4	0,3—0,4

При $t_{p.o.} \neq -30^\circ\text{C}$ значение q_o принимается с поправочным коэффициентом β : при $t_{p.o.} \geq -10^\circ\text{C}$ $\beta=1,2$; при $t_{p.o.} = -20^\circ\text{C}$ $\beta=1,1$; при $t_{p.o.} \leq -40^\circ\text{C}$ $\beta=0,9$.

Удельные вентиляционные характеристики общественных зданий q_v в зависимости от их назначения принимаются по [50] в пределах 0,08—1,0 ккал/(м³·ч·°C); при отсутствии сведений о назначении зданий принимаются равными 0,2 ккал/(м³·ч·°C).

Удельные отопительные и вентиляционные характеристики для производственных зданий q_o принимаются по ведомственным нормативам в пределах 0,4—0,75 ккал/(м³·ч·°C).

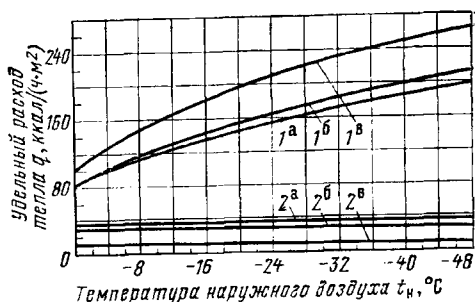


Рис. 2-1. Зависимость удельных расходов тепла жилищно-коммунальным хозяйством городов от расчетной температуры наружного воздуха.

1 — максимально-часовой расход тепла на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий: а — для многоэтажной застройки, по данным за 1970 г.; б — то же к 1980 г.; в — для прочей застройки; 2 — среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение: а — для многоэтажной застройки с центральной системой ГВС, по данным за 1970 г.; б — то же к 1980 г.; в — для прочей застройки.

Расходы тепла на горячее водоснабжение в балансах тепла котельных учитываются следующим образом: для жилых и общественных зданий — по среднечасовому расходу тепла за отопительный период; для промышленных зданий — по среднечасовому расходу тепла за смену с наибольшим водопотреблением.

Среднечасовые расходы тепла на горячее водоснабжение определяются по СНиП II-34-76 «Горячее водоснабжение» при числе часов работы систем потребителей в сутки: для жилых домов, общежитий, гостиниц, пансионатов, школ-интернатов, санаториев, домов отдыха, больниц, детских яслей-садов — 24 ч; для прочих общественных зданий — равным числу часов работы в сутки (но не менее 10 ч), при установке баков-аккумуляторов — по числу часов зарядки баков; для вспомогательных зданий и помещений промышленных предприятий — равным числу часов зарядки баков-аккумуляторов в смену.

При ориентировочных расчетах максимальные часовые расходы тепла для жилых районов городов и других населенных пунктов могут определяться по укрупненным показателям в зависимости от численности населения и величины жилой площади по СНиП II-36-73 «Тепловые сети». Тенденция роста удельных расходов тепла жилищно-коммунальным хозяйством городов показана на рис. 2-1.

Максимальные часовые расходы тепла на технологические процессы и количество возвращаемого конденсата принимаются по технологическим проектам производств с учетом несовпадения максимумов расходов тепла отдельными потребителями. При отсутствии технологических проектов про-

изводств — по укрупненным ведомственным нормам расходов тепла или по проектам аналогичных предприятий, привязанным к району строительства.

Максимальная суточная нагрузка группы однотипных потребителей тепла $Q_{\text{макс}}$, ккал/ч, определяется их максимальными мощностями $Q_{\text{мi}}$ и коэффициентами спроса k_{ci} :

$$Q_{\text{макс}} = \sum_{i=1}^n (Q_{\text{мi}} k_{\text{ci}}). \quad (2-3)$$

Коэффициент спроса любого потребителя или группы однотипных потребителей определяется по формуле

$$k_{\text{ci}} = k_{\text{zi}} k_{\text{o i}}, \quad (2-4)$$

где k_{zi} — коэффициент загрузки — максимальная нагрузка потребителя, отнесенная к его максимальной мощности ($k_{\text{zi}} \leq 1$); $k_{\text{o i}}$ — коэффициент одновременности — доля потребителей данной группы, одновременно находящихся в работе; n — количество групп потребителей.

Для теплообменных аппаратов с непрерывным режимом работы $k_{\text{c}} = 0,75 \pm 0,8$; для периодически работающих агрегатов с паровым приводом (молоты, прессы, насосы) $k_{\text{c}} = 0,6 \pm 0,7$.

Максимальное суммарное теплопотребление — суммарная тепловая нагрузка всех технологических потребителей, находящихся в радиусе теплоснабжения Q , ккал/ч, определяется по формуле

$$Q = \Sigma Q_{\text{макс}} k_{\text{но}}, \quad (2-5)$$

где $k_{\text{но}}$ — коэффициент неодновременности, учитывающий несовпадение во времени максимумов тепловых нагрузок отдельных потребителей: $k_{\text{но}} = 0,9 \pm 0,95$.

Годовые расходы тепла

Годовые расходы тепла потребителями района теплоснабжения, ккал/год, определяются по формуле

$$Q^{\text{год}} = Q_0^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}} + Q_{\text{г.в.}}^{\text{год}} + Q_{\text{т}}^{\text{год}}, \quad (2-6)$$

где $Q_0^{\text{год}}$, $Q_{\text{в}}^{\text{год}}$, $Q_{\text{г.в.}}^{\text{год}}$, $Q_{\text{т}}^{\text{год}}$ — годовые расходы тепла на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологическое теплопотребление, ккал/год.

Годовые расходы тепла жилыми и общественными зданиями определяются по СНиП II-36-73:

на отопление

$$Q_0^{\text{год}} = 24 Q_{0, \text{ср}} n_o, \quad (2-7)$$

где $Q_{0, \text{ср}}$ — среднечасовой расход тепла за отопительный период:

$$Q_{0, \text{ср}} = Q_0 \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о.}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}}, \quad (2-8)$$

n_o — продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчивой средней суточной температурой наружного воздуха 8°C и ниже по СНиП II-A 6-72; $t_{\text{ср.о.}}$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный период, $^\circ\text{C}$, по той же главе СНиП;

на вентиляцию

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = z Q_{\text{в.ср}} n_o, \quad (2-9)$$

где $Q_{\text{в.ср}}$ — среднечасовой расход тепла за отопительный период, ккал/ч:

$$Q_{\text{в.ср}} = Q_{\text{в}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о.}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.в.}}}, \quad (2-10)$$

z — усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток (при отсутствии данных принимается 16 ч);
на горячее водоснабжение

$$Q_{\text{г.в.}}^{\text{год}} = 24 Q_{\text{г.в. ср}} n_o + 24 Q_{\text{г.в. ср}}^{\text{л}} (350 - n_o), \quad (2-11)$$

где $Q_{\text{г.в. ср}}$, $Q_{\text{г.в. ср}}^{\text{л}}$ — среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение за отопительный и летний период, ккал/ч:

$$Q_{\text{г.в. ср}}^{\text{л}} = Q_{\text{г.в. ср}} \frac{60 - t_{\text{х.л}}}{60 - t_{\text{х.з}}} \beta; \quad (2-12)$$

$t_{\text{х.л}}$, $t_{\text{х.з}}$ — температура холодной (водопроводной) воды, $^\circ\text{C}$, в летний и отопительный период, принимается соответственно равной 15 и 5°C ; β — коэффициент снижения среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период, принимается равным 0,8; для курортных и южных городов $\beta = 1$; 350 — число суток в году работы системы горячего водоснабжения.

Для ориентировочных расчетов длительность отопительного периода в часах может быть принята:

Сибирь, Урал, Север европейской части СССР	5500
Средняя полоса европейской части СССР и северная часть Средней Азии	5000
Юг европейской части СССР (южнее Харькова)	4000—4500
Крым, Кавказ и юг Средней Азии	2500—3000

Годовые расходы тепла на отопление и вентиляцию промышленных зданий, ккал/год, определяются по следующим формулам [50]:

$$Q_0^{\text{год}} = Q_{0, \text{ср}} \left[(n'_o - n_d) + n_d \frac{t_{\text{вн.л}} - t'_{\text{ср.о.}}}{t_{\text{вн}} - t'_{\text{ср.о.}}} \right], \quad (2-13)$$

где n'_o и n_d — продолжительность работы систем основного и дежурного отопления промышленных зданий, ч/год.

Начало и конец отопительного сезона для промышленных зданий определяются наружной температурой $t_{н.к}$, при которой теплототери через наружные ограждения равны внутренним тепловыделениям, как правило, $n'_o < n_o$, при этом $t_{н.к} \leq 8^\circ\text{C}$;

$t_{в.в.д}$ — температура внутреннего воздуха при работе дежурного отопления, $^\circ\text{C}$;

$t'_{ср.о}$ — средняя температура наружного воздуха за период работы отопления, $^\circ\text{C}$;

$$Q_v^{\text{год}} = Q_v \left[n_v + \frac{t_{вн} - t_{н.к}^{\text{ср.в}}}{t_{вн} - t_{р.в}} (n_o - n_v) \right] \times \left(1 - \frac{n_d}{n_o} \right), \quad (2-14)$$

где n_v и n_d — продолжительность отопительного периода: с температурой наружного воздуха $t_n < t_{р.в}$ и при неработающей вентиляции, ч/год;

$t_{н.к}^{\text{ср.в}}$ — средняя температура наружного воздуха в интервалах от начала отопительного периода, когда $t_n = t_{н.к}$, до $t_n = t_{р.в}$, $^\circ\text{C}$.

Годовой расход тепла на бытовое горячее водоснабжение промышленных предприятий подсчитывается по среднечасовым расходам тепла $Q_{г.в.ср}$ и режиму работы приемников тепла в течение года.

Годовой расход тепла на технологические нужды определяется по максимальной суточной нагрузке потребителей и числу часов работы предприятия в году с учетом суточных и годовых режимов теплоснабжения.

Режимы теплоснабжения

Суточный режим потребления тепла системами отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, за исключением не круглосуточно работающих вентиляционных установок, сравнительно постоянен. Годовой график этих потребителей имеет резкопеременный характер. Примерное распределение расхода тепла по месяцам года приведено на рис. 2-2. Нагрузки горячего водоснабжения меняются по часам суток в зависимости от режима водоразбора. Годовой график этих потребителей сравнительно постоянен. Суточный график нагрузки горячего водоснабжения для района с разнохарактерными потребителями приведен на рис. 2-3.

Анализ теплоснабжения промышленных предприятий [19] показывает суточную и сезонную неравномерность технологической нагрузки. Колебания тепловой нагрузки в течение суток не имеют закономерности.

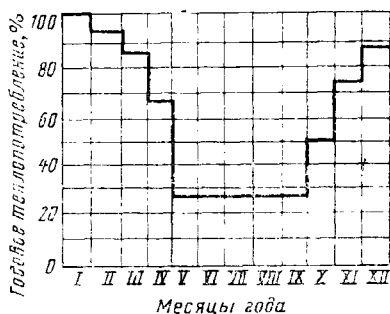


Рис. 2-2. Годовой график коммунально-бытовой нагрузки жилых и общественных зданий.

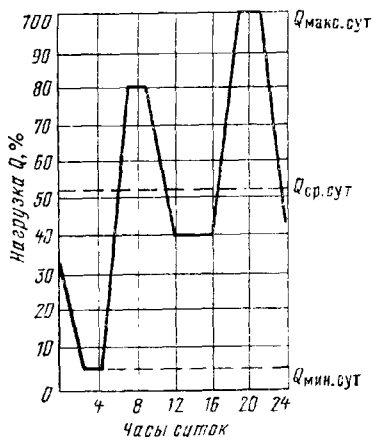


Рис. 2-3. Суточный график нагрузки горячего водоснабжения жилых и общественных зданий.

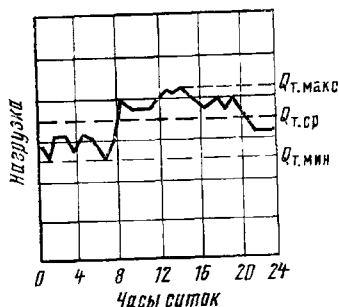


Рис. 2-4. Зимний суточный график технологической нагрузки теплоемкого предприятия.

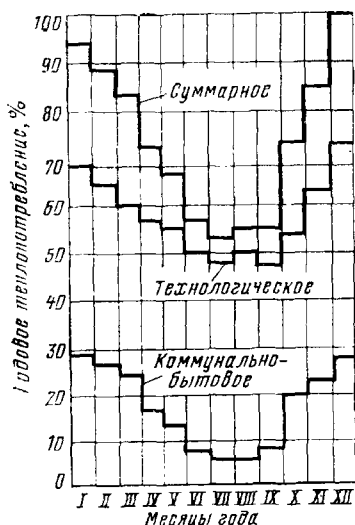


Рис. 2-5. Годовой график теплопотребления теплоемкого предприятия.

По характеру изменения суточного режима теплопотребления промышленные предприятия можно разделить на:

а) предприятия теплоемких отраслей промышленности (химической, нефтеперерабатывающей, текстильной, целлюлозно-бумажной и др.) с непрерывным технологическим процессом при сравнительно равномерном суточном графике потребления пара (без регулярного снижения в ночное время) вне зависимости от периода года и выходных дней;

б) предприятия с менее теплоемкими технологическими процессами, а также работающие в одну или две смены (характеризуются неравномерным потреблением пара в течение суток и различными суточными графиками выходных и рабочих дней).

На рис. 2-4 показан примерный суточный график технологической нагрузки теплоемкого предприятия. Степень неравномерности теплопотребления характеризует коэффициент заполнения суточного графика $k_{з.с}$ (усредненный за характерные сутки), определяется как отношение среднечасовой нагрузки $Q_{т.ср}$ к максимальной часовой за сутки $Q_{т.макс}$.

Для предприятий теплоемких отраслей промышленности $k_{з.с}=0,90\div0,96$, для предприятий менее теплоемких отраслей, за исключением односменных производств, $k_{з.с}=0,7\div0,8$.

Примерный годовой график теплопотребления теплоемкого предприятия приведен на рис. 2-5. Годовые графики потребления технологической нагрузки отличаются постоянством при сезонной неравномерности, зависящей от изменения потерь в окружающую среду, сменности работы и

цикличности технологических процессов, плановых ремонтов оборудования, а также сезонных изменений расходов тепла на все виды обогрева. Коэффициент заполнения годового графика $k_{з.г}$ определяется как отношение среднесуточной нагрузки $Q_{т.ср}$ к максимальной суточной $Q_{т.макс}$ за год.

Число часов использования в году максимума тепловой нагрузки определяется по формуле

$$h_o = 8760 k_{з.с} k_{з.г}. \quad (2-15)$$

Коэффициент годовой обеспеченности технологической тепловой нагрузки $k_{о.т}$ определяется как отношение обеспеченной нагрузки в течение года к расчетной.

Ввиду значительной неравномерности годовых графиков при относительной стабильности суточных основными показателями характера технологического теплопотребления следует считать число часов использования в году максимума тепловой нагрузки и коэффициенты $k_{з.г}$ и $k_{о.т}$. По этим показателям режимов технологического теплопотребления все предприятия можно разделить на три группы:

малотеплоемкие отрасли промышленности с преобладающей нагрузкой на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

$$h_o = 4000 \div 4700 \text{ ч/год}; \quad k_{з.г} = 0,57 \div 0,68;$$

$$k_{о.т} = 0,10 \div 0,20;$$

теплоемкие отрасли промышленности с преобладающей технологической нагрузкой

$$h_o = 5000 \div 6000 \text{ ч/год}; \quad k_{з.г} = 0,60 \div 0,76;$$

$$k_{о.т} = 0,25 \div 0,35;$$

с равномерным годовым графиком теплопотребления при доле технологической нагрузки более 90%

$$h_o > 6000 \text{ ч/год}; \quad k_{з.г} > 0,76; \quad k_{о.т} = 0,45 \div 0,55.$$

Для определения повторяемости сезонных тепловых нагрузок в течение года строятся графики продолжительности нагрузок (рис. 2-6). При построении графика от начала координат вправо по оси абсцисс откладывают продолжительность отопительного периода в часах. Затем по той же оси для температур наружного воздуха, соответствующих: началу отопительного сезона $+8^\circ\text{C}$; точке излома температурного графика сети; средней температуре отопительного периода; средней температуре самого холодного месяца и температуре наиболее холодной пятидневки (соответствующей максимуму отопительно-вентиляционной нагрузки), в том же масштабе откладывают число часов отопительного периода, в течение которых наблюдается наружная температура, равная и ниже каждой из температур, а по оси ординат — часовой расход тепла при данной наружной температуре. Полученные ординаты соединяют плавной линией. Площадь, ограничен-

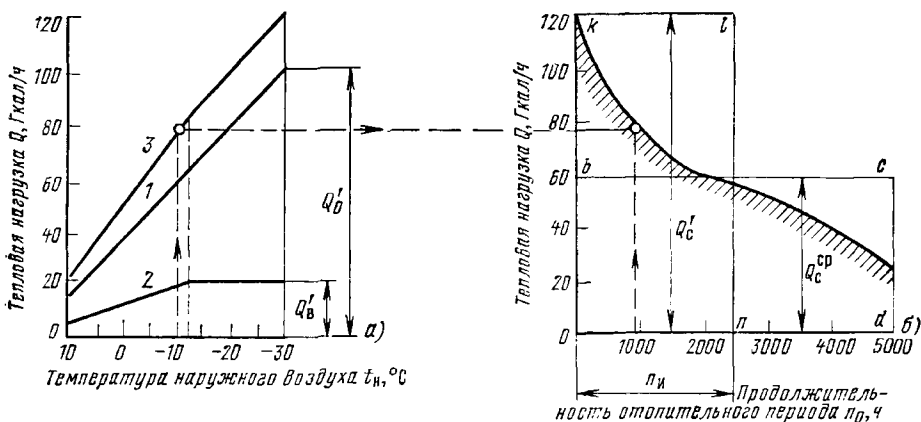


Рис. 2-6. График продолжительности сезонной тепловой нагрузки.

а — зависимость среднечасовой тепловой нагрузки от наружной температуры; б — график продолжительности сезонной тепловой нагрузки; 1 — отопление; 2 — вентиляция; 3 — суммарная нагрузка.

ная осями координат и построенной кривой, равна расходу тепла на отопление и вентиляцию за отопительный период.

Часовые расходы тепла на отопление и вентиляцию для каждого значения температуры Q_o и Q_v , ккал/ч, могут быть определены пересчетом расчетных расходов тепла по следующим формулам:

$$Q_o = Q_o \frac{t_{вн} - t_n}{t_{вн} - t_{р.о}}; \quad (2-16)$$

$$Q_v = Q_v \frac{t_{вн} - t_n}{t_{вн} - t_{р.в}}, \quad (2-17)$$

где t_n — температура наружного воздуха для рассматриваемого режима, °C.

Средняя длительность ежегодного стояния наружных температур (в часах) принимается по таблице повторяемости температур наружного воздуха главы СНиП II-A.6-72.

График продолжительности отопительно-вентиляционной нагрузки может быть построен с помощью вспомогательного графика зависимости среднечасовой тепловой нагрузки от наружной температуры, который строится слева от основного графика, а соответствующие значения тепловых нагрузок переносятся на основной график.

Тепловые нагрузки отопительных и вентиляционных систем в зоне наружных температур, равных и выше $t_{р.в}$, изменяются по одинаковой зависимости. При более низких температурах наружного воздуха вентиляционная нагрузка не повышается. На график наносят отдельные кривые расходов тепла на отопление и вентиляцию, по которым строится кривая суммарной нагрузки. График, приведенный на рис. 2-6, построен для условной круглосуточной работы систем при постоянном суточном графике.

Равновеликий прямоугольник $abcdo$, построенный на оси абсцисс графика продолжительности нагрузки с площадью, равной площади этого графика, будет иметь высоту ob , равную среднему за отопительный период расходу тепла, Гкал/ч:

$$Q_c^{cp} = \frac{Q_c^{од}}{n_o}, \quad (2-18)$$

где n_o — длительность отопительного сезона, ч/год.

Равновеликий прямоугольник $oklno$, построенный по оси ординат графика продолжительности нагрузки, будет иметь основание on , равное длительности (в часах) использования расчетной тепловой нагрузки за отопительный период:

$$n_n = \frac{Q_c^{од}}{Q_c^{р}}, \quad (2-19)$$

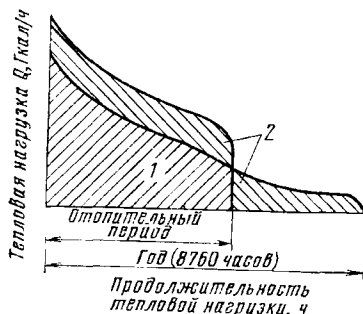


Рис. 2-7. Суммарный график продолжительности сезонных и круглогодичных тепловых нагрузок.

1 — сезонная нагрузка (отопление и вентиляция); 2 — круглогодичная нагрузка (технологическая и горячее водоснабжение).

где $Q'_c = Q'_o + Q'_в$ — расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч.

Расчетная производительность котельной выбирается по сумме расходов тепла в единицу времени на отопление, вентиляцию и технологические нужды и среднего часового расхода тепла на горячее водоснабжение. Как правило, отопительно-вентиляционная нагрузка является основным видом тепловой нагрузки.

Поэтому при построении суммарного графика нагрузки района теплоснабжения к графику отопительно-вентиляционной нагрузки для зимнего периода пристраивают график технологической нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения по средней нагрузке за зимний период. В летний период, когда технологическая нагрузка и горячее водоснабжение являются основным видом теплопотребления, рекомендуется график продолжительности для них строить по часовому теплопотреблению. Характер суммарного графика годового теплопотребления для сезонных и круглогодочных потребителей показан на рис. 2-7.

График на рис. 2-6 показывает, что особенность отопительно-вентиляционной нагрузки заключается в наличии пика, в связи с чем выделяют базисную и пиковую нагрузки. К базисной нагрузке относится нагрузка, не превышающая среднюю за отопительный период, а к пиковой — остальная часть нагрузки. Величины базисной и пиковой нагрузок следует учитывать при выборе количества и единичной мощности котлоагрегатов, а также степени резервирования оборудования.

2-2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Системы теплоснабжения классифицируют по мощности, источникам тепла, виду потребителей, виду теплоносителя, способу подачи тепла на горячее водоснабжение и количеству трубопроводов.

По мощности системы теплоснабжения характеризуются расчетной тепловой нагрузкой, дальностью передачи тепла и числом потребителей.

По источникам тепла системы централизованного теплоснабжения подразделяют на теплофикацию, когда источником тепла служит ТЭЦ, и теплоснабжение от котельных. Далее изложение сделано в предположении подачи тепла только от котельных.

По виду потребителей тепла системы теплоснабжения можно разделить на промышленные, отопительные (коммунальные) и промышленно-отопительные. В промышленных системах главной составляющей тепловой нагрузки являются технологические нужды, которые в основном удовле-

творяются паром давлением 6—10 кгс/см² и выше. Обеспечение теплом установок отопления и приточной вентиляции в этих системах обычно производится горячей водой. В отдельных случаях горячая вода (повышенной температуры) подается и для технологических нужд.

В отопительных системах теплоснабжения, потребителями в которых являются жилые и общественные здания, составляющие тепловой нагрузки — коммунально-бытовые нужды этих зданий, в качестве единого теплоносителя применяется горячая вода. Крупные системы теплоснабжения имеют обычно смешанный характер потребления: от одного источника получают тепло промышленные предприятия и жилищно-коммунальный сектор города (промышленно-отопительные системы). Источником тепла этих систем может быть ТЭЦ или крупная котельная предприятия, к районным отопительным или квартальным котельным промышленные предприятия не присоединяются.

По виду теплоносителя системы теплоснабжения делятся на паровые и водяные. Промышленные и промышленно-отопительные системы могут иметь два теплоносителя — пар и воду. Водяные системы, получившие преимущественное распространение при теплоснабжении городов, делятся: по способу подачи тепла на горячее водоснабжение — закрытые и открытые, по количеству трубопроводов — двух-, трех- и четырехтрубные.

При открытой системе теплоснабжения система централизованного горячего водоснабжения присоединяется непосредственно к подающему и обратному трубопроводам тепловых сетей, при закрытой системе — через водонагреватели.

В крупных системах теплоснабжения от районных и промышленно-отопительных котельных с большим радиусом действия обычно применяются двухтрубные сети, от квартальных — четырехтрубные.

Выбор теплоносителя и системы теплоснабжения производится путем технико-экономических обоснований — сравнением приведенных затрат по источнику тепла, тепловой сети и местным установкам (§ 1-2). Наиболее экономичные решения дает применение единого теплоносителя. Единным теплоносителем в коммунальных системах теплоснабжения принимается вода. В промышленных системах при небольшой сезонной нагрузке отопления и вентиляции единым теплоносителем может служить пар.

В соответствии со СНиП II-36-73 «Тепловые сети» при проектировании котельных в связи с реконструкцией или расширением предприятий, здания которых оборудованы паровыми системами отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, проверяются экономическая целесообразность и техническая возможность перевода существующих систем с пара на воду.

Температура воды в подающем трубопроводе двухтрубных водяных тепловых сетей при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления принимается равной 150°C , в отдельных обоснованных случаях — 95°C . По мере внедрения водогрейных котлов с трубной системой, рассчитанной на температуру до 200°C , рекомендуется переход на повышенные параметры воды в системах теплоснабжения. Температура воды, поступающей в тепловые сети горячего водоснабжения после центрального теплового пункта, должна приниматься не ниже 65 и не выше 75°C . Начальные параметры пара в тепловых сетях должны приниматься по параметрам пара потребителя с учетом потерь давления и падения температуры в сетях от котельной до потребителя при расчетном режиме.

В условиях теплоснабжения от паровых котельных преимущество отпуска тепла в горячей воде состоит в сохранении конденсата и возможности центрального регулирования отпуска тепла, недостаток — в дополнительных затратах электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Повышение параметров теплоносителя (при горячей воде — температура в расчетных условиях; при паре — давление и температура) приводит к уменьшению диаметров тепловых сетей и снижению расхода электроэнергии на перекачку сетевой воды. Эти факторы имеют решающее значение при большой протяженности тепловых сетей. Четырехтрубные водяные тепловые сети от квартальных котельных по приведен-

ным затратам (с учетом экономии тепла), как правило, экономичнее двухтрубных с установкой подогревателей горячего водоснабжения в каждом здании.

При теплоснабжении от крупных котельных с двухтрубными тепловыми сетями производится выбор между закрытой и открытой системами. Качество воды в тепловой сети при открытой системе должно соответствовать качеству питьевой воды — источником водоснабжения для котельной служит городской водопровод. Применение открытой системы теплоснабжения удешевляет абонентские тепловые пункты (исключаются подогреватели горячего водоснабжения) при росте капитальных вложений в котельные за счет увеличения производительности и усложнения схемы водоподготовки. При мягких исходных водах затраты по водоподготовке снижаются и увеличиваются преимущества открытой системы. В эксплуатации открытые системы сложнее закрытых в связи с переменным гидравлическим режимом и усложнением контроля за качеством воды. Определяющими при выборе системы теплоснабжения являются качество исходной воды и обеспеченность ею.

Основные принципиальные схемы систем теплоснабжения

На рис. 2-8 приведена схема паровой системы с возвратом конденсата. Паропровод и конденсатопровод от котельной одинарные. При значительных расходах пара или повышенных требованиях к надежности

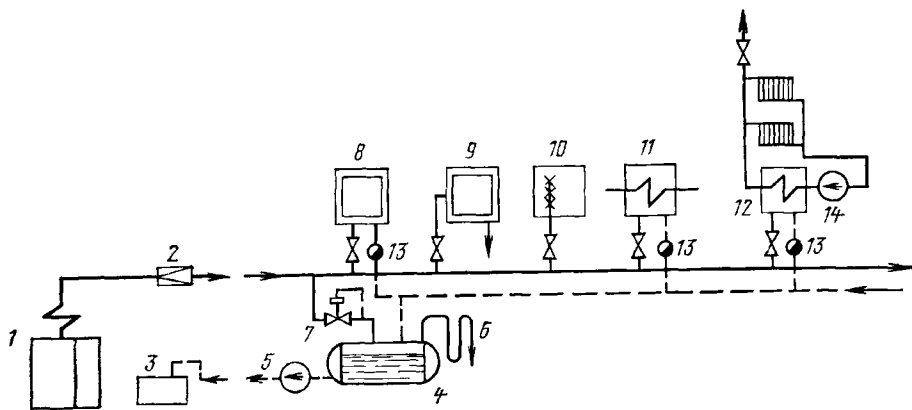


Рис. 2-8. Паровая система теплоснабжения с возвратом конденсата.

Пояснения к рис. 2-8—2-12: 1 — паровой котлоагрегат; 2 — редукционная установка; 3 и 4 — сборные баки конденсата котельной и потребителя; 5 — конденсатный насос; 6 — предохранительное устройство; 7 — регулятор давления в сборном баке; 8 — технологический аппарат с возвратом чистого конденсата; 9 — технологический аппарат с загрязненным конденсатом; 10 — технологический аппарат со смешивающим подогревом; 11 — подогреватель изрячей воды для души и технологии; 12 — подогреватель отопления; 13 — конденсатоотводчик; 14 — циркуляционный насос; 15 — водогрейный котел; 16 — рециркуляционный насос; 17 — регулятор температуры; 18 — сетевой насос; 19 — водоподготовка; 20 — подпиточный насос; 21 — регулятор давления; 22 — коммунальный потребитель; 23 — промышленный потребитель; 24 — двухступенчатый подогреватель горячего водоснабжения; 25 — узел отопления с элеватором; 26 — подогреватель горячего водоснабжения; 27 — узел отопления со смесительным насосом; 28 и 29 — потребители; 30 — узел отопления с подогревателем; 31 — узел смешения для горячего водоснабжения; 32 и 33 — пароводяные подогреватели.

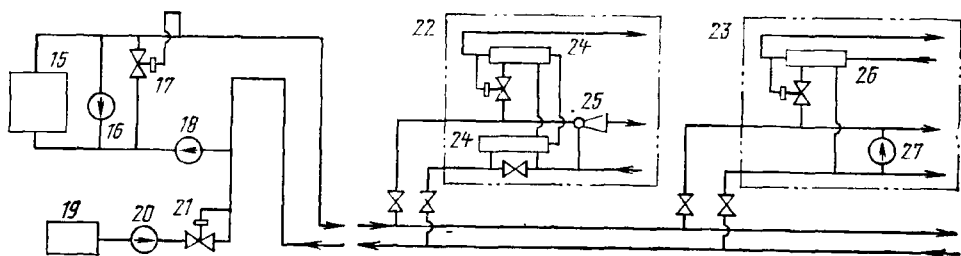


Рис. 2-9. Водяная двухтрубная закрытая система теплоснабжения.

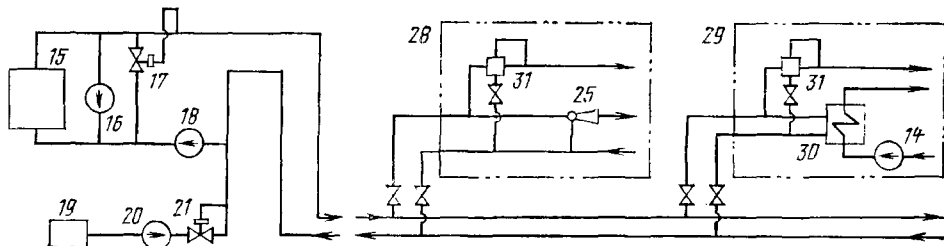


Рис. 2-10. Водяная двухтрубная открытая система теплоснабжения.

теплоснабжения паропроводы выполняются двойными с пропускной способностью каждого от 50 до 100% расчетной нагрузки.

Возврат конденсата в котельную требует сооружения конденсатосборной системы, состоящей из конденсатосборной сети, конденсатотводчиков и сборного бака с насосами. Целесообразность сбора и возврата конденсата определяется количеством чистого конденсата, пригодного для питания котлов, что зависит от конструкции теплоиспользующих аппаратов, которые можно разделить на три группы. Первая и вторая группа — поверхностные теплообменники, третья — смешивающие. В первой группе нагреваемая среда — вода, проникновение которой в конденсат может только повысить его жесткость, что контролируется химическими анализами. Во второй группе аппаратов нагреваемая среда — кислоты, щелочи и пр., попадание которых в конденсат может вывести из строя конденсатопроводы и котлы. В зависимости от соотношения расхода пара аппаратами указанных трех групп процент возврата конденсата в котельную изменяется в широких пределах.

Системы сбора и возврата конденсата предусматриваются закрытыми с избыточным давлением в сборных баках конденсата не менее 0,05 кгс/см², что снижает внутреннюю коррозию конденсатосборной сети. Открытые системы допускаются при количестве возвращаемого конденсата менее 10 т/ч и расстоянии до источника тепла до 0,5 км. В сборных баках конденсата с помощью регулятора давления поддерживается паровая подушка; бак снабжается предохранительным устройством. Контроль качества конденсата осуществляется

в конденсатных баках потребителя и котельной.

На рис. 2-9 и 2-10 представлены схемы водяных двухтрубных систем теплоснабжения — закрытой и открытой. В качестве источников тепла приняты водогрейные котельные. Основное отличие систем заключается в производительности подпиточных устройств и в устройстве тепловых пунктов потребителей. При закрытой системе теплоснабжения подпиточное устройство предназначено для компенсации утечки воды в тепловых сетях и системах потребителей, при открытой системе, кроме того, для восполнения расхода воды на горячее водоснабжение в количествах, предусмотренных п. 4.9 СНиП II-36-73. Расчетный часовой расход воды для подпитки, предназначенный для компенсации утечки в системах теплоснабжения, принимается в размере 0,5% объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней местных системах теплоснабжения исходя из допустимой по ПТЭ величины среднегодовой утечки не более 0,25% объема воды в час независимо от схемы присоединения.

Определение емкости трубопроводов производится по проектной спецификации, при отсутствии данных — по удельной емкости сетей исходя из следующего:

Нагрузка котельной, Гкал/ч . . .	До 50	200	400
Емкость сетей, м ³ /(Гкал/ч) . . .	7—8	12—14	19—21

Емкость местных систем отопления и вентиляции может быть принята по табл. 2-2.

При отсутствии данных об оборудовании емкость систем отопления коммуналь-

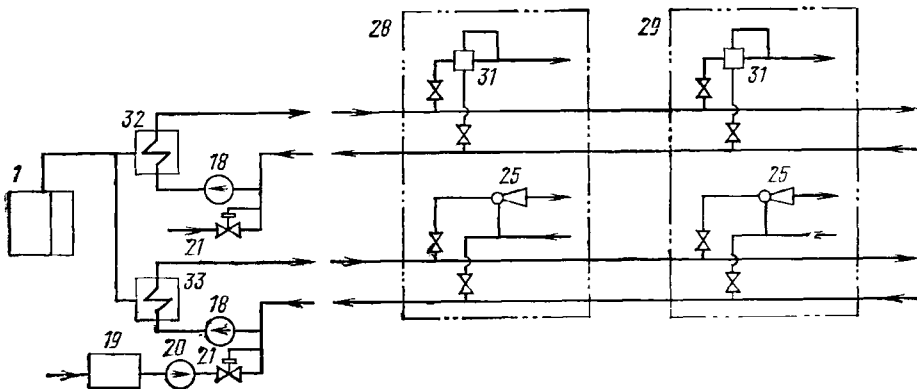


Рис. 2-11. Водяная четырехтрубная система теплоснабжения.

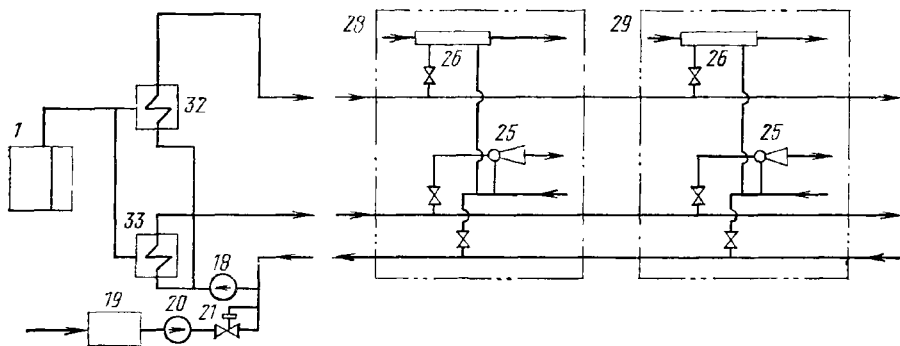


Рис. 2-12. Водяная трехтрубная закрытая система теплоснабжения.

ых зданий может быть принята 28—31 м³, промышленных 6—8 м³ на 1 Гкал/ч присоединяемой нагрузки.

Расход подпиточной воды в открытых системах может быть принят исходя из замечений к присоединению нагрузки горячего водоснабжения равным 18—20 м³

Таблица 2-2

Емкость местных систем, м³ на 1 Гкал/ч

Характеристика нагревательных приборов	Расчетные параметры, °C		
	95—70	130—70	150—70
Радиаторы чугунные	31	24,2	21,6
Конвекторы и калориферы	8,5	6,5	5,5
Гибридные трубы	14,2	12,8	9,2
Плоские трубы	37	27	24

воды при температуре 55—60°C на 1 Гкал/ч.

Для городских микрорайонов нагрузка горячего водоснабжения a может быть принята (в долях от суммарной тепловой нагрузки):

Район строительства	$t_{p.o}$	a
Сибирь, Урал и север европейской части СССР	—35° C	0,3
Центр и север Средней Азии	—25° C	0,35
Юг европейской части СССР	—15° C	0,4
Крым, Кавказ и юг Средней Азии	— 5° C	0,5

Для двухтрубных водяных тепловых сетей принимается центральное качественное регулирование отпуска тепла по нагрузке отопления согласно графику изменения температуры воды в зависимости от температуры наружного воздуха (отопительный график). При подаче тепла на отоплс-

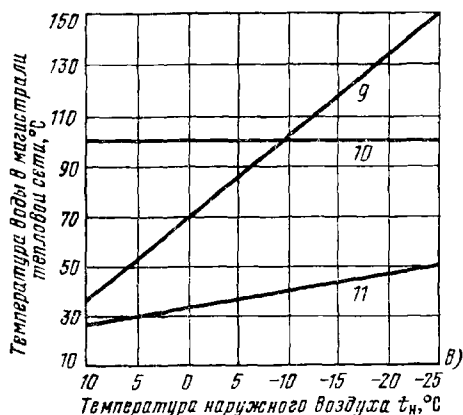
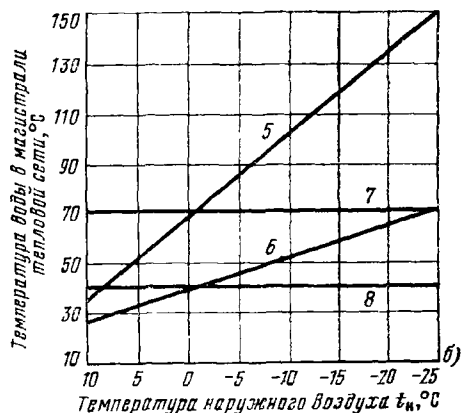
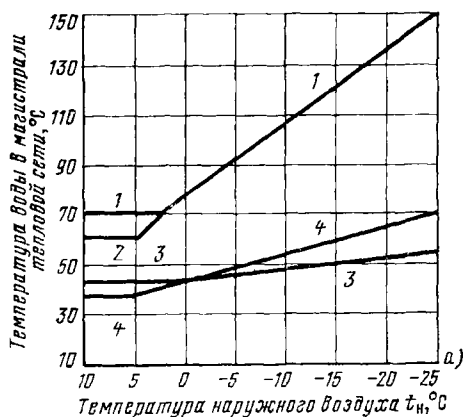


Рис. 2-13. Графики температур воды при качественном регулировании по отопительной нагрузке.

а — двухтрубная сеть; б — четырехтрубная сеть; в — трехтрубная сеть; 1 — подающая линия; 2 — подающая линия при открытой системе; 3 — обратная линия при закрытой системе; 4 — обратная линия при открытой системе; 5 и 6 — подающая и обратная линии при открытой системе; 7 и 8 — подающая и обратная линии при закрытой системе; 9 — подающая линия при открытой системе; 10 — обратная линия при закрытой системе; 11 — обратная линия при открытой системе.

лине, вентиляцию и горячее водоснабжение — по совместной нагрузке (повышенный график) (рис. 2-13,а). Для раздельных водяных тепловых сетей от промышленно-отопительных котельных допускаются разные графики температур воды для предприятий — отопительный, для жилых районов — повышенный.

На рис. 2-11 и 2-12 приведены схемы водяных четырехтрубной и трехтрубной систем теплоснабжения от котельных мощностью 33—50 Гкал/ч. При небольшом радиусе теплоснабжения тепловые сети от котельных могут выполняться четырехтрубными (две трубы на отопление и две на горячее водоснабжение). Преимуществом четырехтрубных систем является возможность регулирования сетей отопления и горячего водоснабжения (рис. 2-13,б), что даже при отсутствии автоматических регуляторов в тепловых пунктах зданий позволяет получить значительную (до 10—15%) экономию топлива за счет предотвращения перегрева зданий.

Трехтрубные системы теплоснабжения имеют две подающие линии — одну на отоп-

ление и вентиляцию (температура изменяется по отопительному режиму), вторую — на горячее водоснабжение и технологические нужды с постоянной температурой 100°C, третья линия служит общей обратной для всех потребителей (рис. 2-13,в). В трехтрубных системах осуществляется центральное регулирование двух разнородных видов тепловой нагрузки; при этом местное регулирование отопительной нагрузки может производиться с помощью регуляторов расхода.

Гидравлические режимы водяных тепловых сетей и пьезометрические графики должны разрабатываться для отопительного и летнего периодов, а для открытых систем теплоснабжения — также при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов в отопительный период.

Давление воды в подающей линии водяной тепловой сети при работе сетевых насосов должно поддерживаться с запасом не менее 0,5 кгс/см², чтобы обеспечивалось отсутствие вскипания воды при ее максимальной температуре в любой точке по-

дающего трубопровода, в оборудовании источника тепла, в тепловых пунктах и в верхних точках непосредственно присоединенных систем теплоснабжения.

Давление воды в любой точке обратной линии водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть не менее $0,5 \text{ кгс/см}^2$, но не превышать допустимого давления для систем теплоснабжения.

Давление и температура воды во всасывающих патрубках, установленных в тепловую сеть насосов, не должны выходить за пределы, установленные заводами-изготовителями.

Давление воды в обратных трубопроводах открытых систем теплоснабжения в летний период, а также в подающем и циркуляционном трубопроводах тепловых сетей горячего водоснабжения должно на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ превышать статическое давление в системах горячего водоснабжения потребителей.

Статическое давление в системах теплоснабжения при использовании в качестве теплоносителя воды не должно превышать допустимое давление для оборудования источника тепла, водяных тепловых сетей и систем теплоснабжения, непосредственно присоединенных к тепловым сетям, и должно обеспечивать заполнение систем теплоснабжения водой.

Статическое давление должно определяться условно для температуры воды до 100°C . В случаях, когда возможно повышение статического давления в отдельных точках сети сверх допустимого для оборудования источника или систем теплоснабжения, должно обеспечиваться автоматическое разделение сети на гидравлически изолированные зоны, в каждой из которых должно поддерживаться допустимое давление.

2-3. КЛАССИФИКАЦИЯ И ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Котельные установки систем централизованного теплоснабжения — комплекс устройств и агрегатов предназначенных для выработки тепла в виде пара или горячей воды за счет сжигания топлива, а также подготовки теплоносителя и подачи его в систему теплоснабжения.

Котельные подразделяются на районные, квартальные, групповые и котельные предприятий.

Районные котельные снабжают теплом всех потребителей района жилой застройки или промышленного узла входят в состав предприятий объединенных котельных и тепловых сетей.

Квартальные и групповые котельные предназначены для теплоснабжения одного или нескольких кварталов, группы жилых домов или общественных зданий, проектируются при незначительной плотности тепловых нагрузок, входят в состав предприятий объединенных котельных и тепловых сетей.

Котельные предприятий входят в состав промышленного предприятия и предназначены для теплоснабжения этого предприятия и его жилого фонда, а также других промышленных предприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения в порядке кооперирования.

В зависимости от характера тепловых нагрузок потребителей районные котельные и котельные предприятий подразделяются на

промышленные — для технологического теплоснабжения (паром или горячей водой) промышленных предприятий,

отопительные — для теплоснабжения объектов, не имеющих технологических потребителей тепла,

промышленно-отопительные — для технологического теплоснабжения и снабжения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленных предприятий, жилых и общественных зданий.

Квартальные и групповые котельные, как правило, являются котельными отопительными.

Котельные всех типов, кроме того, классифицируются по следующим технологическим признакам

по типу котельных агрегатов (паровые — низкого и среднего давления, водогрейные пароводогрейные — с паровыми и водогрейными или пароводогрейными котлоагрегатами),

по виду теплоносителя и схеме отпуска тепла (отпускающие — пар с возратом или без возврата конденсата, тепло в горячей воде — при закрытой или открытой системе теплоснабжения, пар и тепло в горячей воде — по перечисленным схемам в различных сочетаниях)

по виду сжигаемого топлива (на твердом топливе — слоевые и пылеугольные, газовые, мазутные и газомазутные),

по технологической структуре (блочные и неблочные)

по компоновке оборудования (закрытого, полукрытого и открытого типов),

по размещению главного корпуса (отдельно стоящие и сблокированные),

по режиму работы (базовые районные котельные и пиковые, работающие совместно с ТЭЦ).

По мощности котельные условно подразделяются на три группы малой мощности — теплопроизводительностью не

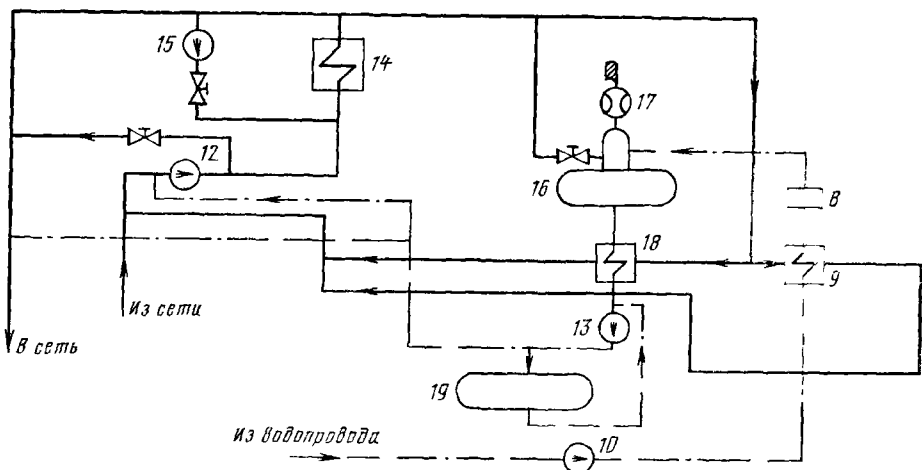


Рис 2-16. Принципиальная схема отопительной водогрейной котельной с отпуском тепла при открытой системе теплоснабжения.

вс — 100 и 150 т/ч) и водогрейными котлоагрегатами — газомазутными типов ПТВМ и КВ-ГМ теплопроизводительностью 30, 50 и 100 Гкал/ч, пылеугольными типа КВ-ТК теплопроизводительностью 50 и 100 Гкал/ч.

Квартальные отопительные котельные проектируются с паровыми котлоагрегатами низкого давления типов ДКВр, КЕ и ДЕ производительностью 10, 16 и 25 т/ч и водогрейными типов КВ-ГМ и КВ-ТС теплопроизводительностью 10 и 20 Гкал/ч.

Групповые отопительные котельные проектируются с паровыми котлоагрегатами типов ДКВр, КЕ и ДЕ паропроизводительностью 4, 6,5 и 10 т/ч и водогрейными типа КВ-ГМ теплопроизводительностью 4 и 6,5 Гкал/ч.

На рис 2-15 и 2-16 изображены принципиальные схемы соответственно отопительной паровой котельной с котлоагрегатами низкого давления и отпуском тепла при закрытой системе теплоснабжения и отопительной водогрейной котельной с отпуском тепла при открытой системе теплоснабжения.

Промышленно-отопительные котельные проектируются на базе промышленно-отопительных нагрузок. Особенностью тепловой схемы котельной является отпуск потребителям пара и горячей воды.

Промышленно-отопительные котельные могут быть паровыми с водоподогревательными установками для подготовки горячей воды или пароводогрейными — с установкой паровых котлоагрегатов для технологического пароснабжения и водогрейных — для нагрузок санитарно-технических систем.

В паровых котельных при отпуске тепла на технологические нужды в горячей воде предусматривается отдельная водоподогревательная установка, работающая по

температурному графику, заданному технологическим режимом.

В пароводогрейных котельных в аналогичных случаях предусматривается водогрейный котлоагрегат, работающий по самостоятельному контуру. В отдельных случаях при отсутствии паровой технологической нагрузки промышленно-отопительная котельная может проектироваться чисто водогрейной.

Промышленно-отопительные котельные оборудуются паровыми котлоагрегатами низкого и среднего давления и водогрейными котлоагрегатами всех типов. Выбор котлоагрегатов определяется заданным соотношением нагрузок в паре и горячей воде, при этом следует стремиться к укрупнению единичной мощности котлоагрегатов.

В перспективе для промышленно-отопительных котельных найдут применение пароводогрейные котлоагрегаты, выполненные на базе водогрейных котлоагрегатов ПТВМ-30, а для крупных котельных с высокой долей нагрузок в горячей воде — КВ-ГМ-100. Принципиальная схема промышленно-отопительной пароводогрейной котельной с отпуском тепла при открытой системе теплоснабжения изображена на рис. 2-17.

Выбор типа промышленно-отопительной котельной (паровая или пароводогрейная) зависит от соотношения расходов тепла в паре и в горячей воде и определяется технико-экономическими расчетами. При выборе между паровой и водогрейной котельной для отопительных и между паровой и пароводогрейной для промышленно-отопительных котельных учитываются следующие особенности котлоагрегатов и тепловых схем котельных.

1. Удельные капитальные затраты на собственно водогрейные котлоагрегаты и их

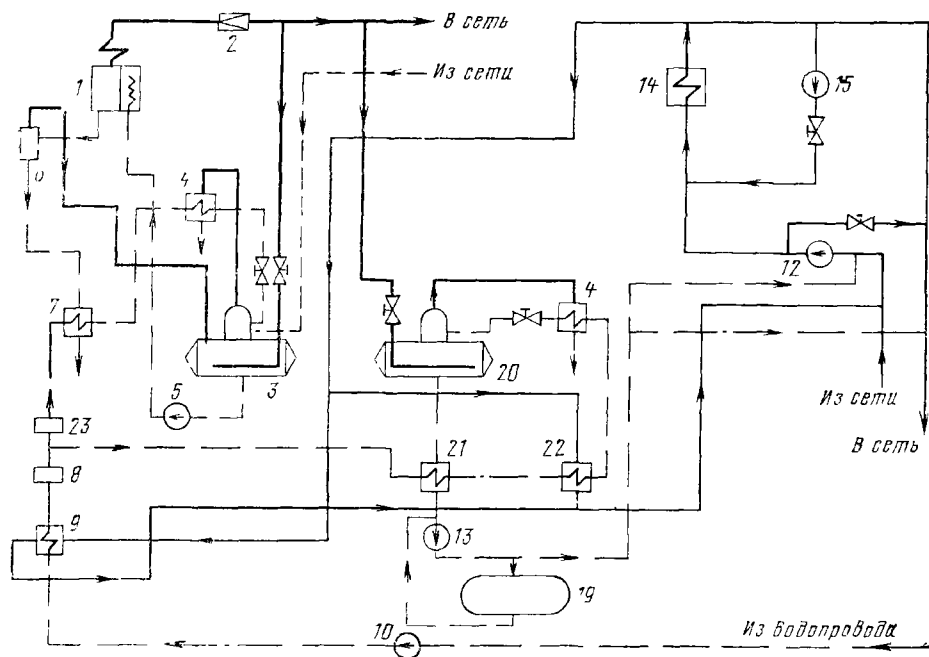


Рис. 2-17. Принципиальная схема промышленно-отопительной пароводогрейной котельной с отпуском тепла при открытой системе теплоснабжения

вспомогательное оборудование ниже затрат на паровые котлоагрегаты той же производительности.

2. Надежность паровых газомазутных котлоагрегатов выше, чем водогрейных, из-за меньших коррозионных повреждений низкотемпературных поверхностей нагрева.

3. Тепловые схемы котельных с водогрейными котлоагрегатами проще тепловых схем паровых котельных, в которых пар является промежуточным теплоносителем.

4. В чисто водогрейных котельных отсутствие пара требует применения вакуумной деаэрации.

5. В водогрейных котельных на мазуте отсутствие пара усложняет схему подготовки мазута, требует специальных решений по разогреву мазута в цистернах при сливе.

6. Преимущество паровых котельных перед пароводогрейными заключается в однотипности оборудования, уменьшении числа резервных котлоагрегатов и единиц вспомогательного оборудования, а также в упрощении схемы отпуска тепла.

7. При доле паровой нагрузки, значительно превышающей долю нагрузки в горячей воде, рекомендуются паровые промышленно-отопительные котельные. При преобладающей нагрузке в горячей воде рекомендуются пароводогрейные котельные, так как при этом, несмотря на усложнение схемы, сказываются экономические и технические преимущества водогрейных котлоагрегатов.

8. Определяющими в выборе типа котельной являются типоразмеры серийно изготавливаемых котлоагрегатов. Водогрейные котлоагрегаты имеют большую единичную теплопроизводительность, чем паровые низкого и среднего давления, поэтому следствием их применения может оказаться укрупнение единичной мощности котлоагрегатов.

9. Тепловая схема пароводогрейной котельной отличается большей гибкостью в эксплуатационных режимах.

В зависимости от соотношения нагрузок в паре и горячей воде и единичной мощности котлоагрегатов выбор котлоагрегатов (паровых или водогрейных) может предусматривать использование недогрузки паровых котлоагрегатов при максимальных режимах для покрытия пиковых тепловых нагрузок сезонных потребителей. Повышение числа часов использования установленной мощности паровых котлоагрегатов в промышленно-отопительных пароводогрейных котельных достигается применением их для круглогодичных нагрузок. При этом компания работы водогрейных котлоагрегатов ограничивается отопительным периодом, что повышает их эксплуатационную надежность, особенно при работе на сернистых топливах.

В рассмотренных тепловых схемах подготовка и выдача теплоносителя в систему теплоснабжения должны осуществляться автоматическими блочными теплоподготовительными установками.

Если учитывать энергетическое преимущество вакуумной деаэрации перед атмосферной, при новом проектировании и реконструкции для котельных всех типов преимущественно рекомендуется глубокая дегазация питательной и подпиточной воды в вакуумных двухступенчатых струйно-барботажных деаэраторах. Греющей средой для вакуумных деаэраторов может служить пар низкого давления, в водогрейных котельных — деаэрированная перегретая вода. Для подготовки подпиточной воды тепловых сетей в схемах умягчения воды методом Н-катионирования вакуумная деаэрация рекомендуется вместо декарбонизации в декарбонизаторах.

2-4. ОПТИМАЛЬНЫЕ МОЩНОСТИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Оптимальная мощность систем централизованного теплоснабжения от котельных определяется схемой теплоснабжения района или промышленного узла и зависит от характера тепловых нагрузок потребителей, входящих в район теплоснабжения (коммунально-бытовые нагрузки или промышленно-отопительные с определенным соотношением пара и горячей воды), капитальных вложений в строительство котельных и тепловых сетей и эксплуатационных расходов по системе в целом. Критерием, определяющим границы выбора единичных мощностей котельных и централизованных систем теплоснабжения, являются приведенные затраты, определяемые, с одной стороны, положительным экономическим эффектом при переходе от умеренных к более мощным источникам тепла, с другой стороны, отрицательным экономическим эффектом, связанным с дополнительными затратами по тепловым сетям.

В общем случае затраты в котельную, тепловые сети и в теплоснабжающую систему зависят от радиуса теплоснабжения, рассредоточенности потребителей тепла и тепловой нагрузки района. Для районных отопительных котельных при заданном уровне плотности тепловой нагрузки увеличение мощности теплоснабжающей системы связано с увеличением радиуса теплоснабжения, снижением удельных затрат в источники тепла и дополнительными удельными затратами в тепловые сети. Для промышленных котельных увеличение мощности теплоснабжающей системы ведет к снижению удельных затрат в котельные и при передаче части технологической нагрузки по транзитным паропроводам ограниченной протяженности может не оказывать существенного влияния на удельные затраты в тепловые сети. Для промышленно-отопительных котельных увеличение мощности тепло-

снабжающих систем в случае небольшой доли технологической нагрузки ведет к снижению удельных затрат в котельные. При высокой доле технологической нагрузки влияние роста мощности на удельные затраты оказывается незначительным.

Таким образом, для систем теплоснабжения от районных отопительных котельных при постоянстве установленной мощности источника тепла и расширенной зоне теплоснабжения с пониженной теплоплотностью удельные затраты в систему растут пропорционально протяженности тепловых сетей или радиусу теплоснабжения. При продолжающемся росте установленной мощности источника тепла, повышении нагрузки существующих тепловых сетей и возросшей теплоплотности района теплоснабжения удельные затраты в систему теплоснабжения снижаются пропорционально росту установленной мощности источника тепла. При одновременном росте мощности котельной, пропускной способности тепловых сетей и их протяженности удельные затраты в систему снижаются пропорционально росту мощности котельной и повышаются пропорционально пропускной способности и протяженности тепловых сетей.

Выбор зоны экономически целесообразного применения расширенного централизованного теплоснабжения производится сравнением вариантов с максимально возможной для конкретных условий степенью укрупнения источников теплоснабжения с вариантами, принятыми за базовые. Сравнение проводится по удельным приведенным затратам на единицу расчетной тепловой нагрузки:

$$z_{p.цен} = \frac{z_{p.цен}}{Q_{рас}}; \quad (2-20)$$

$$z_{цен} = \frac{z_{цен}}{Q_{рас}}. \quad (2-21)$$

Удельные приведенные затраты в теплоснабжающую систему, приходящиеся на единицу расчетной тепловой нагрузки, определяются из равенства

$$z_i = z_i^k + z_i^{т.с} = [S_i^k + S_i^{т.с} + E_{и}(K^k + K^{т.с})] \frac{1}{Q_{рас}}. \quad (2-22)$$

Эффективность расширенного централизованного теплоснабжения определяется отношением

$$\varphi_3 = \frac{z_{p.цен}}{z_{цен}}. \quad (2-23)$$

При $\varphi_3 \leq 1$ расширенная централизация экономически эффективна, эффективность ее тем выше, чем меньше значение φ_3 .

В формулах (2-20) — (2-23): $Q_{рас}$ — расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч; $z_{цен}$, $z_{p.цен}$ — приведенные затраты на централи-

**Эффективность расширенного централизованного теплоснабжения
от районных отопительных котельных**

Наименование величин	Мощность котельных, Гкал/ч		Район строительства			
	Базовые системы	Расширен- ные систе- мы	Сибирь (Иркутск), $t_{p.o} = -35^{\circ}\text{C}$	Европейская часть СССР (Москва), $t_{p.o} = -25^{\circ}\text{C}$	Средняя Азия (Ташкент), $t_{p.o} = -13^{\circ}\text{C}$	
Вид топлива	—	—	Твердое	Газ, мазут		Газ
Схема ГВС	—	—	Закрытая	Закрытая	Открытая	Закрытая
Коэффициент эффективности φ_3	25	50	0,920	0,960	0,955	0,965
		100	0,900	0,940	0,940	0,945
		300	0,845	0,925	0,920	0,925
		600	0,980	0,940	0,935	0,945
	50	100	0,978	0,980	0,985	0,980
		300	0,918	0,964	0,962	0,958
		600	1,06	0,980	0,988	0,980
	100	300	0,94	0,982	0,98	0,98
		600	1,01	1,00	0,995	1,00
	300	600	1,16	1,02	1,015	1,020

зованные базовые и расширенные централизованные системы теплоснабжения, тыс. руб.; $Z_{баз.}$, $Z_{р.ц.}$ — удельные приведенные затраты по базовому и расширенному вариантам централизованного теплоснабжения, тыс. руб./Гкал/ч; z^k , $z^{т.с.}$ — удельные приведенные затраты в котельные и тепловые сети, тыс. руб./Гкал/ч; S^k , $S^{т.с.}$ — ежегодные издержки производства по котельным и тепловым сетям, тыс. руб.; K^k , $K^{т.с.}$ — капиталовложения в котельные и тепловые сети, тыс. руб.; φ_3 — коэффициент эффективности расширенного централизованного теплоснабжения; i — порядковый номер варианта сравниваемой системы теплоснабжения; E_k — коэффициент эффективности капиталовложений.

В соответствии с зависимостью (2-23) в табл. 2-3 приведены значения коэффициентов эффективности расширенного теплоснабжения от районных отопительных котельных в условиях роста тепловой нагрузки как расширенных, так и базовых систем теплоснабжения. При составлении табл. 2-3 мощность рассматриваемой системы централизованного теплоснабжения принималась равной сумме мощностей базовых систем, с ней конкурирующих. Сравнение произведено

для трех климатических районов, для различных видов топлива и систем горячего водоснабжения при теплоплотности теплоснабжающего района 0,71 Гкал/(ч·га). Мощность расширенных систем централизованного теплоснабжения изменялась в пределах от 50 до 600 Гкал/ч. Единичная мощность базовых систем, из которых комплектовалась система сравнения, принималась равной 25, 50, 100 и 300 Гкал/ч.

Из табл. 2-3 видно, что при мощности базовых систем в 25 Гкал/ч эффективность системы расширенного централизованного теплоснабжения в условиях европейской части страны и Средней Азии при равных прочих условиях для газомазутного топлива равноценны. Для условий Сибири системы расширенного централизованного теплоснабжения более эффективны.

С ростом мощности систем теплоснабжения до 300—350 Гкал/ч эффективность централизации возрастает, с дальнейшим ростом мощности систем их эффективность начинает снижаться, что объясняется возрастающим влиянием на приведенные затраты затрат по тепловым сетям в варианте расширенного централизованного теплоснабжения.

При мощности базовой системы теплоснабжения в 50 Гкал/ч укрупнение систем до 400—500 Гкал/ч целесообразно для газомазутных котельных при более мягком климате и менее эффективно в условиях сурового климата на твердом топливе. При мощности базовой системы теплоснабжения 100—300 Гкал/ч целесообразная мощность укрупнения системы 400—450 Гкал/ч. Системы мощностью в 600 Гкал/ч и выше экономически не целесообразны.

При кооперировании двух потребителей на базе промышленно-отопительной нагрузки предельная длина теплосети $L_{пред}$, км, при которой укрупнение системы теплоснабжения эффективно, определяется отношением разности приведенных затрат в источнике тепла к приведенным затратам в тепловые сети, отнесенным на 1 км тепловых сетей, по формуле

$$L_{пред} = \frac{\Sigma Z_{цен} - Z_{р.цен}}{\bar{z}^{т.с}} \quad (2-24)$$

При увеличении числа потребителей экономически целесообразные границы применения районных промышленно-отопительных котельных значительно расширяются. Коэффициент, определяющий увеличение предельного радиуса теплоснабжения от промышленно-отопительной котельной, при присоединении нескольких потребителей подсчитывается по формуле

$$\xi = \frac{n(Z_{цен} - Z_{р.цен}) Q'_{рас}}{\left[\left(\frac{n+1}{2}\right)^{0,19} + (n-1)\delta\right] \bar{z}^{т.с} L'_{пред}} \quad (2-25)$$

В формулах (2-24) и (2-25): $Z_{цен}$ — сумма приведенных затрат на отдельные источники теплоснабжения, расположенные вблизи потребителей тепловой нагрузки, тыс. руб.; $Z_{р.цен}$ — приведенные затраты на котельную при расширенной централизации теплоснабжения, тыс. руб.; $\bar{z}^{т.с}$ — удельные приведенные затраты на тепловые сети при нагрузке $Q'_{рас}$ на 1 км, тыс. руб/км; $Q'_{рас}$ — средняя нагрузка присоединяемых потребителей, Гкал/ч; n — число потребителей; $Z_{цен}$ — средние удельные приведенные затраты на индивидуальные котельные, тыс. руб./Гкал/ч; $Z_{р.цен}$ — удельные приведенные затраты на объединенную котельную, тыс. руб./Гкал/ч; δ — отношение среднего расстояния от потребителей до основной трассы к расстоянию от источника до наиболее удаленного потребителя; $L'_{пред}$ — предельная целесообразная дальность транспорта тепла при кооперировании двух потребителей при нагрузке меньшего из них $Q'_{рас}$, км.

Удельные приведенные затраты в тепловые сети в основном зависят от нагрузки тепловых сетей. Влияние условий прокладки, типа грунта (при подземной прокладке), соотношения нагрузок в паре и горячей во-

де, а также параметров теплоносителя (в пределах $\rho \leq 22$ кгс/см²) при совместной прокладке незначительно. Значение удельных приведенных затрат в тепловые сети на 1 Гкал/ч расчетной нагрузки и 1 км тепловых сетей приведено на графике рис. 2-18.

Значение δ в среднем составляет 0,1—0,2. При $\delta = 0,2$ и числе добавочных потребителей, равном 2 (общее число потребителей 3), целесообразное значение радиуса кооперирования увеличивается в 1,5 раза ($\xi = 1,5$); при числе добавочных потребителей, подключенных к трассе, 5 — в 2,5 раза; при 10 — более чем в 3 раза. Дальнейшее увеличение числа присоединяемых потребителей не оказывает заметного влияния на увеличение предельного радиуса кооперирования.

Оптимальная мощность групповых отопительных котельных находится в пределах 10—20 Гкал/ч, квартальных котельных — 25—50 Гкал/ч. С увеличением мощности как групповых, так и квартальных котельных и ростом плотности тепловых нагрузок удельные приведенные затраты в систему теплоснабжения снижаются, что указывает на целесообразность выбора максимальной мощности котельных.

Например, по данным [1], расчеты, проведенные для условий Армянской ССР при следующих исходных данных: топливо — природный газ (резервное — мазут); параметры теплоносителя 150—70°C; нагрузка горячего водоснабжения — 15% расчетной; использование максимума тепловой нагрузки — 2540 ч в год, показывают следующую зависимость оптимальной мощности квартальных котельных с котлоагрегатами типа ДКВр от плотности тепловых нагрузок:

Плотность тепловой нагрузки, Гкал/(ч·га)	0,25	0,5	0,75
Оптимальная мощность котельных, Гкал/ч	24—32	41—57	47—64

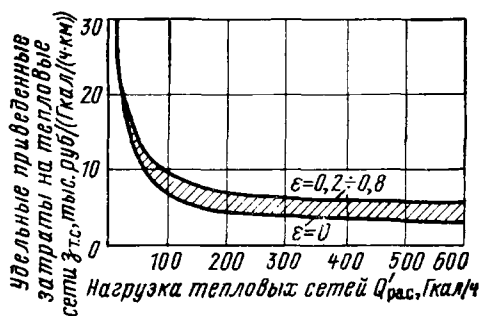


Рис. 2-18. Удельные приведенные затраты на тепловые сети. ε — доля пара в общей промышленно-отопительной нагрузке

Верхний предел мощности районных отопительных котельных при сплошной многоэтажной застройке определяется величиной общей тепловой нагрузки, при которой эффективна раздельная схема энергоснабжения. Удельные приведенные затраты в централизованную систему теплоснабжения от районных отопительных котельных приблизительно равнозначны в диапазоне тепловых нагрузок от 100 до 600 Гкал/ч и имеют слабо выраженный минимум при нагрузках 300—350 Гкал/ч. Дальность передачи тепла в горячей воде от этих котельных — до 7 км. Верхний предел оптимальной мощности районных промышленно-отопительных котельных составляет 350—450 Гкал/ч. Эффективность централизации теплоснабжения от котельных на базе паровых технологических нагрузок выше, чем на базе коммунально-бытовых в горячей воде.

Например, при доле паровой технологической нагрузки 0,8 от общей нагрузки 50 Гкал/ч и твердом топливе предельный радиус составляет 8 км против 3 км при доле технологической нагрузки 0,2. Экономически целесообразные границы централизованного теплоснабжения от промышленно-отопительных котельных расширяются при увеличении числа потребителей, подключаемых к общей магистрали.

В работах, проведенных ВНИПИэнергопром, Теплоэлектропроектом и АрмНИИЭ по вопросам эффективности централизации теплоснабжения от котельных [60], сделаны следующие выводы и обобщения по определению оптимальной мощности систем централизованного теплоснабжения.

Переход от районных отопительных котельных производительностью 25—50 Гкал/ч к крупным районным котельным производительностью 300—600 Гкал/ч для районов сплошной застройки приводит обычно к экономии приведенных затрат: в условиях европейской части СССР и Средней Азии для газомазутных котельных на 6—8%, в условиях Сибири для котельных на твердом топливе — на 15% и более. Абсолютное значение экономии приведенных затрат при нагрузке 600 Гкал/ч составляет 0,7—1,6 млн. руб./год.

В диапазоне производительности котельных 300—600 Гкал/ч удельные приведенные затраты в теплоснабжающую систему на базе жилищно-коммунальной нагрузки практически одинаковы, за исключением котельных теплопроизводительностью 300—350 Гкал/ч с водогрейными котлоагрегатами КВ-ГМ-100, показатели которых ниже. Проектирование котельных с котлоагрегатами КВ-ГМ-100 при общей нагрузке 400 Гкал/ч и более становится нецелесообразным из-за роста удельных капиталовложений в тепловые сети. Переход при нагрузках 500 Гкал/ч и выше на котлоагрегаты единичной теплопроизводительностью 180 Гкал/ч дает эко-

номии капитальных затрат в котельную в размере 10—20% и в систему — около 5%, при этом котельные мощностью 300—600 Гкал/ч окажутся равноценными.

Влияние на капитальные вложения и приведенные затраты в теплоснабжающую систему климатических условий, плотности тепловых нагрузок, схемы горячего водоснабжения, условий прокладки тепловых сетей, расположения котельной в пределах площади застройки сказывается следующим образом:

при изменении расчетной температуры наружного воздуха на 15°C плотность тепловых нагрузок с сохранением этажности и планировки меняется на 10%, что приводит к изменению капитальных вложений в тепловые сети на 5—6% (1% приведенных затрат в систему);

прокладка городских водяных сетей в условиях мокрых грунтов увеличивает приведенные затраты на 5—10%;

приведенные затраты для районов условно квадратной конфигурации ниже, чем для районов с отношением сторон 4:1, приблизительно на 1%;

расположение водогрейной котельной в центре района теплоснабжения дает снижение приведенных затрат на 1—2%;

повышение плотности тепловых нагрузок за счет роста этажности зданий дает снижение удельных капитальных вложений в тепловые сети для микрорайонов с высокой долей шестнадцатиэтажных зданий в сравнении с пяти- и девятиэтажной застройкой в условиях европейской части СССР на 50%;

стоимость водогрейной котельной при закрытой схеме ГВС примерно на 25% ниже, чем при открытой;

применение графиков с температурной надбавкой в подающей магистрали снижает капитальные вложения в тепловые сети на 2—6%.

При значительных разрывах между микрорайонами (расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя не менее 7,0 км) вариант теплоснабжения от нескольких районных котельных может оказаться эффективнее варианта теплоснабжения от одной котельной мощностью 400—600 Гкал/ч.

При мощности котельных 25—50 Гкал/ч экономия затрат в котельные превышает прирост затрат в тепловые сети, с увеличением нагрузки прирост затрат в тепловые сети начинает опережать рост экономии приведенных затрат по котельным.

Целесообразные границы кооперирования двух потребителей на базе промышленно-отопительной нагрузки для котельных на мазуте лежат в пределах 3—3 км при преобладающей доле паровой нагрузки и 1,5—3,5 км при преобладающей доле нагрузки в горячей воде. Для котельных на твердом топливе в условиях Сибири предельные значения эффективности кооперирования двух потребителей возрастают в 1,3—1,8 раза.

Показатели централизации теплоснабжения

Тепловая нагрузка города. Гкал/ч	Количество городов	Количество источников тепла		Капитальные вложения в централизацию теплоснабжения города	
		закрыто	предусмотрено	К, млн. руб.	к, тыс.руб./ (Гкал/ч)
50—100	2	91	13	1,97—3,33	39,2—46,3
101—200	4	193	16	4,6—8,0	10,45—40,4
201—400	4	264	27	5,5—10,6	22,06—38,0
401—600	3	71	13	6,01—15,5	10,10—34,1
601—1000	2	145	13	6,44—14,77	9,07—22,0
≥1001	3	404	47	18,0—26,11	14,78—21,8

При рациональном кооперировании потребителей по виду и параметрам теплоносителя экономически оправдана ликвидация существующих мелких промышленных и промышленно-отопительных котельных в радиусе до 2,0—2,5 км в условиях европейской части СССР и 3,5—4 км — в Сибири. При новом проектировании наиболее целесообразно теплоснабжение промышленных узлов от одной промышленно-отопительной котельной.

При теплоснабжении от промышленно-отопительных котельных целесообразно повышение доли технологической нагрузки. При теплоснабжении от ТЭЦ наиболее целесообразно развитие отопительной нагрузки на базе отборов пара низкого давления, при котором происходит дополнительная выработка электроэнергии.

При определении границ расширенного централизованного теплоснабжения, кроме технико-экономических показателей, необходимо учитывать следующие дополнительные факторы, практически влияющие на оптимальную мощность систем и источников теплоснабжения.

Увеличение мощности котельных имеет преимущества по условиям организации площадки, топливоснабжения и улучшения санитарного состояния городов и населенных пунктов.

В проектах планировки и застройки городской территории по совокупности градостроительных факторов отдается предпочтение вариантам с меньшим числом более крупных котельных. Размещение увеличенного числа котельных, особенно угольных, ухудшает планировку района. При укрупнении котельных размер городской территории, омертвляемой как площадкой собственно котельной, так и санитарно-защитной зоной, меньше, чем в варианте сооружения нескольких котельных меньшей производительности.

При размещении котельных внутри района следует учитывать возможность наи-

более рациональной трассировки и способа прокладки тепловых сетей. При малых нагрузках ввиду более высоких удельных потерь тепла дальность транспорта пара ограничивается необходимостью исключить конденсацию пара.

Укрупнение котельных уменьшает число дымовых труб, являющихся источниками вредных выбросов в атмосферу. Крупные пылеугольные котельные, кроме того, позволяют применять высокоэффективные системы золоулавливания.

Эффективность централизации теплоснабжения в городах РСФСР со сложившейся концентрацией источников тепла может быть проиллюстрирована данными табл. 2-4. Для 18 городов с тепловыми нагрузками на уровне 1980 г. от 50 до 1800 Гкал/ч за счет централизации теплоснабжения намечено закрыть 1168 котельных, предусмотрев 129 источников тепла, в том числе существующие ТЭЦ и крупные котельные. Капитальные вложения в системы теплоснабжения отдельных городов составят от 1,97 до 26,11 млн. руб.; удельные капитальные вложения — от 9,07 до 40,4 тыс. руб./ (Гкал/ч).

Раздел третий

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

3-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В случаях, когда экономически целесообразна раздельная схема энергоснабжения или концентрация тепловых нагрузок для строительства ТЭЦ недостаточна, в качестве основных источников тепла централизованных систем теплоснабжения проектируются котельные установки.

Проектирование вновь строящихся, расширение и реконструкция действующих ко-

тельных, предназначенных для теплоснабжения городов и других населенных пунктов, групп предприятий с общими объектами (промышленных узлов) и отдельных крупных промышленных предприятий и сельскохозяйственных комплексов с общей расчетной тепловой нагрузкой 100 Гкал/ч и выше, выполняются на основании утвержденных схем теплоснабжения.

При общей расчетной тепловой нагрузке районов теплоснабжения менее

100 Гкал/ч, для которых схемы теплоснабжения отсутствуют, до разработки проектов источников тепла рекомендуется составлять технические предложения по централизации теплоснабжения. При расчетной нагрузке до 25 Гкал/ч и ограниченной площади территории теплоснабжения, когда выбор котельной в качестве источника теплоснабжения может быть решен однозначно, основанием для разработки проекта котельной является задание на проектирование, определяющее круг потребителей тепла и тепловые нагрузки.

Схемой теплоснабжения обосновываются: величина ожидаемых тепловых нагрузок; количество и тип источников теплоснабжения (ТЭЦ или котельные); тепловая мощность источников теплоснабжения, район строительства и состав основного оборудования; техническая возможность и экономическая целесообразность расширения или реконструкции существующих источников теплоснабжения; вид топлива; выбор открытой или закрытой системы теплоснабжения; выбор основных технологических и строительных решений (включая схему генерального плана) по источникам теплоснабжения и тепловым сетям; основные технико-экономические показатели системы теплоснабжения.

Схемы теплоснабжения разрабатываются на расчетный срок 10—15 лет с выделением первой очереди строительства на срок 5—7 лет. Задания на проектирование котельных также учитывают перспективу развития на 10—15 лет.

Схемы теплоснабжения, в которых может быть обосновано строительство ТЭЦ, разрабатываются проектными организациями Минэнерго СССР. Схемы теплоснабжения, в которых величина и плотность тепловых нагрузок потребителей недостаточны для обоснования строительства ТЭЦ, могут разрабатываться специализированными проектными организациями независимо от их ведомственной подчиненности.

Схемы теплоснабжения различных объектов рассматриваются и утверждаются следующими инстанциями:

а) городов с населением (на начало разработки схемы) 100 тыс. чел. и более — Минэнерго СССР по согласованию с соответствующими исполкомами местных Советов народных депутатов;

б) городов и других населенных пунктов с населением менее 100 тыс. чел. — в порядке, установленном советами министров союзных республик по согласованию с районными энергоуправлениями, при обосновании строительства ТЭЦ — непосредственно с Минэнерго СССР;

в) группы предприятий с общими объектами — Госстроем СССР в составе схем генеральных планов промышленных узлов;

г) отдельных промышленных предприятий и сельскохозяйственных комплексов — министерствами (ведомствами) — заказчиками по согласованию с исполкомами местных

Советов народных депутатов и с районными энергоуправлениями, при обосновании строительства ТЭЦ — непосредственно с Минэнерго СССР.

При расширении реконструкции существующих источников теплоснабжения и тепловых сетей или подключении к ним намечаемых к строительству объектов схема теплоснабжения согласовывается с министерствами (ведомствами), в ведении которых находятся источники теплоснабжения и тепловые сети.

Задания на проектирование котельных, строительство которых производится без схем теплоснабжения, рассматриваются и утверждаются территориальными организациями Госстроя СССР, соответствующими министерствами или ведомствами и согласовываются с исполкомами местных Советов народных депутатов.

Строительство источников теплоснабжения (ТЭЦ или котельных) общих для групп предприятий и тепловых сетей от них осуществляется с долевым участием предприятий — потребителей тепловой энергии. Размеры долевого участия распределяются пропорционально заявленным потребителям и тепловым нагрузкам.

Положение о порядке разработки, рассмотрения и утверждения схем теплоснабжения и предложений об источниках теплоснабжения и о долевом участии заинтересованных в их сооружении министерств и ведомств утверждено постановлением Госплана СССР и Госстроя СССР от 22 мая 1974 г. № 71/107.

Согласно СНиП П-60-75 «Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов» теплоснабжение городов и других населенных пунктов или отдельных жилых районов с застройкой зданиями высотой выше двух этажей следует предусматривать, как правило, централизованным. Для отдельно стоящих жилых зданий высотой выше двух этажей или общественных зданий и сооружений, расположенных среди 1—2-этажной жилой застройки, допускается теплоснабжение от местных котельных. Учитывая создание агротехнических комплексов с большой долей многоэтажной застройки, теплоснабжение сельской местности рекомендуется также осуществлять от централизованных источников.

Наибольшая степень централизации теплоснабжения от котельных достигается строительством районных промышленно-отопительных котельных, отпускающих два вида теплоносителя и охватывающих потребителей коммунально-бытовой и промышленной нагрузки.

Максимальная теплопроизводительность отопительных и промышленно-отопительных котельных регламентируется экономической эффективностью централизованного теплоснабжения от котельных [32].

Теплопроизводительность отопительных котельных, проектируемых на базе комму-

нально-бытовой нагрузки, не должна превышать в европейской части СССР — 400 Гкал/ч, в районах Сибири и Средней Азии — 500 Гкал/ч; теплопроизводительность котельных, проектируемых на базе промышленно-отопительной нагрузки, не должна соответственно превышать 350 и 450 Гкал/ч.

При конкретном проектировании может возникнуть необходимость в создании котельных мощностью 600—700 Гкал/ч и более. Выбор в качестве источника тепла отопительных котельных теплопроизводительностью более 300 Гкал/ч и промышленно-отопительных котельных теплопроизводительностью более 250 Гкал/ч требует технико-экономического обоснования сравнением вариантов схем комбинированного и раздельного энергоснабжения по методике выполнения технико-экономических расчетов в энергетике [20, 46].

Проектирование и сооружение котельных следует, как правило, осуществлять на конечную мощность, без деления на очереди. При недостаточной обеспеченности тепловыми нагрузками, а также недостаточной степени готовности тепловых сетей может оказаться целесообразным сооружение котельных по очередям, удорожание строительства при этом определяется величиной народнохозяйственного эффекта от «отложенных капитальных вложений».

Выбор мощности и энергетического типа котельной производится в схеме теплоснабжения с учетом характера потребителей тепла, климатических условий и структуры топливного баланса района строительства.

При проектировании следует учитывать, что котельная является одним из элементов системы централизованного теплоснабжения, представляющей собой тепловое и гидравлическое единство источника тепла, тепловых сетей и местных систем потребителей тепла. Технические решения крупных районных котельных должны предусматривать возможность работы котельной в дальнейшем на общие тепловые сети с ТЭЦ или в качестве пиковой.

При необходимости увеличения теплопроизводительности действующих котельных производится обоснование технических решений экономическим сравнением вариантов модернизации существующих и установки новых котлоагрегатов с более высокими к. п. д. по [20].

Тип котельной по виду топлива принимается исходя из топливного режима, определяемого в установленном порядке (§ 3-3), с учетом рекомендаций § 1-3. Районные котельные теплопроизводительностью более 100 Гкал/ч проектируются с камерным сжиганием твердого топлива. Выбор типа котельной по компоновке оборудования определяется климатическими условиями района и требованиями градостроительства: закрытого типа — в районах со средней температурой наружного воздуха не более холодной пятидневки ниже -30°C ;

полуоткрытого — от -20 до -30°C ; открытого — выше -20°C при продолжительности периода со средними суточными температурами 0°C и ниже менее 115 сут в течение года (районы Закавказья, Северного Кавказа, Юга Украины, Средней Азии, Молдавской ССР и др.).

Котельные, располагаемые на территории населенных мест, независимо от климатических условий проектируются закрытыми, при работе на твердом топливе реконструируется устройство закрытых топливных складов. На территории промышленных предприятий могут сооружаться котельные с любой степенью открытия оборудования.

Отдельно стоящие районные котельные как правило, размещаются в промышленных и коммунально-складских районах в центре тепловых нагрузок.

В случаях, когда это допускается технологическими процессами основного производства, санитарно-гигиеническими и противопожарными требованиями и целесообразно по планировке участка, котельные могут блокироваться с другими производственными зданиями. Котельные предприятий, — с энергетическими объектами этих предприятий (дизельными, компрессорными, воздухоподъемными и насосными станциями). Котельные, предназначенные для теплоснабжения коммунально-бытовых предприятий — с производственными зданиями этих предприятий; для теплоснабжения больничных комплексов и учебных заведений — с их хозяйственными корпусами. Для котельных, заблокированных с производственными зданиями, установленная теплопроизводительность и параметры котлов не ограничиваются. Предпочтительно блокирование газомазутных котельных.

Разработка проектов котельных установок производится по нормативно-техническим документам, утвержденным Госстроем СССР, а также действующим в системе Минэнерго СССР.

При проектировании следует применять типовые проекты и типовые узлы сооружений и вспомогательных зданий котельных использовать повторно экономичные индивидуальные проекты, а также типовые строительные и технологические конструкции повышенной заводской готовности.

Индивидуальные проекты котельных и их отдельных сооружений разрабатываются при отсутствии типовых, а также ранее разработанных экономичных индивидуальных проектов с необходимыми параметрами и характеристикой основного и вспомогательного оборудования; при применении новых видов оборудования и технологических схем; при целесообразности блокирования зданий, в случаях, когда применение типовых проектов приводит к неоправданному удорожанию строительства.

Основное, вспомогательное оборудование и аппаратура принимаются в проектах котельных по номенклатуре и техническим

условиям заводов-изготовителей с учетом рекомендаций специализированных научно-исследовательских и проектных институтов.

3-2. ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОТЕЛЬНЫМ УСТАНОВКАМ

Котельные установки должны удовлетворять требованиям надежности теплоснабжения, экономичности сооружения и эксплуатации, безопасности и удобства эксплуатации, а также требованиям санитарных норм.

Надежность теплоснабжения — бесперебойное теплоснабжение потребителей в соответствии с заданными параметрами и графиком тепловых нагрузок.

Согласно ПТЭ при заданном расходе сетевой воды отклонения от заданного режима параметров теплоносителя не должны превышать: по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, $\pm 2^\circ\text{C}$; по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$, в обратном $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$. Среднесуточная температура воды в обратном трубопроводе может превышать заданную не более чем на 2°C , снижение температуры воды не ограничивается. Отклонение давления и температуры пара, отпускаемого потребителю, не должно превышать $\pm 5\%$ от заданных параметров.

Надежность теплоснабжения определяется на стадии проектирования выбором типа котельной, соответствующего характеру тепловых нагрузок; выбором оборудования и схем коммуникаций, при которых коэффициент отключаемой мощности и недоотпуск тепла минимальны; установкой резервного оборудования; комплексной автоматизацией технологических процессов.

Для крупных районных котельных (тепловых станций) рекомендуется объединение тепловых сетей района или промышленного узла в общую систему для резервирования отпуска тепловой энергии.

Экономичность сооружения и эксплуатации определяется минимумом приведенных затрат при высокой надежности теплоснабжения. Для выполнения этих требований при проектировании котельных предусматриваются укрупнение тепловой мощности котельной и единичной мощности котлоагрегатов; комплексная механизация трудоемких процессов: применение автоматизированных котлоагрегатов с коэффициентом полезного действия не менее: 93% — на газообразном и легком жидком топливе, 90% — на мазуте, 85% — на каменном угле, 80% — на буром угле и других видах топлива.

В целях экономии энергоресурсов рекомендуются: при сжигании природного газа установка контактных экономайзеров для подогрева технологической воды, энергохи-

мическое использование древесного топлива и сланцев, а также использование побочных энергоресурсов промышленных предприятий.

Основным путем снижения капитальных вложений в строительство источников тепла и сокращения сроков ввода их в эксплуатацию является индустриализация строительства, сводящая к минимуму объем работ на строительной площадке за счет передачи их на заводы, специализированные предприятия и централизованные строительные базы. В проектах котельных следует применять здания и сооружения из готовых унифицированных железобетонных строительных конструкций и деталей при наименьшем числе типоразмеров; стеновое заполнение из облегченных материалов; здания из облегченных металлоконструкций; основное и вспомогательное оборудование в виде комплектных транспортабельных агрегатов или монтажных блоков, подготовленных к сборке на месте установок; блоки трубопроводов и пылегазовоздухопроводов заводского изготовления.

Следует расширить строительство котельных с максимальной степенью открытия оборудования за счет применения специальных технических решений.

Рекомендуется распространить новый метод проектирования, разработанный институтом ВНИПИЭнергопром для ТЭЦ повышенной заводской готовности, на проектирование крупных котельных. По этому методу в проект включаются отработанные в конструктивном отношении чертежи кодированных строительно-технологических секций, узлов или блоков, которые в определенном сочетании образуют комплекс рабочих чертежей конкретного объекта.

Главный корпус котельной может быть составлен из комплексных строительно-технологических секций: секции котлоагрегата, в которой в одной или двух строительных ячейках размещаются котлоагрегат и теплоподготовительная установка, и секции «постоянный торец», в которой размещаются общекотельное технологическое оборудование и помещения.

Секция котлоагрегата включает в себя основное и вспомогательное оборудование, которое полностью обеспечивает функционирование котла и теплоподготовительной установки, с учетом оборудования, устанавливаемого в секции «постоянный торец» и вне главного корпуса.

В случае несоответствия мощности или параметров теплоносителя проектируемой котельной набору унифицированных секций предусматривается доробочная секция для установки дополнительного оборудования.

Безопасность и удобство эксплуатации обеспечиваются соблюдением в проектах требований Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей и других нормативно-технических документов.

Требования санитарных норм соблюдаются обеспечением эксплуатационного персонала служебно-бытовыми помещениями с соответствующим оборудованием, поддержанием норм освещенности и температурно-влажностного режима помещений и обеспечением допустимых уровней шума от работающего оборудования на рабочих местах, предотвращением загрязнения окружающей среды (воздушного бассейна и водоемов), сокращением уровня шума от работающего оборудования котельных на прилегающей территории

3-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Порядок определения видов топлива (топливных режимов) для вновь строящихся, расширяемых, реконструируемых и действующих производственных объединений, предприятий и топливопотребляющих установок предусмотрен постановлением Госплана СССР (1977 г)

Топливо для вновь строящихся, расширяемых и действующих котельных установок с учетом рациональных зон перевозок с годовым расходом угля, торфа, сланца и дров до 10 тыс т в условном исчислении, топочного мазута до 500 т в натуральном исчислении — устанавливается министерствами и ведомствами СССР и госпланами союзных республик, сообщающими в Госплан СССР о своем решении

Виды топлива для котельных с годовыми расходами, превышающими указанные выше, определяются Госпланом СССР по предложениям министерств и ведомств СССР для предприятий, входящих в их систему, и госпланами союзных республик — для предприятий республиканского подчинения

Представляемые в Госплан СССР материалы должны содержать

1 Ходатайства министерств ведомств СССР и госпланов союзных республик об установлении или изменении вида топлива

2 Документы об определении источников теплоснабжения, для которых устанавливается вид топлива в соответствии с утвержденными схемами теплоснабжения или ТЭО

3 Заключение о возможности установления рекомендуемого топлива при расходе угля более 100 тыс т условного топлива в год — Минуглепрома СССР, при расходе газа 10 млн м³ в год и выше — Мингазпрома СССР, при расходе газа до 10 млн м³ в год — местных газоснабжающих организаций

4 Технико-экономические обоснования и расчеты выбора рекомендуемого вида топлива, а также потребности в нем

При расходе более 100 тыс г условного топлива в год представляется топливно-

энергетический баланс производственного объединения или предприятия

5 Сведения о наличии вторичных топливно-энергетических ресурсов, их параметры, годовой выход и намечаемый объем использования

Кроме того по каждой котельной приводятся следующие сведения и расчетные данные

1) наименование и местонахождение котельной (республика, область, населенный пункт)

2) тип котельной (отопительная, промышленно-отопительная промышленная) и ее теплопроизводительность,

3) сметная стоимость котельной по схеме теплоснабжения или ТЭО

4) основное оборудование (тип, количество и теплопроизводительность существующих и намечаемых к установке котлоагрегатов)

5) характеристика намечаемого вида топлива, для расширяемых, реконструируемых и переводимых на другой вид топлива котельных — вид топлива, используемого в настоящее время, и его годовой расход,

6) предполагаемый поставщик топлива (НПЗ, газопровод шахта разрез, торфопредприятие), при отсутствии данных — месторождение или район размещения топливопроизводящего предприятия

7) наличие железнодорожных путей и газовых коммуникаций, а при их отсутствии — расстояние до железнодорожной станции примыкания и до магистральных газопроводов, к которым может быть осуществлено присоединение

8) при ходатайстве о выделении природного газа — копия согласования на подключение к газовым сетям,

9) тепловые нагрузки потребителей по годам ввода и расчет годовой потребности в топливе в соответствии с вводом мощностей

При определении намечаемого к использованию вида топлива указывается вид резервного аварийного и растопочного топлива с учетом следующего

1) при годовом расходе природного газа до 10 млн м³ работа на другом виде топлива не предусматривается,

2) для котельных с годовым расходом 10 млн м³ и более работающих на природном газе, в качестве резервного топлива применяется мазут

3) для пылеугольных котельных в качестве растопочного топлива применяется топочный мазут,

4) для котельных, переводимых с твердого топлива на сжигание природного газа или мазута, рекомендуется сохранять в качестве другого вида топлива твердое без демонстрации оборудования, установленного для его сжигания

Основное топливо — топливо, предназначенное для сжигания в течение всего периода работы котельной или в течение длительного времени,

резервное — для сжигания в периоды запланированных перерывов в подаче основного топлива (например, перерыв в подаче природного газа в зимние месяцы);

аварийное — для сжигания в кратковременные периоды аварийного отсутствия основного или резервного топлива (предусматривается в тех случаях, когда по условиям теплоснабжения потребителей перерыв в работе котельной недопустим);

растопочное — для растопки и «подсвечивания» пылеугольных топок.

Предложения по топливным режимам котельных при разработке схем теплоснабжения, а также в проектах котельных обосновываются технико-экономическим сопоставлением возможных вариантов использования различных видов топлива, иллюстрируемых по экономическим районам данными табл. 1-12 (см § 1-3), составленной на основе расчетов по топливно-энергетическому балансу страны. Основным критерием выбора указанных вариантов является минимум приведенных затрат по системе теплоснабжения при сжигании в котельных различных видов топлива. Оценка топливной составляющей эксплуатационных расходов производится по замыкающим затратам на топливо.

Значения замыкающих затрат соответствуют следующим качественным характеристикам различных видов топлива: на газ — действительны только для природного газа и не могут применяться для сжиженного и попутного нефтяного газа (до его переработки); на каменный и бурый уголь — распространяются на угли со средними нормативными значениями влажности и зольности. Показатели замыкающих затрат на сланец, торф и дрова определяются непосредственно по затратам на их добычу и транспорт.

Замыкающие затраты на топливо приведены для крупных узловых пунктов транспортной сети (железнодорожных станций) и пунктов отвода от магистральных газопроводов. В технико-экономических расчетах к значениям замыкающих затрат прибавляются затраты на распределительный транспорт топлива от ближайшего

узлового пункта транспортной сети до места размещения котельной; для районов Сибири и Дальнего Востока — внутрирайонные транспортные расходы от административных центров. Кроме того, необходимо учитывать режим топливопотребления. При неравномерном использовании природного газа принимаются дифференцированные показатели для отопительного и неопотребляемого сезонов. Неравномерность использования жидкого и твердого топлива учитывается дополнительными расходами на их хранение.

Замыкающие затраты на топливо даны интервалами значений, соответствующими вероятной погрешности исходных данных. Поэтому при использовании этих показателей в конкретных технико-экономических расчетах необходимо принимать отдельно нижние и верхние границы указанных интервалов. При совпадающих результатах полученное решение устойчиво. В противном случае сравниваемые варианты следует считать практически равнозначными, и решение надо принимать на основе дополнительных соображений или более точной исходной информации [46].

На основании структуры потребления угля котельными установками по территории страны при подготовке предложений по топливному режиму можно ориентироваться на сжигание следующих основных видов угля:

для слоевого и пылеугольного сжигания: кузнецкий — Западная Сибирь, Казахстан, Урал, Северо-Запад, Волго-Вятский район, Центр и Поволжье; донецкий — Центрально-Черноземный район, Молдавская ССР, Северо-Запад, Украинская ССР, Белорусская ССР, Центр, Северный Кавказ и Закавказье; карагандинский — Казахстан; райчихинский — Дальний Восток; силезский — Северо-Запад и Прибалтика;

для пылеугольного сжигания: канско-ачинский рядовой — Восточная Сибирь; приморский и сахалинский — Дальний Восток; уральские — Урал; львовско-волинский — Украинская ССР;

для слоевого сжигания: канско-ачинский — Восточная Сибирь.

Раздел четвертый

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТОВ

4-1. СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Стадии проектирования

В соответствии с «Инструкцией по разработке проектов и смет для промышленного строительства» СН 202-76 проектирование зданий и сооружений осуществляется

на основе технико-экономических обоснований (ТЭО) или другой предпроектной документации, заменяющей ТЭО, подтверждающих экономическую целесообразность их строительства. Предпроектным документом, в котором обосновываются проектирование и строительство новых или расширение и реконструкция действующих объектов — источников теплоснабжения и тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией городов и других населенных пунктов, групп

предприятий с общими объектами (промышленных узлов) и отдельных крупных промышленных предприятий и сельскохозяйственных комплексов, является схема теплоснабжения.

Схемы теплоснабжения городов и других населенных пунктов являются исходными документами для разработки технических (технорабочих) проектов объектов — источников теплоснабжения и тепловых сетей, а по крупным и сложным объектам — источникам теплоснабжения — для разработки ТЭО строительства этих объектов. Схемы теплоснабжения групп предприятий с общими объектами являются составной частью схем генеральных планов этих предприятий, а схемы теплоснабжения отдельных промышленных предприятий и сельскохозяйственных комплексов — составной частью ТЭО строительства этих предприятий и комплексов.

К **внестадийным работам** (предпроектной документации) относятся схема теплоснабжения, ТЭО и технические решения, являющиеся основанием для разработки экспериментального проекта, — выполняются при применении новых видов оборудования и схем. К **стадийным работам** относятся технический проект, рабочие чертежи, технорабочий проект. Двухстадийное проектирование включает в себя составление технического проекта и рабочих чертежей, одностадийное проектирование — составление технорабочего проекта.

Разработка рабочих чертежей при двухстадийном проектировании осуществляется после утверждения технического проекта в соответствии с принятыми в нем решениями.

При одностадийном проектировании одновременно с проектно-сметной документацией технорабочего проекта, которая передается на утверждение, разрабатываются рабочие чертежи.

Технорабочий проект разрабатывается для объектов, строительство которых намечается осуществлять по типовым проектам с использованием типовых узлов, по повторно применяемым экономичным индивидуальным проектам, а также для технических несложных объектов.

Решение о **стадийности** проектирования котельной принимается при утверждении предпроектной документации или определяется в задании на проектирование.

Задание на проектирование

Проект на строительство котельной разрабатывается на основе задания на проектирование, составленного заказчиком проекта, с учетом решений, принятых утверждающими инстанциями по **внестадийным работам**, и оформленного в соответствии с положениями разд. 3 СН 202-76.

Задание на проектирование подготавливается заказчиком проекта при участии автора проекта котельной и генерального проектировщика и содержит тепловые на-

грузки, параметры теплоносителя, данные о виде топлива и условиях теплоснабжения: схему присоединения к тепловым сетям, данные об источнике водоснабжения, условия присоединения к сетям энергоснабжения, водоснабжения, канализации и связи; сведения о выбранной площадке для строительства и данные для составления проекта организации строительства и смет.

При размещении котельных на территории городов и населенных пунктов Исполкомом местного Совета народных депутатов выдается архитектурно-планировочное задание, содержащее строительный паспорт участка, технические условия на присоединение к городским инженерным сетям и сооружениям, сведения о существующей застройке и подземных сооружениях, действующих и перспективных источниках тепла.

При подготовке заданий на проектирование особое внимание следует уделять данным по тепловым нагрузкам и топливу, влияющим на энергетический тип котельной, состав оборудования и технико-экономические показатели.

Тепловые нагрузки потребителей приводятся в исходных данных для проектирования в виде сводной таблицы, составленной по следующим группам потребителей (пообъектно):

- а) технологические;
- б) системы отопления и вентиляции;
- в) системы горячего водоснабжения (по «б» и «в» — для производственных, жилых и общественных зданий отдельно);
- г) общее потребление тепла (по пару и горячей воде отдельно)

Нагрузки приводятся для четырех основных режимов: максимально-зимнего при средней температуре наружного воздуха для наиболее холодной пятидневки; наиболее холодного месяца при средней температуре этого месяца; среднего дня отопительного периода при средней температуре этого периода и летнего.

Указываются параметры теплоносителя по потребителям; параметры пара на выходе из котельной с учетом снижения давления и температуры во внешних тепловых сетях; количество и способ возврата конденсата; система горячего водоснабжения; длительность нагрузок в течение суток и года.

Для крупных систем теплоснабжения представляются графики потребления тепла: суточные — технологического пара или горячей воды в различные периоды года (для рабочих и выходных дней); годовые — пара или горячей воды, составленные по среднесуточным значениям расхода; совмещенные графики технологической нагрузки по продолжительности. В том же объеме представляются графики коммунально-бытовых нагрузок.

Указываются вторичные энергоресурсы для целей теплоснабжения: мятый пар от молотов или прессов, горячая вода, дымовые газы и промышленные отходы. Приво-

дятся сведения о их количестве, режиме выхода и параметрах.

Нагрузки указываются без потерь во внешних тепловых сетях, которые принимаются из проекта тепловых сетей, рассчитываются или определяются ориентировочно.

Продолжительность отопительного периода и температура наружного воздуха по режимам принимаются по СНиП II-A 6-72 [56].

При наличии кооперируемых объектов тепловые нагрузки каждого из них представляются в отдельных таблицах. Так как сведения по тепловым нагрузкам и параметрам теплоносителя, получаемые от заказчика, не всегда учитывают специфику проектирования источника тепла, рекомендуется перед началом проектирования проводить их анализ.

При анализе тепловых нагрузок выполняются:

1. Проверка соответствия данных сводной таблицы тепловых нагрузок утвержденной схеме теплоснабжения или ТЭО, при отклонении прилагается документальное обоснование.

2. Ознакомление с технологией потребителей тепла, паспортами и материалами испытаний теплоиспользующих установок с целью уточнения оптимальных параметров теплоносителя и номинальной тепловой мощности оборудования.

3. Определение потребности в тепловой энергии исходя из присоединенной мощности отдельных технологических потребителей с учетом коэффициентов, характеризующих режим теплопотребления и расходы тепла за данный промежуток времени.

4. Определение расходов тепла на отопительно-вентиляционные системы и горячее водоснабжение раздельно для потребителей с разными расчетными температурами и режимами работы.

5. Группировка тепловых нагрузок по виду и параметрам теплоносителя.

Вид топлива и топливные режимы оформляются в соответствии с рекомендациями § 3-3. Расчетные характеристики топлива принимаются по [57]. В исходных данных на проектирование приводятся дополнительные сведения о топливе в объеме, указанном в табл 4-1. Для топлив, расчетные характеристики которых в [57] отсутствуют, данные по составу топлива представляются заказчиком проекта на основании анализов отобранных проб.

4-2. ОБЪЕМ И СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Технический проект

В техническом проекте решаются вопросы выбора оптимальных технических решений, обеспечивающих: минимальную величину приведенных затрат и надежную эксплуатацию котельной при наименьших

Таблица 4-1

Дополнительные сведения к исходным данным по топливу

Наименование	Вид топлива							
	Антрацит, каменные в бурой угли, сланцы	Отходы обогащения углей	Торф	Древесное топливо	Древесные отходы	Мазут	Природный газ	Искусственный газ
Район, бассейн, месторождение	+	+	+	—	—	—	—	—
Газопровод, район добычи	—	—	—	—	—	—	+	—
Марка топлива или обогащаемого угля	+	+	—	—	—	+	—	—
Способ обогащения	—	+	—	—	—	—	—	—
Класс по размеру кусков	+	+	—	—	—	—	—	—
Размер кусков	—	—	—	+	+	—	—	—
Способ добычи	—	—	+	—	—	—	—	—
Характер производства, отходы которого используются	—	—	—	—	+	—	—	—
Способ получения и очистки	—	—	—	—	—	—	—	+
Сернистость	—	—	—	—	—	+	—	—

эксплуатационных расходах; соблюдение требований безопасности, санитарных и противопожарных норм и условий охраны воздушного и водного бассейнов; современный уровень автоматизации и механизации технологических процессов. Составляются частные, объектные и сводная сметы на строительство. Определяются энергетические и технико-экономические показатели котельной.

Проект выполняется на основании расчетных, компоновочных, конструктивных и планировочных проработок с использованием решений типовых проектов, соблюдением ГОСТ и отраслевых стандартов, общесоюзных норм проектирования, а также ведомственных циркуляров и указаний.

Технический проект содержит разделы: общая часть, тепломеханическая часть, электротехническая часть, автоматизация и КИП, архитектурно-строительная часть, санитарно-техническая часть, генеральный план и транспорт, проект организации строительства, технико-экономическая часть, сметы; мероприятия по охране водоемов, почвы и атмосферного воздуха от загрязне-

ния сточными водами и выбросами от котельных

В техническом проекте приводятся только материалы и чертежи, необходимые для обоснования проектных решений и определения стоимости строительства. Вариантные проработки и расчеты в пояснительную записку технического проекта не включаются и хранятся в архиве.

Каждая часть технического проекта состоит из пояснительной записки, содержащей описание и обоснование принятых решений, данные расчетов в табличной форме, заказных спецификаций и заявочных ведомостей на оборудование и основные материалы по форме № 8 СН 202-76, чертежей. Чертежи выполняются в объеме, позволяющем определить конструктивные характеристики сооружений, объемы работ и стоимость строительства. На стадии технического проекта прорабатываются мероприятия по антикоррозионной защите оборудования и строительных конструкций.

Далее приводится содержание технического проекта по частям.

Общая часть. Основание для выполнения проекта — наличие утвержденных ТЭО или схемы теплоснабжения, задание на проектирование. Основные положения исходных данных для проектирования и принятых технических решений по всему комплексу вопросов. Достиженные технико-экономические показатели и экономический эффект. Анализ разработанных вариантов проектных решений.

Сведения об использовании типовых или повторно примененных проектов отдельных сооружений. Указания о соответствии проектных решений действующим нормам и правилам и данные о предварительных согласованиях.

Тепломеханическая часть выполняется в трех разделах.

1. Общий раздел тепломеханической части

2. Топливное хозяйство. Шлакозолоудаление. Маслохозяйство.

3. Водоподготовка.

1. **Общий раздел тепломеханической части.** Содержание раздела: исходные данные, выбор основного оборудования, тепловая схема, вспомогательное оборудование, защита атмосферного воздуха от вредных выбросов, компоновка главного корпуса.

Исходные данные. Тепловые нагрузки, топливо и источники водоснабжения, условия использования вторичных энергоресурсов.

Тепловые нагрузки. Характеристика потребителей пара и горячей воды с учетом перспективы развития, данные по расходам пара и горячей воды потребителями, по видам теплотребления, теплоносителям и их параметрам с указанием годовых режимов теплотребления. Количество, параметры и качество конденсата. Коэффициенты совпадения максимумов технологических нагрузок. Для потребителей горячей воды приводятся температурный график, параметры работы тепловых сетей; продолжительность отопительного периода, система горячего водоснабжения.

Топливо. Физико-химические характеристики топлива (химический состав, теплота сгорания, выход летучих, размолоспособность), характеристики золы твердого топлива.

Анализ исходных данных: проверка обоснованности определения тепловых нагрузок, выбора теплоносителя, вида топлива, источника водоснабжения, использования вторичных энергоресурсов.

Тепловые нагрузки, приведенные в исходных данных по потребителям, группируются по видам теплотребления (технологическое, отопление и вентиляция, горячее водоснабжение) и параметрам теплоносителя (табл. 4-2).

Таблица 4-2

Тепловые нагрузки потребителей по видам теплотребления
(пар, т/ч; вода, Гкал/ч)

№ п/п	Назначение нагрузок	Теплоноситель и его параметры											
		Пар						Вода					
		Давление кгс/см²	Температура, °С	Режимы			Температура прямой и обратной воды, °С	Режимы					
				Максимальный зимний, t_n , °С	Средний наиболее холодного месяца, t_n , °С	Средний отопи- тельного периода, t_n , °С		Летний	Максимальный зимний, t_n , °С	Средний наиболее холодного месяца, t_n , °С	Средний отопи- тельного периода, t_n , °С	Летний	

* Показатели, приведенные в графах 4—8, повторяются для водогрейных котлоагрегатов в графах 9—13.

Характеристика котлоагрегатов и вспомогательного оборудования к ним приводится по форме табл. 4-4

Решение схем главных паропроводов, питательных и вспомогательных трубопроводов. Пусковая схема для крупных ко-

Оборудование тепловой схемы

№ п/п	Наименование и тип оборудования	Характеристика оборудования	Количество			Примечание
			Всего	В том числе резервного	Завод-изготовитель	

Таблица 4-6

Основные трубопроводы

№ п/п	Наименование трубопровода и его участка	Параметры среды		Максимальный расход, т/ч	Диаметр $D_{уст}$, мм	Скорость, м/с
		Давление p , кгс/см ²	Температура, °С			

тельных. Трассировка трубопроводов. Выбор диаметров основных трубопроводов. Диаметр трубопроводов и характеристика протекающей в них среды приводятся по форме табл. 4-6.

Защита атмосферного воздуха от вредных выбросов. Исходные данные, полученные от санитарно-эпидемиологической и гидрометеорологической служб, характеризующие состояние атмосферного воздуха в районе строительства котельной. Определение количества вредных выбросов в атмосферу. Технические решения, обеспечивающие снижение содержания в дымовых газах окислов серы и азота. Для котельных на твердом топливе — обоснование выбора и характеристика золоулавливающих устройств. Согласование с Гипрогазоочисткой установки электрофильтров. Выбор дымовых труб по условиям рассеивания в атмосфере вредных выбросов согласно СН 369-74. Определение остаточного содержания вредных веществ и количество этих веществ, выбрасываемое в атмосферу после очистки. Уточнение размеров санитарно-защитной зоны по п. 8.2 СН 369-74. Сводные данные результатов расчета по разделу в табличной форме. Анализ состояния воздушного бассейна до и после осуществления проекта котельной.

Компоновка главного корпуса. Описание компоновочных решений. Размещение оборудования и производственных помещений. При реконструкции котельных — порядок осуществления строительства с указанием демонтируемого оборудования и разбираемых помещений. Выбор грузоподъемных механизмов и их перечень.

Состав графического материала. Принципиальная и развернутая тепловая схема. Схема пылеприготовления. Компоновка главного корпуса: планы по этажам в масштабе 1:100, разрезы в масштабе 1:50. При реконструкции — совмещенные чертежи вновь устанавливаемого и (схематично) существующего оборудования.

2. Топливное хозяйство. Шлакозолоудаление. Маслохозяйство. Содержание раздела: исходные данные, топливоподача и склад твердого топлива, шлакозолоудаление, использование

Таблица 4-7

Исходные данные для выполнения раздела «Топливное хозяйство и шлакозолоудаление»

№ п/п	Исходные данные	Топливо				Примечание
		Уголь	Торф	Мазут	Газ	

Таблица 4-8

Устройства и оборудование топливоподачи, шлакозолоудаления, мазутного хозяйства

№ п/п	Наименование устройств и тип оборудования	Техническая характеристика	Количество	Примечание

шлака и золы, мазутное хозяйство, газоснабжение, маслохозяйство.

Исходные данные. В результате проработки общего раздела тепломеханической части определяются исходные данные для выполнения второго раздела, которые приводятся в табличной форме (табл. 4-7).

В графе исходные данные (табл. 4-7) указываются тип и количество котлоагрегатов; назначение топлива (основное, резервное, аварийное, растопочное); характеристика топлива (месторождение, марка, теплота сгорания, зольность; влажность — рабочая, безопасная и гигроскопическая; насыпная масса, коэффициент размолоспособности); часовой расход топлива каждым котлоагрегатом и котельной для режимов — максимальный зимний, средний наиболее холодного месяца, летний; суточный и годовой расход топлива; расход топлива на растопку котлоагрегатов, тип топочного устройства и требования к подготовке топлива, условия доставки топлива на площадку котельной; способ шлакоудаления; способ золоудаления; перспективы расширения котельной.

Топливоподача и склад твердого топлива. Выбор схемы механизации топливоподачи и склада топлива. Определение расчетной производительности механизмов. Характеристика устройств топливоподачи и склада топлива, емкость склада, размещение площадки хранения. Компоновка склада топлива и тракта топливоподачи.

Данные расчетов и выбора схем механизации приводятся в табличной форме (табл. 4-8).

Шлакозолоудаление. Расчет выхода золы и шлака. Выбор системы и оборудования шлакозолоудаления. Характеристика устройств шлакозолоудаления (по форме табл. 4-8).

Мазутное хозяйство. Назначение. Расчет емкости мазутохранилища. Выбор и описание схемы мазутного хозяйства. Расчет оборудования и трубопроводов. Компонировка. Характеристика устройств мазутного хозяйства (по форме табл. 4-8).

Маслохозяйство. Назначение. Расчет емкости хранения. Тип, схема, выбор и компоновка оборудования. Выполняется раздельным или объединенным с мазутным хозяйством.

Газоснабжение. Назначение. Схема газоснабжения. Расходы и параметры газа. Расчет оборудования и газопроводов. Компонировка оборудования ГРП или ГРУ.

Состав графического материала. План топливоподдачи и склада угля в масштабе 1:400. Разрезы: по разгрузочному устройству, дробильному отделению, эстакаде топливоподдачи — в масштабе 1:200 или 1:100.

Для механических систем шлакозолоудаления — схема трактов, компоновка оборудования выполняется на общекорпусовых чертежах котельной; для пневматических систем — принципиальная схема трубопроводов и компоновка оборудования (план и разрезы в масштабе 1:200); для гидравлических систем — принципиальная схема гидрозолоудаления, компоновка внешнего тракта и оборудования насосной в масштабе 1:200.

Принципиальная схема мазутоснабжения. План и разрезы по сооружениям мазутного хозяйства в масштабе 1:200, план и разрезы мазутонасосной в масштабе 1:100. Схема газоснабжения, компоновка ГРУ в масштабе 1:200.

3. Водоподготовка. Содержание раздела: исходные данные и расчетная производительность, источники водоснабжения, способы обработки воды, схемы, основное оборудование, компоновка оборудования.

Исходные данные. Перечень вновь устанавливаемых и существующих котлоагрегатов с указанием единичной производительности, параметров пара или воды и водно-химического режима. Характеристика системы горячего водоснабжения (открытая или закрытая). Сведения о качестве производственного конденсата. Количество, мг/л: взвешенных веществ, соединений железа, масла, смолы; фенолов, бензолов и нафталинов (суммарно). Обоснование целесообразности очистки конденсата. Решения по использованию конденсата от установок мазутоснабжения. Расчетные производительности химводоочистки для различных групп котлоагрегатов, подпитки теплоты и конденсатоочистки.

Баланс пара и воды для определения производительности водоподготовки (в таб-

личной форме) при максимально-зимнем и летнем режимах. Для проектов реконструкции — производительность существующих установок обработки воды.

Источники водоснабжения. Наименование источников, анализы исходной воды для каждого источника (не менее двух для артезианских вод, для вод поверхностных источников — по сезонам года). Расчетный анализ исходной воды.

Способы обработки воды. Требования к качеству обработанной воды. Характеристика принятого способа обработки воды и его обоснование. Качество обработанной воды. Для расширяемых химводоочисток — существующая технология обработки воды и указание об использовании установленного оборудования.

Основное оборудование. Расчетные данные основного оборудования (в общей таблице) для схем обработки питательной воды котлоагрегатов, подпитки теплоты и конденсатоочистки по каждому фильтру в следующем объеме: расход воды, поступающей на фильтры; количество фильтров, в том числе резервные; фильтрующий материал, высота слоя, рабочая обменная способность; рабочая скорость фильтрования при регенерации; расчетное время регенерации; число регенераций в сутки; количество одновременно регенерируемых фильтров; среднечасовой расход воды на собственные нужды; реагенты для регенерации фильтров, их удельный расход.

Расчет диаметров основных трубопроводов.

Компоновка основного оборудования и расположение лабораторий. Характеристика помещений и зданий для размещения оборудования и складов реагентов. Условия доставки и разгрузки реагентов. Перечень открыто устанавливаемого оборудования и сооружений.

В конце раздела — указание: «Оборудование, трубопроводы и строительные конструкции, подвергающиеся воздействию коррозионной среды, защищаются антикоррозионными покрытиями».

Состав графического материала. Развернутая схема химводоочистки. Компонировка оборудования химводоочистки, планы и разрезы в масштабе 1:200. Компонировка оборудования склада реагентов в масштабе 1:200. Принципиальные схемы реагентного хозяйства.

Электротехническая часть

Исходные данные. Условия внешнего энергоснабжения с указанием независимых источников питания котельной. Потребители электроэнергии (на привод оборудования), требования блокировки и управления. Потребители электроэнергии определяются по решениям тепломеханической и санитарно-технической частей проекта котельной и приводятся в табличной форме (табл. 4-9).

Исходные данные для проектирования электротехнической части

№ п/п.	Оборудование с электроприводом	Электродвигатель					Коэффициент загрузки	Возможность перегрузки	Условия блокировки	Среды помещения по ПУЭ	Управление (местное, дистанционное)	Особые требования	Примечания
		Тип	Мощность, кВт	Количество									
				Всего	Одновременно работающих в режиме								
					рабочем	аварийном							

Состав пояснительной записки. Электрические нагрузки собственных нужд и распределение их по напряжениям. Выбор трансформаторов, схемы электрических соединений, числа и мощности источников питания. Расчеты токов короткого замыкания и выбор типов высоковольтной аппаратуры, кабелей и шин. Системы управления и сигнализации щитов управления. Перечень объектов, подлежащих автоматизации и блокировке в электрической части. Управление выключателями двигателей. Компоновка и обоснование типов выбранных электротехнических устройств, включая щиты станций управления, распределительные устройства и трансформаторы. Кабельная прокладка в пределах главного корпуса, отдельно стоящих сооружений и на площадке котельной. Перенос кабельных линий при расширении и реконструкции котельной.

Проект электроосвещения. Светоотражающие дымовых труб.

Заземляющие устройства на территории и в помещениях котельной. Молниезащита зданий, сооружений, внешних наземных металлических конструкций и коммуникации.

Состав графического материала. Схемы электрических соединений. Компоновка электротехнических устройств, совмещенная с чертежами компоновки тепломеханического оборудования.

Автоматизация и КИП

Исходные данные. Характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной. Принципиальные технологические схемы: котлоагрегатов, тепловая, газомазутоснабжения, топливopодачи твердого топлива, системы шлакозолоудаления, водоподготовки. Перечень контролируемых и регулируемых параметров по технологическим схемам. Схемы управления электродвигателями, включая электродвигатели задвижек, управляемых со щитов или пультов автоматизации. Электрическая схема аварийной сигнализации. Перечень диспет-

ционно управляемого оборудования с указанием пунктов управления, мест расположения приводов и условий блокировки. Данные для расчета регулирующих органов.

Состав пояснительной записки. Основные решения по защите оборудования (автоматика безопасности), автоматическому регулированию, контролю, сигнализации и управлению технологическими процессами котельной. Системы управления электродвигателями оборудования котельной. Выбор и установка щитов и пультов в производственных и щитовых помещениях.

Состав графического материала. Функциональные схемы автоматизации котельной. Планы расположения щитов, пультов и щитовых помещений, совмещенные с чертежами компоновки оборудования.

Архитектурно-строительная часть

Исходные данные. Характеристика основных технологических решений. Характеристика площадки климатические условия района строительства и особые условия (сейсмичность, вечная мерзлота); топография, геология и гидрогеология площадки. Компоновка технологического оборудования, нагрузки от оборудования и трубопроводов на строительные конструкции.

Состав пояснительной записки. Объемно-планировочные, архитектурные и конструктивные решения отдельно для объектов: главный корпус, объединенный вспомогательный корпус, топливopодача, дымовые трубы, внешние газоходы, прочие здания и сооружения. По примененным типовым проектам — изменения, вносимые в проекты, и их обоснование. Объемы и площади служебно-бытовых помещений и их планировка.

Архитектурное оформление зданий и сооружений, решения по благоустройству площадки котельной; наружные и внутренние отделочные работы. Титульный список зданий и сооружений с характеристикой строительных конструкций и сведения о примененных типовых и повторных проектах.

в табличной форме, а также паспорта примененных типовых проектов. В отдельных таблицах — номенклатура сборных железобетонных элементов по зданиям и сооружениям и расход стальных конструкций. Удельные показатели расхода основных материалов, отнесенные к 1 Гкал/ч установленной мощности и к 1 м³ строительного объема зданий.

Указания по специальным мероприятиям: защите конструкций от разрушений под действием агрессивных сред; звукоизоляция помещений; снижению шума и вибрации.

Состав графического материала. Главный лист. Главный корпус — фасады в масштабе 1:200 или 1:100; планы и поперечные разрезы в масштабе 1:100. Вспомогательные сооружения — планы и разрезы в масштабе 1:100; служебно-бытовые помещения — планы по каждому этажу в масштабе 1:100.

Паспорта типовых проектов отдельных сооружений прикладываются к строительной части проекта.

Санитарно-техническая часть

Отопление и вентиляция. Отопление и вентиляция главного корпуса, вспомогательных зданий и сооружений, горячее водоснабжение, аспирация, пневмоуборка и гидроуборка, борьба с шумом, автоматика и блокировка систем вентиляции и аспирации. Выбор систем и оборудования для отопления и вентиляции зданий и сооружений по теплоизбыткам в помещениях для расчетных режимов с учетом климатических и температурно-влажностных условий. Помещения для вентиляционного оборудования показываются в строительных чертежах и чертежах тепломеханической части проекта.

Расходы воды на горячее водоснабжение. Описание систем. Выбор систем и оборудования аспирации.

Перечень помещений, в которых проектируются системы пневмо- и гидроуборки и их оборудование. Устройства по борьбе с шумом.

Автоматизация вентиляционных систем, блокировка систем аспирации и вентиляции с технологическим оборудованием.

Водоснабжение и канализация. Техническое водоснабжение, внешнее гидрозолоудаление, хозяйственно-питьевое и противопожарное водоснабжение и канализация. Расчетные расходы и напоры воды и характер водопотребления. Выбор источника технического водоснабжения. Повторное использование воды. Таблица баланса водопотребления. Компонировочные решения по сооружениям и коммуникациям. Характеристика сооружений.

Обоснование принятой системы внешнего ГЗУ. Золоотвал — площадь, объем, срок использования, место расположения с учетом расширения и схема разводки золопроводов.

Источники, системы и схемы хозяйственно-питьевого и противопожарного водоснабжения. Расчетные напоры и расходы воды, режимы водопотребления. Средства пожаротушения мазутных складов и галерей топливopодачи.

Расчетные расходы производственных стоков (от кислотной промывки котлов, мазутные, от оборудования химводоочистки). Количество хозяйственных стоков; количество дождевых вод, характер и размеры площадей участка, коэффициенты стока, расходы. Выбор систем и схемы производственной, хозяйственно-фекальной и производственно-дождевой канализации котельной, решения по очистке сточных вод.

Сооружения и трассы трубопроводов водоснабжения канализации и пожаротушения в пределах котельной. Планы и продольные профили в масштабе 1:500 или 1:1000.

Генеральный план и транспорт

Компоновка и вертикальная планировка зданий и сооружений котельной, а также подземных коммуникаций, предусмотренных в проектных решениях или требующих перекладки в связи со строительством котельной. Организация рельефа, система планировки и водоотвода. Грузооборот, обновление схемы железнодорожного путевого развития и автомобильных дорог. Трассы и профили железнодорожных подъездных путей. Объемы земляных работ по планировке площадки и котлованам сооружений (их баланс). Основные показатели генерального плана.

Генеральный план и вертикальная планировка с картограммой земляных работ, объемами сноса и восстановления сооружений в масштабе 1:500 или 1:1000 и поперечными профилями в масштабе 1:200.

Проект организации строительства

Выполняется в соответствии с требованиями СН 47-74 «Инструкция по разработке проектов организации строительства и проектов производства работ».

Состав графической части. Стройгенплан в масштабе 1:500 или 1:1000 с расположением постоянных и временных сооружений, площадок укрупнительной сборки технологического оборудования и строительных конструкций, а также железных и автомобильных дорог, основных коммуникаций и складов механизмов с выделением объектов, строительство которых производится в подготовительный период. Выполняется только для крупных котельных.

Технико-экономическая часть

Результаты технико-экономических расчетов, определяющих эффективность и экономическую целесообразность строительства. Годовые расходы топлива, воды, электроэнергии и штаты котельной. Годовые выработки и отпуск тепла внешним потре-

бителям, число часов использования установленной мощности котлоагрегатов. Годовые эксплуатационные затраты, себестоимость выработанного и отпущенного тепла. Удельные расходы топлива, электроэнергии, удельные капиталовложения и штатный коэффициент.

Технико-экономический анализ вариантов решений проекта. Сравнение достигнутых показателей с показателями проектно-аналогов или других экономических проектов. Сопоставление показателей проекта с показателями ТЭО или схемы теплоснабжения.

Приложение к пояснительной записке

В приложении по отдельным частям проекта приводятся следующие документы.

В приложении к общей части: Задание на разработку технического проекта. Акт выбора площадки строительства. Решение Исполкома местного Совета народных депутатов об отводе участка. Согласование с Управлением железной дороги. Архитектурно-планировочное задание. Разрешение Госстроя СССР на индивидуальное проектирование.

В приложении к тепломеханической части: Документация о выделении топлива. Данные по тепловым нагрузкам. Справка Управления железной дороги о весовой норме маршрутов топлива. Согласование местного управления Министерства гражданской авиации на установку дымовой трубы и других высотных сооружений.

Согласование с институтом Гипрогазоочистка выбора электрофильтров. Документы о выделении воды питьевого качества для подпитки системы ГВС и хозяйственно-бытовых нужд; воды на производственные нужды. Анализы исходной воды и производственного конденсата.

В приложении к электротехнической части: Технические условия энергосистемы и генпроектировщика на энергоснабжение котельной.

В приложении к архитектурно-строительной части: Согласование конструкций и материалов со строительными организациями.

В приложении к санитарно-технической части: Справка Союзводоканалпроекта по использованию водных ресурсов, сбросу сточных вод, кооперированию в части водозабора и сбросных сооружений. Справка о приеме сточных вод в канализацию города или промышленного предприятия. Согласования с Минводхозом СССР и Минрыбхозом СССР по забору воды и сбросу в водоемы.

Сметная документация

Сметная документация составляется по формам разд. 8 СН 202-76. Стоимость строительства котельной определяется по сводной смете, на основе которой планируются капитальные вложения и финанси-

руется строительство. Сметная стоимость строительно-монтажных работ, определенная в сводной смете, является окончательной для расчета между подрядчиком и заказчиком за выполненные работы и уточнению на стадии разработки рабочих чертежей не подлежит. В сводной смете на строительство предусматривается резерв средств на непредвиденные работы и затраты в процентах от стоимости строительства, дифференцированный по стадиям проектирования и объему применения типовых и повторно используемых проектов, по п. 8.9 СН 202-76.

Технорабочий проект

Материалы технорабочего проекта, передаваемые на утверждение, состоят из тех же частей, что и материалы технического проекта. При этом в целях сокращения объема разрабатываемой проектно-сметной документации приводятся только такие материалы и чертежи, которые необходимы для обоснования проектных решений и технико-экономических показателей проекта, включая сметную стоимость строительства.

Одновременно с проектно-сметной документацией, необходимой для утверждения технорабочего проекта, разрабатываются рабочие чертежи по объектам, строительство которых намечается осуществлять по индивидуальным проектам не менее чем на объем работ первого года строительства, обеспечивающие строительство объектов в целом или этапов работ, определенных в установленном порядке. Одновременно осуществляется привязка к местным условиям строительства типовых и повторно применяемых экономических проектов по объектам, намеченным к строительству в первом году.

В случаях, когда намечается строительство котельной только по типовым и повторно применяемым индивидуальным проектам, привязка этих проектов к местным условиям строительства и разработка рабочих чертежей по технически несложным объектам производится на весь объем строительства, предусмотренный проектом, одновременно с разработкой материалов, необходимых для утверждения технорабочего проекта.

Рабочие чертежи

Разработка рабочей технической документации производится в соответствии с решениями, принятыми при утверждении технического (технорабочего) проекта. Рабочие чертежи выполняются на объект или вид работ в целом или на этапы работ, определяемые в установленном порядке и обеспечивающие возможность расчетов между заказчиком и подрядной строительной организацией за законченный объект или этапы работ. До разработки рабочих чертежей заказчик должен выдать проект-

ной организации исходные данные по оборудованию индивидуального изготовления (монтажные чертежи, задания на фундаменты, технические характеристики и др.). Исходные данные по серийному оборудованию принимаются по чертежам и каталогам заводов — изготовителей оборудования.

В составе рабочих чертежей, разрабатываемых проектной организацией, принимаются:

1. Рабочие чертежи всех зданий и сооружений котельной в технологической и строительной частях (кроме чертежей оборудования), а также чертежи генплана и внутриплощадочных коммуникаций в пределах пятисотметровой зоны от здания котельной

2. Технические задания и опросные листы заводу-изготовителю на проектирование, изготовление и поставку основного и вспомогательного технологического оборудования котельной.

3. Технические задания специализированной проектной или монтажной организации на разработку рабочих чертежей котельно-вспомогательного оборудования (КВО). Технические задания заводу-изготовителю на металлоконструкции (КМ).

Объем задания, выдаваемого генпроектировщиком монтажной организации для разработки рабочих чертежей КВО: присоединительные размеры и координаты присоединений к оборудованию; компоновочные чертежи всех элементов котельно-вспомогательного оборудования с указанием сечений, габаритов и других необходимых характеристик. Заданием для завода — изготовителя металлоконструкций является проект КМ. В отдельных случаях чертежи КВО и КМД (детализированные чертежи металлических конструкций) могут быть выполнены генпроектировщиком.

4. Рабочие конструктивные чертежи трубопроводов (общекотельных, химводоочистки, газомазутопроводов, шлакозолопроводов, пневмотранспорта), которые рассматриваются как чертежи оборудования и выполняются с учетом изготовления:

трубопроводов на давление $p_y \geq 22$ кгс/см² — на котлостроительных заводах или заводах КВОиТ;

трубопроводов на давление $p_y < 22$ кгс/см² — на монтажных площадках или заводах Минмонтажспецстроя.

5. Чертежи нестандартизированного оборудования (кроме оборудования, по которому в составе технического проекта приведены технические требования на проектирование для разработки документации в конструкторских бюро заводов) — в объеме, необходимом для изготовления на монтажном участке.

6. Чертежи антикоррозионной защиты конструкций, оборудования и трубопроводов.

7. Чертежи устройств, связанных с охраной труда и техникой безопасности.

8. Перечни примененных стандартов, нормалей и чертежей типовых конструкций узлов и деталей.

Примененные в проекте стандарты (ГОСТ и ОСТ), нормали (МН и МВН) и чертежи типовых конструкций, элементов и узлов в состав проектной документации не включаются и заказчику не выдаются. Подрядные строительно-монтажные организации приобретают эту документацию за счет своих средств.

9. Заказные спецификации на оборудование, не вошедшие в спецификации технического проекта, а также на нестандартизированное оборудование, приборы, арматуру, трубы, кабельные и другие изделия по формам № 8 и 9 СН 202-76.

10. Уточненные ведомости конструкций, полуфабрикатов, деталей, изделий и материалов.

11. Ведомости объемов строительных и монтажных работ по объектам строительства и видам работ.

В состав рабочих чертежей входят также чертежи типовых и повторно применяемых экономичных индивидуальных проектов.

Применение типовых проектов

Для объектов, строительство которых намечено вести по типовым проектам, проектная организация выдает заказчику полный комплект типовых чертежей, привязанных к конкретной площадке строительства (с внесением изменений, вызванных условиями применения проекта и разработкой при необходимости дополнительных чертежей).

При проектировании следует применять типовые проекты и типовые узлы сооружений и вспомогательных зданий котельных, находящихся в числе действующих. Применение отмененных типовых проектов допускается в течение 6 мес после публикации сведений об их отмене для объектов, строительство которых осуществляется в году, следующим за годом отмены проекта. Если в указанном году строительство не начато, примененные типовые проекты заменяются новыми типовыми проектами, а при отсутствии их — индивидуальными.

В соответствии с пп. 7.3 и 7.4 СН 202-76 при привязке типовых проектов допускается вносить в них изменения, направленные на повышение экономической эффективности и снижение стоимости строительства, связанные с применением прогрессивных технологических схем и оборудования, объемно-планировочных и конструктивных решений. В материалах привязки типового проекта приводятся обоснование внесенных изменений и сопоставление технико-экономических показателей утвержденного и откорректированного проекта.

Характеристика изменений, наиболее часто вносимых в типовые проекты котельных, приводится в табл. 4-10.

Изменения, наиболее часто вносимые в типовые проекты котельных

Элементы проектов, исходные данные	Причины изменений	Особенности типовых проектов и условия привязки	Степень изменения
Строительная часть			
Подземное хозяйство зданий и сооружений	Характеристика грунтов, допускаемое давление на грунт. Уровень грунтовых вод и их химические свойства. Характеристика промерзания грунта, повышенная сейсмичность. Тип и количество установленного оборудования. Место установки оборудования и трассировка подземных коммуникаций — условия присоединения к внешним сетям	В главном корпусе и насосных — насыщенность фундаментами и каналами. Ограниченные возможности увеличения фундаментов	Различная. При повышенной сейсмичности или особенно плохих грунтовых условиях (плывуны, вечная мерзлота) — полная переделка чертежей
Основные несущие конструкции зданий и сооружений	Расчетная температура наружного воздуха. Повышенные расчетные снеговые и ветровые нагрузки. Сейсмичность ≥ 7 баллов	Отсутствие вариантов решений	Изменение конструкций. При сейсмичности 7—8 баллов в чертежи вносятся изменения. Более 8 баллов — переделка чертежей
Стеновые ограждающие конструкции	То же. Материалы стеновых ограждений	То же	Переделка конструкций, в том числе ограждающих
Конструктивные решения зданий и сооружений	Несоответствие производственных возможностей базы стройиндустрии требованиям типового проекта. Характеристика местных строительных материалов	То же	Различная. Замена соответствующих чертежей
Сооружения, прилегающие к существующим при расширении	Несовпадение пролетов зданий, отметок перекрытий, осей и отметок конвейеров топливоподачи, бункерных отделений, отметок обслуживания однотипного оборудования, подкрановых путей с принятыми в типовом проекте	—	Различная — до полной переделки строительных чертежей и детализованных — при сохранении схемы. Дублирование оборудования (конвейеры топливоподачи, подъемно-транспортное оборудование)

Элементы проектов, исходные данные	Причины изменений	Особенности типовых проектов и условия привязки	Степень изменения
Дымовые трубы (стволы)	Наличие сейсмичности. Ветровая нагрузка. Условия эксплуатации: химический состав и температура дымовых газов	Отсутствие вариантов решений	Пересмотр проекта
	Условия примыкания внешних газоходов (отметка, количество вводов и др.)	То же	Замена соответствующих чертежей

Технологическая часть

Топливо	Качество топлива	Ограниченный диапазон применения выбранного оборудования при отсутствии вариантов решений	Поверочные расчеты котлоагрегатов и котельно-вспомогательного оборудования. Пересмотр топочных устройств, схем и оборудования топливоподачи, шлакозолоудаления и золоулавливания. Проверка дымовых труб
Тепловые нагрузки	Величина тепловых нагрузок. Параметры теплоносителя	Отсутствие вариантов решений	Пересмотр типа и количества котлоагрегатов, элементов общекотельного вспомогательного оборудования и трубопроводов
Исходная вода	Качество воды, идущей на химводоочистку	Отсутствие вариантов решений — схем обработки воды соответствующего качества, в частности для вод поверхностных источников	Замена схем и оборудования химводоочистки; для поверхностных вод — расширение здания
Оборудование	Замена типа основного оборудования в связи с изменением заводской номенклатуры	Несоответствие компоновки здания	Корректировка проекта. Дополнительные чертежи

Проект в целом

Присоединение к внешним сетям	Условия водо-, газо-, энергоснабжения	Отсутствие вариантов решений	Корректировка соответствующих чертежей и их дополнение
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------------	--

Элементы проектов, исходные данные	Причины изменений	Особенности типовых проектов и условия привязки	Степень изменения
—	Отмена и введение новых нормалей и стандартов	—	Корректировка чертежей
—	Требования новых технологических норм, в частности, к защите окружающей среды	—	Корректировка решений и чертежей проекта. Дополнительные разработки

Примечание. При отсутствии вариантов решений для строительства в северной строительной-климатической зоне производится пересмотр проекта во всех частях, включая рекомендуемые нагрузки за счет повышения расходов собственных нужд

4.3. СОГЛАСОВАНИЕ И УТВЕРЖДЕНИЕ ПРОЕКТОВ И СМЕТ

Порядок согласования и утверждения проектов и смет установлен разд. 9 СН 202-76. Технические и технорабочие проекты на строительство, разработанные в соответствии с действующими нормами и правилами (что должно быть удостоверено главным инженером проекта соответствующей записью в материалах проекта), не подлежат согласованию с органами государственного надзора.

Частичные отступления от требований действующих норм и правил должны предварительно согласовываться проектными организациями с органами государственного санитарного, пожарного и энергетического надзора, а также надзора за использованием и охраной водных ресурсов в порядке, установленном министерствами и ведомствами, утвердившими эти нормы и правила. При отсутствии утвержденных правил по отдельным вопросам проектные решения также должны согласовываться с соответствующими органами государственного надзора. Отступления от требований органов государственного надзора, согласованных технических условий на подключение к инженерным сетям и заключений по проектным решениям предварительно согласовываются с соответствующими инстанциями. Рабочие чертежи, разработанные в соответствии с утвержденным техническим (технорабочим) проектом, согласованию не подлежат.

До утверждения технического (технорабочего) проекта сводная и объектные сметы на строительство согласовываются подрядными организациями в порядке установленном п. 9.2 СН 202-76, в них вносятся изменения, вызванные принятыми замечаниями. Согласованная подрядными органи-

зациями стоимость строительства объектов и видов работ является окончательной.

Технические (технорабочие) проекты до их утверждения должны подвергаться экспертизе в установленном порядке.

Технические (технорабочие) проекты на строительство котельных по стройкам сметной стоимостью 3 млн. руб. и выше утверждаются министерствами и ведомствами СССР (по всем входящим в их систему **стройкам**) и советами министров союзных республик. Порядок утверждения проектов по стройкам сметной стоимостью до 3 млн. руб. устанавливается министерствами и ведомствами СССР и советами министров союзных республик.

Переутверждение технических (технорабочих) проектов, в которые внесены изменения, обеспечивающие повышение эффективности производства и улучшение технико-экономических показателей, производится в порядке, установленном для утверждения вновь разработанных проектов. При этом в случае изменения производственной мощности такие изменения по стройкам стоимостью 3 млн. руб. и выше согласовываются с Госпланом СССР.

Если в техническом (технорабочем) проекте ухудшены технико-экономические показатели и превышена стоимость строительства, утвержденные в ТЭО и задании на проектирование, эти показатели и стоимость переутверждаются.

Объектные сметы, в том числе на этапы строительного-монтажных работ, подлежат утверждению заказчиком проекта. Утверждение смет на отдельные здания и сооружения, сметная стоимость которых превышает сметную стоимость, определенную в сметных расчетах, допускается в пределах резерва средств на непредвиденные работы и затраты, учтенные в сводной смете к техническому (технорабочему) проекту, или за счет уменьшения сметной стоимости других зданий и сооружений, достигнутой при разработке рабочих чертежей.

ТЕПЛОВАЯ МОЩНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА КОТЕЛЬНЫХ

5-1. ТЕПЛОВАЯ МОЩНОСТЬ КОТЕЛЬНЫХ

Тепловой мощностью котельной называется ее максимальная суммарная мощность, отпускаемая в тепловую сеть по всем видам теплоносителя, выраженная в Гкал/ч.

Тепловая мощность котельных определяется:

для отопительных котельных — суммой часовых расходов тепла на отопление и вентиляцию при максимально-зимнем режиме и среднечасовых расходов тепла за отопительный период на горячее водоснабжение — при открытых системах тепловых сетей и максимально-часовых — при закрытых;

для промышленно-отопительных и промышленных котельных — суммой часовых расходов тепла на отопление и вентиляцию при максимально-зимнем режиме, максимально-часовых расходов тепла на технологические цели и среднечасовых расходов тепла за отопительный период на горячее водоснабжение — при открытых системах тепловых сетей и максимально-часовых — при закрытых.

Кроме того, различают установленную, рабочую и резервную тепловую мощность котельной.

Установленная мощность — суммарная мощность котельной при номинальной нагрузке всех установленных котлоагрегатов.

Рабочая мощность — суммарная мощность работающих котлоагрегатов при фактической нагрузке в данный период времени. Рабочая мощность определяется исходя из суммы тепловой нагрузки потребителей и тепла, используемого на собственные нужды котельной, в данный период времени.

Резервная мощность котельной складывается из явного и скрытого резерва. Скрытый резерв — разность между установленной и рабочей мощностью. Резервная мощность для котельных, как правило, составляет скрытый резерв, который используется при аварийном выходе из строя одного из котлоагрегатов путем догрузки остальных работающих. Явный резерв составляет суммарная номинальная мощность котлоагрегатов, не работающих в данный период времени и находящихся в холодном состоянии.

Рабочая мощность котельных при максимальной нагрузке с допустимой для ориентировочных расчетов точностью определяется по формулам табл. 5-1 [29].

В формулах табл. 5-1 приняты следующие условные обозначения:

$Q_{в.к}$ — теплопроизводительность водогрейных котельных, Гкал/ч;

$Q_{о.в}$ — максимальная нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч;

$Q_{г.в}$ — средняя часовая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч;

D_k — производительность паровых котельных, т/ч;

$D_{п}$ — максимальная нагрузка на технологию, т/ч;

$G_{в.к}$ — максимальный возврат конденсата, т/ч;

$t_{в.к}$ — температура возвращаемого конденсата, °С.

5-2. ВЫБОР ТИПА И МОЩНОСТИ КОТЛОАГРЕГАТОВ

В котельных централизованных систем теплоснабжения применяются паровые барабанные котлоагрегаты с естественной циркуляцией и прямоточные водогрейные котлоагрегаты серийного изготовления, а также по согласованию с заказчиком котлоагрегаты новых типов, изготавливаемые на монтажных площадках. Тип котлоагрегатов зависит от вида и способа сжигания топлива, производительности, вида и параметров теплоносителя. Технические характеристики котлов принимаются по данным заводов-изготовителей.

Количество и теплопроизводительность котлоагрегатов выбираются по максимальному расходу тепла с тем, чтобы при выходе из строя одного из котлоагрегатов оставшиеся обеспечивали максимальный отпуск тепла на отопление и вентиляцию и среднечасовой отпуск тепла на горячее водоснабжение с учетом расхода тепла на собственные нужды котельной. Для районов северной строительного-климатической зоны при выходе из строя одного из котлоагрегатов должна быть обеспечена нагрузка на отопление при средней температуре наружного воздуха за наиболее холодную пятидневку. Режим работы выбранных котлоагрегатов проверяется по летней нагрузке.

Число рабочих котлоагрегатов z теплопроизводительностью Q_k может быть определено по относительной величине допустимого снижения нагрузки котельной при выходе из строя одного из котлов:

$$\alpha = \frac{Q_{н.к.м}}{Q_m}, \quad (5-1)$$

**Формулы для определения рабочей мощности котельных
при максимальной нагрузке (производительности) по тепловым нагрузкам потребителей**

Характер тепловой нагрузки	Теплоноситель, отпускаемый из котельной	Тип котло-агрегатов	Схема горячего водоснабжения	Формулы для определения производительности котельной	Вид топлива
Отопление и вентиляция, горячее водоснабжение	Горячая вода	Водогрейные	Открытая Закрытая	$Q_K^B = 1,0519 Q_{O.в.} + 1,182 Q_{Г.в.}$ $Q_K^B = 1,0526 (Q_{O.в.} + Q_{Г.в.})$	Мазут
	То же	То же	Открытая Закрытая	$Q_K^B = 1,0172 Q_{O.в.} + 1,182 Q_{Г.в.}$ $Q_K^B = 1,018 (Q_{O.в.} + Q_{Г.в.})$	Твердое топливо
Технологическая	Пар давлением 14 кгс/см ²	Паровые	—	$D_K = D_{II} \left(1,273 - 0,00168 \frac{t_{в.к} G_{в.к}}{D_{II}} \right)$	Мазут
			—	$D_K = D_{II} \left(1,217 - 0,00168 \frac{t_{в.к} G_{в.к}}{D_{II}} \right)$	Твердое топливо
	Пар давлением 24 кгс/см ²	То же	—	$D_K = D_{II} \left(1,273 - 0,00153 \frac{t_{в.к} G_{в.к}}{D_{II}} \right)$	Мазут
			—	$D_K = D_{II} \left(1,217 - 0,00153 \frac{t_{в.к} G_{в.к}}{D_{II}} \right)$	Твердое топливо
	Пар давлением 40 кгс/см ²	То же	—	$D_K = D_{II} \left(1,35 - 0,00155 \frac{t_{в.к} G_{в.к}}{D_{II}} \right)$	Мазут
			—	$D_K = D_{II} \left(1,284 - 0,00155 \frac{t_{в.к} G_{в.к}}{D_{II}} \right)$	Твердое топливо

Примечания: 1 Для водогрейных котельных с открытой схемой горячего водоснабжения нагрузки горячего водоснабжения приняты в размере 20% общей нагрузки.

2 Для паровых котельных учтен отпуск 20% тепла в горячей воде по закрытой схеме.

3 Для котельных, работающих на мазуте, учтен расход тепла на подогрев мазута при сливе, хранении и транспортировке.

4 Для котельных северной строительной-климатической зоны учитывается дополнительный расход тепла на подогрев водопроводной воды в размере 4—6% отпуска тепла для систем отопления.

где $Q_{н.м}$ — нагрузка котельной в режиме наиболее холодного месяца или допустимое снижение нагрузки; Q_m — максимальная нагрузка котельной (расчетная).

$$zQ_k = Q_m \text{ и } (z-1)Q_k = Q_{н.м}, \quad (5-2)$$

откуда

$$z = \frac{1}{1-\alpha}. \quad (5-3)$$

Таким образом, при относительных снижениях нагрузки котельной, равных 0,67; 0,75; 0,8 и 0,875 от максимальной, допустимое количество котлоагрегатов составляет соответственно 3, 4, 5 и 8.

Резервные котлоагрегаты устанавливаются только при особых требованиях к надежности теплоснабжения.

Необходимость установки ремонтных котлоагрегатов определяется характером тепловых нагрузок: для котельных со значительной долей сезонной нагрузки ремонтный резерв не предусматривается; для котельных с преобладанием круглогодовой нагрузки предусматривается ремонтный резерв паровых котлоагрегатов и водогрейных (для чисто водогрейных котельных); для пароводогрейных котельных в качестве ремонтного резерва водогрейных котлоагрегатов рекомендуются пиковые водоподогревательные установки.

Независимо от типа и режима работы котельной к установке принимается не менее двух котлоагрегатов. Оптимальное количество котлоагрегатов по величине капитальных затрат с учетом конечной мощности котельной, для паровых или водогрей-

ных котельных — 3—4, для пароводогрейных — 6—8.

При проектировании крупных котельных количество котлоагрегатов выбирается с учетом следующего: в паровых котельных до 600 т/ч (в соответствии с производительностью выпускаемых установок 50 и 75 т/ч) — до 8 котлоагрегатов, по мере освоения котлоагрегатов производительностью 100 и 150 т/ч число их может быть уменьшено до 4—6; в водогрейных котельных до 500 Гкал/ч, в соответствии с предельной мощностью серийных котлоагрегатов 100 и 180 Гкал/ч — не более 5.

В котельных с водогрейными газомасляными котлоагрегатами до освоения эффективного способа разогрева мазута в цистернах при сливе может быть рекомендована установка пароводогрейных котлоагрегатов или служебных паровых котлоагрегатов низкого давления, обеспечивающих собственные нужды котельной.

Рекомендуется устанавливать однотипные котлоагрегаты одинаковой производительности, с максимальным укрупнением единичной мощности. Паровые котлоагрегаты выбираются на давление и температуру пара, обеспечивающие параметры пара у потребителя с учетом потерь давления и тепла на внешней трассе тепловых сетей. При этом выбором котлоагрегатов с параметрами, близкими к параметрам потребляемого пара, достигаются использование пара без редуцирования или уменьшение степени редуцирования, упрощение тепловой схемы и схемы подготовки исходной воды, снижение затрат на вспомогательное оборудование.

Таблица 5-2

Влияние укрупнения единичной мощности паровых котлоагрегатов на удельные капиталовложения в котельные [60]

Наименование	Исходное число котлоагрегатов, установленных в котельной			
	6	8	10	12
Эквивалентное число котлоагрегатов при увеличении их единичной производительности:				
на 30%	5	6	8	9
на 100%	3	4	5	6
Изменение удельных капитальных вложений в котельные* при увеличении единичной производительности котлоагрегатов:				
на 30%	+ 1,0%	+0,2%	+2,2%	+2,0%
на 100% **	—11,3%	—6,0%	—2,0%	0
на 100% ***	— 3,2%	+2,5%	+6,5	+9,0%

* С учетом резервного котлоагрегата.

** При снижении на 10% удельных капиталовложений на 1 Гкал/ч установленной мощности.

*** При снижении этих капиталовложений на 20%.

Примечание. «+» — экономия; «—» — перерасход.

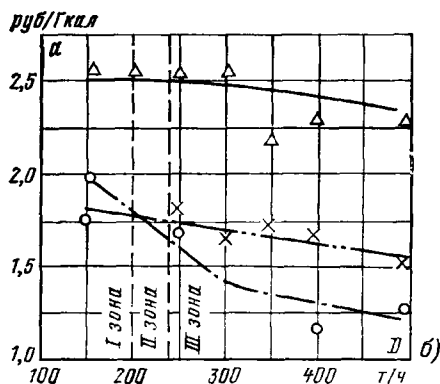
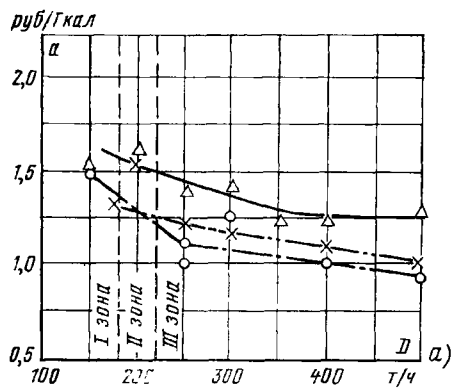


Рис. 5-1. Зависимость переменной части приведенных затрат α от паропроизводительности котельных D [18].

α — газомазутных; б — пылеугольных Зоны применения котлов с различными параметрами пара: I зона — $p=14$ кгс/см², $t_{пе}=225^{\circ}\text{C}$. II зона — параметры равнозначны; III зона — $p=40$ кгс/см², $t_{пе}=440^{\circ}\text{C}$. — — — — — $D=50$ т/ч, $p=40$ кгс/см² (Δ); — — — — — $D=50$ т/ч, $p=14$ кгс/см² ($\times$); — — — — — $D=75$ т/ч; $p=40$ кгс/см² (O)

Укрупнение единичной мощности котлоагрегатов обеспечивает сокращение их количества и единиц вспомогательного оборудования, протяженности коммуникаций котельной; строительного объема зданий, удельных капитальных вложений, а также эксплуатационных расходов за счет повышения к. п. д. котлоагрегатов и уменьшения количества обслуживающего персонала.

Увеличение производительности котлоагрегатов в котельных предельной мощностью 400—700 Гкал/ч снижает сумму капитальных затрат в котельные, увеличивая при этом мощность резервного котла. В результате удельные капитальные вложения на 1 Гкал/ч расчетной нагрузки котельной могут оказаться выше удельных капитальных вложений на 1 Гкал/ч номинальной паропроизводительности котельной.

Влияние укрупнения единичной мощности паровых котлоагрегатов на удельные капитальные вложения в котельные показано в табл. 5-2. Данные таблицы относятся к котельным с паровой нагрузкой. В котельных с нагрузкой в паре и горячей воде резервный паровой котлоагрегат вытесняет соответствующую мощность в водогрейных котлоагрегатах и расчетная нагрузка, при которой целесообразно укрупнение паровых котлоагрегатов, уменьшается.

Номенклатура и характеристики паровых и водогрейных котлоагрегатов, применяемых в котельных систем централизованного теплоснабжения, приведены в разд. 9. Широкая номенклатура котлоагрегатов требует производить их выбор не только на основании энергетической эффективности, но и путем технико-экономического анализа.

На основании анализа ряда проектов Киевским отделением института Промэнергопроект [18] были проведены сравнитель-

ные технико-экономические расчеты области применения паровых котлоагрегатов в крупных газомазутных котельных и котельных на твердом топливе. Зависимость переменной части приведенных затрат от паропроизводительности котельной представлена на графиках рис. 5-1. Из графиков следует: для котельных паропроизводительностью до 180 т/ч на газе и мазуте и до 200 т/ч на твердом топливе предпочтителен выбор котлоагрегатов $D=50$ т/ч с параметрами пара $p=14$ кгс/см², $t_{пе}=225^{\circ}\text{C}$; для котельных производительностью более 220 т/ч на газе и мазуте и более 240 т/ч на твердом топливе — котлоагрегатов $D=75$ т/ч с параметрами пара $p=40$ кгс/см², $t_{пе}=440^{\circ}\text{C}$; для котельных от 180 до 220 т/ч на газе и мазуте и от 200 до 240 т/ч на твердом топливе выбор типа котлоагрегата решается технико-экономическим путем с учетом влияния условий привязки котельной к генплану, качества воды, организации строительства и других факторов.

5.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА КОТЕЛЬНЫХ

Выработка тепловой энергии котельной установкой осуществляется по технологическому процессу, при котором происходит преобразование химической энергии топлива при его сжигании в тепло газообразных продуктов сгорания, передача тепла рабочей среде — воде, меняющей в паровых котлах свое агрегатное состояние, а в водогрейных только энтальпию. Наряду с выработкой тепловой энергии в котельной установке осуществляются подготовка теплоносителя заданных параметров и отпуск его в систему теплоснабжения.

Процессы преобразования рабочих веществ в котельной установке условно можно сгруппировать в пять циклов.

1. Цикл топливо—шлак. Балластные вещества, содержащиеся в топливе, выделяются при его сжигании в виде шлака и золы, количество которых может достигать 40—50%, а также влаги, уходящей в виде водяного пара в атмосферу в количестве до 60%. Твердые отходы сжигания топлива сбрасываются в отвалы или используются для строительных целей.

2. Цикл воздух—газ. Необходимый для горения топлива воздух переходит в газообразные продукты сгорания, которые передают тепло поверхностям нагрева котлоагрегата, а затем выбрасываются в атмосферу.

3. Цикл вода—пар (вода—вода для водогрейных котельных). Полностью замкнутый цикл. За счет тепла газов в котлоагрегате происходят подогрев, испарение воды и перегрев полученного пара—в паровых котлоагрегатах, подогрев воды—в водогрейных котлоагрегатах. Пар из котлоагрегата поступает на теплоподготовительную установку, где происходит подготовка теплоносителя заданных параметров для отпуска внешним потребителям. Конденсат от пароводяных подогревателей котельной, конденсат и обратная сетевая вода от теплоприемников (цикл 5), а также вода, восполняющая потери конденсата, питательной и сетевой воды (цикл 4), подаются в котел, и цикл повторяется.

4. Цикл подготовки питательной и подпиточной воды. Служит для восполнения потерь энергоносителя из системы технического или хозяйственно-питьевого водоснабжения, проходящего химическую очистку и деаэрацию.

5. Цикл теплоснабжения. Транспорт и передача тепла внешним потребителям. Полностью замкнутый цикл. Теплоноситель заданных параметров подается к теплоприемникам, конденсат пара и охлажденная сетевая вода возвращаются в котельную.

Схема технологического процесса котельной установки по циклам приведена на рис. 5-2.

Оборудование, обеспечивающее технологические процессы в циклах котельной установки, разбивается на группы:

Основные группы. 1. Подготовка топлива. 2. Производство пара или горячей воды. 3. Подготовка теплоносителя. 4. Подготовка питательной и подпиточной воды.

Дополнительные группы. 1. Электрическая часть. 2. Автоматическое регулирование и КИП.

Таким образом, котельная представляет собой комплекс из шести технологических групп и большого количества установок в каждой группе, связанных между собой в соответствии с технологией производства пара или горячей воды. Задача проектирования заключается в наиболее рациональном объединении отдельных групп оборудования в нормально функционирующее целое. Каждая из групп разрабатывается индивидуально с учетом необходимой технологической связи между циклами и группами.

Схема паровой котельной с разбивкой на основные группы приведена на рис. 5-3, состав оборудования и устройств в технологических группах—в табл. 5-3.

При выполнении проектов котельных установок из комплектных строительно-технологических блоков повышенной заводской готовности разбивка на блоки производится по технологическим группам с максимальным укрупнением оборудования и устройств, входящих в блок.

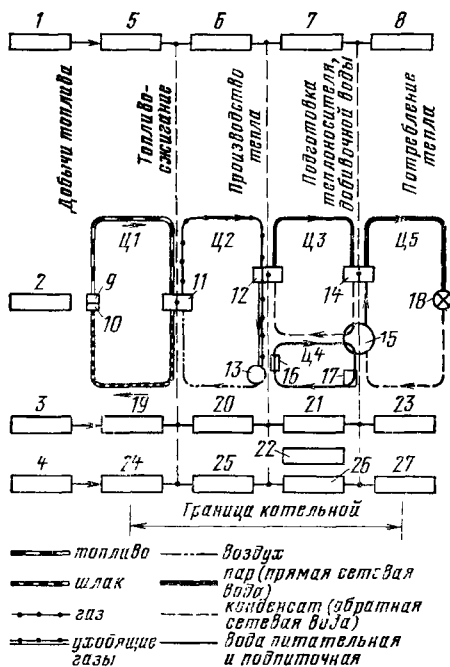


Рис. 5-2. Схема технологического процесса котельной установки по циклам.

Ц1—цикл топливо—шлак; Ц2—цикл воздух—газ; Ц3—цикл вода—пар или вода—вода (для водогрейных котлов); Ц4—цикл подготовки питательной и подпиточной воды; Ц5—цикл теплоснабжения. 1—вид энергии; 2—круговые циклы котельной; 3—носители энергии; 4—средства транспортировки энергии; 5—химическая; 6—химическая с непосредственной передачей; 7—термическая через поверхности нагрева; 8—термическая через теплоприемники; 9—склад топлива; 10—золотоствл; 11—топка; 12—котлоагрегат; 13—потери тепла в атмосферу; 14—теплоподготовительная установка; 15—деаэрактор; 16—хим. водоочистка; 17—источник водоснабжения; 18—потребитель тепла; 19—топливо; 20—воздух, газ; 21—пар или сетевая вода; 22—добавочная вода; 23—пар или горячая вода; 24—транспортные механизмы; 25—газовоздухопроводы, тягостые машины; 26—трубопроводы, насосы; 27—тепловые сети.

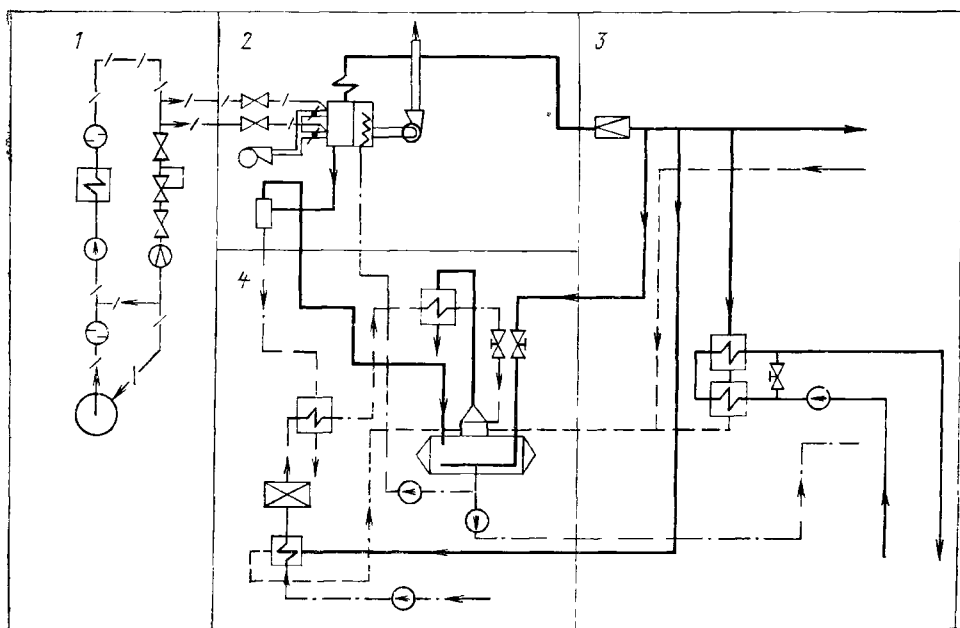


Рис. 5-3. Схема мазутной паровой котельной с разбивкой на основные группы.

1 — группа подготовки топлива; 2 — группа производства пара; 3 — группа подготовки теплоносителя, 4 — группа подготовки питательной и подпиточной воды

Строительно-технологический блок представляет собой замкнутую, легко обслуживаемую систему, включающую в себя оборудование, смонтированное на общей опорной металлоконструкции, с соединительными трубопроводами, запорной и регулирующей арматурой, приборами местного и дистанционного контроля и управления, площадками и лестницами обслуживания, изоляцией, окраской и обшивкой оборудования, трубопроводов и металлоконструкций и элементами для строповки.

Институт Сантехпроект совместно с ЦПКБ Главтехмонтажа Минмонтажспецстроя СССР разработал конструктивные решения для блоков тепломеханического оборудования котельных с котлоагрегатами паропроизводительностью до 50 т/ч. Решения эти унифицированы и могут быть распространены на различные типы котельных.

При проектировании котельных рекомендуется применять блочное заводское оборудование или разрабатывать монтажные блоки оборудования для изготовления на заводах КВОНТ. Применительно к технологическим группам, указанным в табл. 5-3, тепломеханическое оборудование котельных может состоять из следующих блоков:

1 группа. Установка мазутоснабжения: блок оборудования мазутоснабжения (насосы подающие и циркуляционные, подогреватели и фильтры); блок оборудования ввода жидких присадок в мазут (насосы-дозаторы, циркуляционные насосы и подогреватели).

2 группа. Котлоагрегат и его вспомогательное оборудование: собственно котел с топочным устройством в блоках заводской поставки; хвостовые поверхности нагрева, тягодутьевые машины с электродвигателями, золоуловители и механизмы шлакозолоудаления в пределах котла в блоках заводской поставки; блоки пылегазовоздухопроводов, трубопроводов в пределах котлоагрегата, сепаратора непрерывной продувки.

Оборудование шлакозолоудаления: пневматические системы — блоки: шлакодробилки, отсасывающих устройств, шлакозолопроводов, осадительной станции; гидравлические системы — блоки: шлакодробилки, смывных и багерных насосов, шлакозолопроводов.

3 группа. Блоки: редукционно-охладительной установки, подогревателей стевой воды, сетевых насосов, рециркуляционных насосов, трубопроводов узла выдачи горячей воды в систему теплоснабжения.

Установка централизованного горячего водоснабжения — блоки: перекачивающих насосов, насосов горячего водоснабжения, теплообменников, управления установкой централизованного горячего водоснабжения.

4 группа. Установка подготовки исходной воды — блок подготовки исходной воды (насосы сырой воды и подогреватели).

Установка химической очистки воды — блоки: управления группами фильтров для различных схем обработки воды, насосов

**Состав оборудования и устройств
в технологических группах котельных установок**

Группы	Тип котельной, вид топлива	Состав оборудования и устройств
Основные 1. Подготовки топлива	Твердое топливо	Приемно-разгрузочные и дробильные устройства, пылеприготовительные установки, механизмы склада топлива и тракта топливоподачи
	Жидкое топливо	Устройства мазутослива, резервуары, насосы и подогреватели мазута, фильтры, паромазутопроводы, установки ввода жидких присадок в мазут
	Газообразное топливо	Газорегуляторные установки, трубопроводы горючего газа
2. Производства пара (горячей воды)	Паровая котельная	Паровые котлоагрегаты, трубопроводы в пределах котлоагрегата, сепараторы непрерывной продувки, тягодутьевые машины, газозовоздухпроводы, золоуловители. Тракт шлакозолоудаления Системы: механические — механизмы удаления шлака и золы, бункера сбора шлака и золы; пневматические — дробильные установки, отсасывающие устройства и трубопроводы, осадительные станции; гидравлические — шлакосмывные шахты, дробилки, насосы и трубопроводы
	Водогрейная котельная	То же, водогрейные котлоагрегаты
3. Подготовки теплоносителя	Паровая котельная	Теплоподготовительные установки (ТПУ). РОУ. Водоподогревательные установки сетевой воды — пароводяные подогреватели, охладители конденсата, насосы и баки-аккумуляторы; узел выдачи горячей воды в систему теплоснабжения
	Водогрейная котельная	Сетевые и рециркуляционные насосы, баки-аккумуляторы; узел выдачи горячей воды в систему теплоснабжения Установка централизованного горячего водоснабжения — насосы, теплообменники, узел управления, баки

Группы	Тип котельной, вид топлива	Состав оборудования и устройств
4 Подготовки питательной и подпиточной воды	—	Установка подготовки исходной воды — насосы и подогреватели сырой воды; установки химической очистки воды — фильтры, оборудование для декарбонизации, устройства промывки, гидроперегрузки, хранения и подготовки реагентов Деаэрационно-питательная установка — деаэраторы, насосы питательной воды, охладители и подогреватели питательной воды Деаэрационно-подпиточная установка — то же, подпиточной воды Установка сбора и перекачки конденсата — конденсатные баки, перекачивающие насосы, охладители конденсата
Дополнительные		
1 Электрическая часть	—	Трансформаторы, распределительные устройства, щиты станций управления; электрооборудование отдельных технологических групп
2. Автоматическое регулирование и КИП	—	Оборудование автоматического регулирования и КИП отдельных технологических групп; щиты управления

декарбонизированной воды, промывки фильтров, коррекционной обработки воды.

Деаэрационно-питательная и деаэрационно-подпиточные установки — блоки: деаэраторов, охладителей пара, питательных и подпиточных насосов, пультов управления; единый (укрупненный) блок деаэрационно-питательной или деаэрационно-подпиточной установки.

Установка сбора и перекачки конденсата — блок конденсатных насосов.

Блоки магистральных трубопроводов котельной.

В серии типовых проектов котельных с паровыми котлоагрегатами типов КЕ и ДЕ разработаны отдельные блоки оборудования, которые могут быть также рекомендованы при проектировании других котельных с соответствующим пересчетом характеристик оборудования.

В зависимости от схемы соединения котлоагрегатов с ТПУ главными трубопроводами выполняется централизованная, секционная или блочная структура паровых котельных.

Централизованная структура — котлоагрегаты работают параллельно на общую магистраль, к которой присоединяются ТПУ (узел подготовки теплоносителя для отпуска тепла внешним потребителям).

Секционная структура — каждый котлоагрегат выдает пар определенным ТПУ, образуя секцию, для передачи пара к любому ТПУ предусматривается переключающая магистраль.

Блочная структура — каждый котлоагрегат выдает пар определенным ТПУ без возможности переключения и подключается к индивидуальной деаэрационно-питательной установке. При блочной структуре осуществляются только продольные связи по пару и питательной воде, что обеспечивает простоту схемы трубопроводов и снижение их стоимости; повышение надежности работы из-за уменьшения количества арматуры и сварных соединений; надежность системы управления и регулирования; унификацию оборудования, элементов трубопроводов и строительных конструкций котельной.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНЫХ

6-1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Для оценки экономической эффективности, технического уровня и качества эксплуатации котельных служит система энергетических, экономических и режимных показателей.

Энергетические показатели характеризуют степень использования тепла топлива или тепла другого источника — тепловую экономичность котельной установки.

Энергетические показатели: коэффициенты полезного действия котлоагрегата (котельной установки) брутто $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ и нетто $\eta_{\text{к}}^{\text{н}}$; доля расхода тепла на собственные нужды котлоагрегата (котельной установки) $q_{\text{к}}^{\text{с.н.}}$; коэффициент теплового потока $\eta_{\text{т}}$; удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию $b_{\text{к}}^{\text{отп}}$.

Коэффициент полезного действия брутто котлоагрегата (котельной установки) — отношение количества тепла, воспринятого теплоносителем в котлоагрегатах, к количеству тепла, содержащегося в расходуемом топливе:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бр}}}{Q_{\text{т}}}, \quad (6-1)$$

где $Q_{\text{к}}^{\text{бр}}$ — тепло, выработанное котлоагрегатом или котельной установкой, ккал/ч, в общем случае находится по формулам:

для паровых котлоагрегатов

$$Q_{\text{к}}^{\text{бр}} = D_{\text{к}} (i_{\text{пе}} - i_{\text{п.в}}) + G_{\text{пр}} (i_{\text{пр}} - i_{\text{п.в}}), \quad (6-2)$$

где $D_{\text{к}}$ — количество выработанного пара, кг/ч; $G_{\text{пр}}$ — количество продувочной воды, кг/ч; $i_{\text{пе}}$, $i_{\text{п.в}}$, $i_{\text{пр}}$ — энтальпия соответственно пара (перегретого или насыщенного), питательной и продувочной воды, ккал/кг; для водогрейных котлоагрегатов

$$Q_{\text{к}}^{\text{бр}} = G_{\text{к}} (i'' - i'), \quad (6-3)$$

где $G_{\text{к}}$ — количество сетевой воды, проходящей через котлы, кг/ч; i' и i'' — энтальпия воды на входе и выходе, ккал/кг; $Q_{\text{т}}$ — тепло, выделившееся при сжигании топлива, ккал/ч:

$$Q_{\text{т}} = B_{\text{к}} Q_{\text{п}}, \quad (6-4)$$

где $B_{\text{к}}$ — расход топлива котлоагрегатом или котельной, кг/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$); $Q_{\text{п}}$ — низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг ($\text{ккал}/\text{м}^3$).

Уравнение теплового баланса котлоагрегата или котельной

$$B_{\text{к}} Q_{\text{п}} = Q_{\text{к}}^{\text{бр}}. \quad (6-5)$$

Если известно количество выработанного тепла $Q_{\text{к}}^{\text{бр}}$, то к. п. д. $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ определяется по расходу топлива $B_{\text{к}}$ (метод прямого баланса, применяемый для газомазутных котельных) с учетом тепла, вносимого в топку с топливом и воздухом, по формуле

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бр}}}{B_{\text{к}} Q_{\text{п}} + Q_{\text{кф}} + Q_{\text{тл}}}, \quad (6-6)$$

где $Q_{\text{кф}}$ — расход тепла на калориферную установку, ккал/ч:

$$Q_{\text{кф}} = \alpha'_{\text{вп}} B_{\text{к}} V^0 c_{\text{в}} (t''_{\text{кф}} - t'_{\text{кф}}); \quad (6-7)$$

$Q_{\text{тл}}$ — физическое тепло, вносимое в топку с топливом, ккал/ч:

$$Q_{\text{тл}} = B_{\text{к}} c_{\text{тл}} t_{\text{тл}}; \quad (6-8)$$

$\alpha'_{\text{вп}}$ — коэффициент избытка воздуха на входе в воздухоподогреватель; V^0 — объем воздуха, теоретически необходимый для сгорания топлива, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$); $c_{\text{в}}$, $c_{\text{тл}}$ — средняя теплоемкость воздуха, топлива, ккал/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$); $t''_{\text{кф}}$, $t'_{\text{кф}}$, $t_{\text{тл}}$ — температура воздуха после и до калорифера, топлива, $^\circ\text{C}$.

Методом обратного баланса, обычно применяемым при сжигании твердого топлива, по известному $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ определяется расход топлива $B_{\text{к}}$, при этом $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ подсчитывается из уравнения теплового баланса, учитывающего полезную выработку и потери тепла в котлоагрегате, по формуле

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 100 - \sum_{j=2}^{j=6} q_j, \quad (6-9)$$

где q_j — потери тепла в котлоагрегате, %. Коэффициент полезного действия нетто котлоагрегата (котельной установки) тепловой отражает потери и расходы тепла на собственные нужды в отличие от к. п. д. брутто, учитывающего только потери:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{н}}}{Q_{\text{т}}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бр}} - Q_{\text{к}}^{\text{с.н.}}}{Q_{\text{т}}} = \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} (1 - q_{\text{к}}^{\text{с.н.}}), \quad (6-10)$$

где $Q_{\text{к}}^{\text{н}}$ — тепло, отпущенное котлоагрегатом или котельной, ккал/ч;

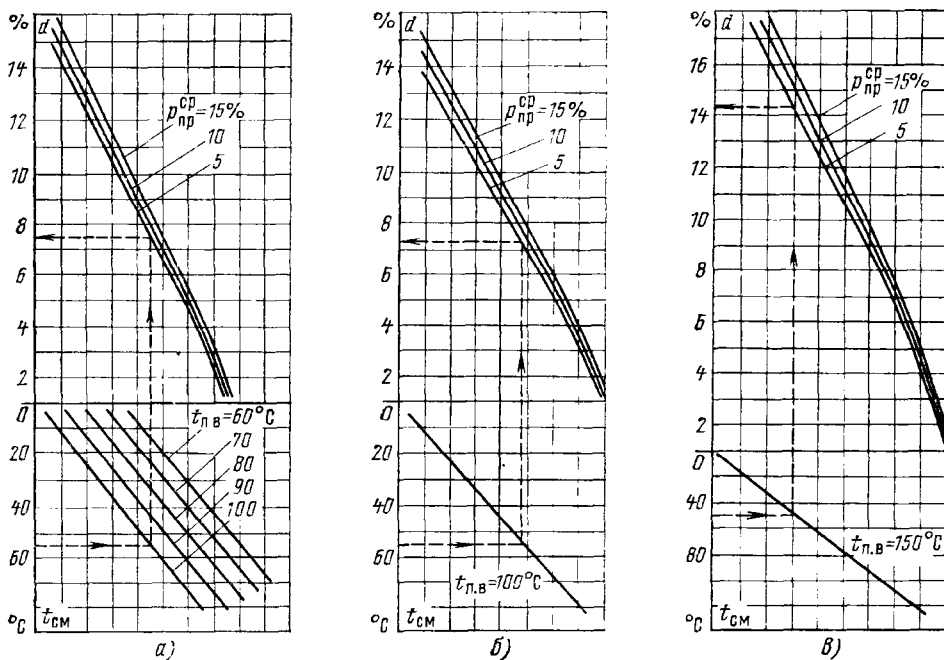


Рис. 6-1. Номограмма для определения расхода пара на деаэрацию d , % количества пара, выработанного котельной.

a — для котельных низкого давления, вырабатывающих насыщенный пар, $б$ — для котельных низкого давления при $t_{п.в} = 250^\circ\text{C}$, $в$ — для котельных среднего давления при $t_{п.в} = 425-440^\circ\text{C}$; $p_{пр}^{ср}$ — величина продувки, средняя, %; $t_{п.в}$ — температура питательной воды, $^\circ\text{C}$; $t_{см}$ — температура смеси конденсата и добавочной химически очищенной воды, $^\circ\text{C}$.

$Q_k^{сн}$ — расход тепла на собственные нужды, для котлоагрегата — включая потери с продувочной водой, ккал/ч;

Доля расхода тепла на собственные нужды котлоагрегата (котельной установки) от общей выработки тепла

$$q_k^{сн} = Q_k^{сн} / Q_k^{бр}. \quad (6-11)$$

Расчетные формулы для определения потерь и расходов тепла на собственные нужды котлоагрегатов по статьям расходов приведены в табл. 6-1, общекотельных — в табл. 6-2

Расходы пара (тепла) на топливное хозяйство и подготовку топлива к сжиганию, а также тепло, затраченное на подогрев воздуха в калориферах, $Q_{ка}$ в расходах тепла на собственные нужды котельной установки не учитываются, так как учитываются при определении к. п. д. brutto котлоагрегатов. Расходы тепла на эти нужды определяются как «служебные» и учитываются при выборе теплопроизводительности котельной.

К расходам тепла на собственные нужды мазутных котельных относятся только

потери тепла от оборудования и трубопроводов топливного хозяйства через их изолированную поверхность.

Определение служебных расходов пара

Расход пара на мазутное хозяйство: разогрев при сливе из железнодорожных цистерн, подогрев сливных лотков, на подогреватели и рециркуляционный подогрев мазута в резервуарах основного хранения, подогрев в промежуточных емкостях и паровые спутники — определяется расчетом при разработке мазутоснабжения котельной

Для предварительного выбора мощности котельной расходы пара на мазутное хозяйство принимаются по удельному расходу пара на 1 т производительности мазутного хозяйства $d_{м.х}$

Для котельных теплопроизводительностью от 50 до 400 Гкал/ч. $d_{м.х} = 0,7 \div \pm 0,6$ т/т — максимальный расход в зимний период при сливе мазута из цистерн; $d_{м.х} = 0,5-0,4$ т/т — без учета периодического расхода пара на слив

Значения $d_{м.х}$ определены для мазутохранилищ с наземными металлическими ре-

Потери и расходы тепла на собственные нужды котлоагрегатов, Гкал/ч

Статья расхода	Расчетная формула или значение	Примечание
Потери тепла с непрерывной нормированной продувкой*	$Q_{пр} \leq 0,1 Q_K^{бр}$ при $p \leq 14$ кгс/см ² $Q_{пр} \leq 0,05 Q_K^{бр}$ при $p > 14$ кгс/см ²	Определяется выбранной схемой химводоочистки и величиной возврата конденсата от потребителей пара
Расход тепла на распыливание мазута в форсунках**	$Q_{ф} = (0,02 \div 0,03) Q_K^{бр}$ $Q_{ф} = (0,002 \div 0,003) Q_K^{бр}$	Для паровых форсунок Для паромеханических форсунок
Расход тепла на паровое дутье под решетку	$Q_{п.д} = (0,015 \div 0,025) Q_K^{бр}$ $Q_{п.д} = (0,06 \div 0,1) Q_K^{бр}$	Для топлив с легкоплавкой золой при паровоздушном дутье Для топлив с тугоплавкой золой
Расход тепла на очистку поверхностей нагрева: обдувка	$Q_{обд} = (0,002 \div 0,003) Q_K^{ном}$ при $D_K \leq 10$ т/ч $Q_{обд} = 0,003 Q_K^{ном}$ при $D_K > 10$ т/ч	По данным завода-изготовителя с учетом режима эксплуатации
обмывка водогрейных котлоагрегатов ПТВМ-50 и ПТВМ-100	$Q_{обм} = (0,15 \div 0,25) Q_K^{ном}$	На одну обмывку
дробеструйная очистка	$Q_{л.о} = 1,1$ Гкал/ч, параметры пара: $p = 14$ кгс/см ² ; $t_{пе} = 280^\circ\text{C}$	На каждый работающий эжектор
Потери тепла при пусках и остановах***	Расходка из холодного состояния: $Q_{раст} \approx 0,65 Q_K^{ном}$ Расходка после 12-часового простоя: $Q_{раст} = 0,3 Q_K^{ном}$	На одну расходку

* Кроме увеличенной продувки котлоагрегатов, вызванной невозвратом конденсата ст потребителей пара.

** Расход пара: на распыливание мазута в паромеханических и паровых форсунках производительностью до 1000 кг/ч — от 0,15 до 0,40 кг на 1 кг мазута; на охлаждение запальных форсунок в долях от номинальной производительности по мазуту — от 0,04 до 0,06; на разовую продувку механических форсунок 100—300 кг.

*** Учитываются при частых пусках и остановах котлоагрегата, например, в пиковых режимах.

Примечание. $Q_K^{ном}$ — номинальная теплопроизводительность котлоагрегата, Гкал/ч; $Q_K^{бр}$ — тепло, выработанное котлоагрегатом, Гкал/ч.

зернуарами при температурах наружного воздуха $-10 \div -30^\circ\text{C}$; давлении пара 12—13 кгс/см². Котельным большей теплопроизводительности соответствуют меньшие удельные расходы пара.

Расход пара на разогрев мазута в цистернах может быть принят по нормам ОРГРЭС (рис. 6-2). Кривые на рис. 6-2 показывают норму расхода пара на слив мазута и пропарку одной 50-тонной цистерны в зависимости от температуры наружного воздуха t_n при следующих условиях: мазут доставляется в железнодорожных цистернах, не имеющих устройств для обогрева; слив и разогрев производится одновременно; для подвода пара исполь-

зуются Т-образные штапиги с двумя соплами.

Расход тепла на размораживание и нагрев твердого топлива в вагонах, на складах и по тракту топливоподдачи, на паровую подсушку и дробление топлива определяется из расчетов системы топливоподдачи и схемы пылеприготовления.

Удельные затраты тепла (теплоносителя) на разогрев вагонов со смерзшимся топливом по данным [28]:

горячим воздухом в конвективных тепляках — 500 ккал/(ч·м²);

паровыми пиками — 30—40 кг пара на 1 т топлива;

Общекотельные потери и расходы тепла (пара) на собственные нужды котельной

Статьи расхода	Расчетная формула или значение	Примечание																				
Расход пара на подготовку воды в тепловой схеме котельной: на деаэраторы питательной воды	Определяется из расчета тепловой схемы по элементам $D_d = \frac{d}{100} D_k^{бр}, \text{ т/ч,}$ при атмосферной деаэрации	D_d — расход пара на деаэрацию, т/ч; d — то же, в процентах от $D_k^{бр}$ — см рис 6-1, $D_k^{бр}$ — количество пара, выработанного котельной, т/ч																				
на деаэраторы подпиточной воды	При вакуумной деаэрации в двухступенчатых деаэраторах вертикального типа $D'_d / G_d = 20 \div 25 \text{ кг/т при } \Delta t = 15^\circ \text{C;}$ горизонтального типа $D'_d / G_d, \text{ кг/т} \quad p, \text{ кгс/см}^2 \quad \Delta t, ^\circ \text{C}$ <table> <tr> <td>≥ 20</td><td>0,084—0,123</td><td>≥ 15</td></tr> <tr> <td>≥ 16</td><td>0,13—0,187</td><td>≥ 11</td></tr> <tr> <td>≥ 13</td><td>0,206—0,92</td><td>≥ 8</td></tr> </table>	≥ 20	0,084—0,123	≥ 15	≥ 16	0,13—0,187	≥ 11	≥ 13	0,206—0,92	≥ 8	D'_d — расход пара на деаэрацию, кг/ч; G_d — количество деаэрированной воды, т/ч; p — давление в деаэраторе, кгс/см²; Δt — минимальный подогрев исходной воды в деаэраторе, °C											
≥ 20	0,084—0,123	≥ 15																				
≥ 16	0,13—0,187	≥ 11																				
≥ 13	0,206—0,92	≥ 8																				
на пароводяные подогреватели: питательной воды для котельных среднего давления	$D_9 = 1000 \text{ кг/ч при параметрах рабочего пара } p = 5 \text{ кгс/см}^2, t = 158^\circ \text{C}$	D_9 — расход пара на эжекторы, кг/ч;																				
сырой воды	$D'_{п.в} = 0,08 G_{п.в}, \text{ т/ч}$ <table> <tr> <th colspan="2">$D_{п.в} / G_{х.в}, \text{ кг/т}$</th><th rowspan="2">$k_{х.в}^{с.н}$</th></tr> <tr> <th>I</th><th>II</th></tr> <tr> <td>46</td><td>39</td><td>1,1</td></tr> <tr> <td>50</td><td>42</td><td>1,2</td></tr> <tr> <td>54</td><td>46</td><td>1,3</td></tr> <tr> <td>57</td><td>50</td><td>1,4</td></tr> <tr> <td>65</td><td>53</td><td>1,5</td></tr> </table>	$D_{п.в} / G_{х.в}, \text{ кг/т}$		$k_{х.в}^{с.н}$	I	II	46	39	1,1	50	42	1,2	54	46	1,3	57	50	1,4	65	53	1,5	$G_{п.в}$ — расход питательной воды, т/ч $D_{п.в}$ — расход пара на подогреватели сырой воды для котельных низкого давления в зимнее время, кг/ч; $G_{х.в}$ — расход химочищенной воды, т/ч; $k_{х.в}^{с.н}$ — коэффициент собственных нужд химводоочистки; I — без охладителей конденсата, II — с охладителями конденсата
$D_{п.в} / G_{х.в}, \text{ кг/т}$		$k_{х.в}^{с.н}$																				
I	II																					
46	39	1,1																				
50	42	1,2																				
54	46	1,3																				
57	50	1,4																				
65	53	1,5																				
Потери тепла в трубопроводах питательной воды и с дренажами при стационарных режимах работы оборудования	$Q_{тр.п.в} \leq 0,01 Q_k^{бр}, \text{ Гкал, ч}$																					

Статья расхода	Расчетная формула или значение	Примечание
Расход тепла на вспомогательные процессы:	Принимается по паспортным данным оборудования или технологическим требованиям	
привод питательных насосов	Расход насыщенного пара 500—950 кг/ч (насосы типа ПВД)	
технологические нужды химводоочистки	$Q_{х.в}^T \leq 0,025 Q_K^{бр}$, Гкал/ч	
обогрев открыто установленного оборудования	$Q_{откр} = 0,005 Q_K^{бр}$, Гкал/ч	
Расход тепла на отопление производственных помещений котельной	$q_o = \frac{0,6 V_n (t_{вн} - t_n)}{Q_K^{бр}} \cdot 10^{-4}$, %	0,6— усредненная удельная отопительная характеристика котельной, ккал/(м ³ ·ч·°C); V _н — наружный строительный объем зданий, м ³ ; t _{вн} — температура воздуха внутри отапливаемых зданий, °C, t _н — температура наружного воздуха, °C
Расход тепла на горячее водоснабжение котельной	$q_{г.в} = \frac{0,42 N}{Q_K^{бр.сут}}$, %	N— штат котельной, 0,42— коэффициент, учитывающий потребление тепла 1 чел. в сутки; Q _к ^{бр.сут} — выработка тепла котельной в сутки, Гкал/сут

горячей водой у стенок вагонов (при охлаждении воды с 35 до 7°C) — 0,5 м³ воды на 1 т топлива

Расход пара давлением 6 кгс/см² на обогрев до 120°C грохотов, течек, лотков, дробилок — 20 кг/ч на 1 м² поверхности.

Расход тепла на подогрев дутьевого воздуха в калориферах, Гкал/ч:

$$Q_{кф} = k_{кф} \Delta t Q_K^{ном} \cdot 10^{-3}, \quad (6-12)$$

где $k_{кф}$ — коэффициент, зависящий от вида топлива, принимается равным 0,87 для АШ, 0,73 для каменного угля, 0,6 для газа и мазута; Δt — температурный перепад подогрева дутьевого воздуха, °C.

Коэффициент теплового потока $\eta_{т.п}$ характеризует совершенство тепловой схемы котельной установки и ее эксплуатации и учитывает потери тепла в трубопроводах пара и воды, а также с утечками рабочего тела через неплотности и с продувкой. Эти потери составляют 1—2% потока тепла на выходе из котельной. Коэффициент теплового потока определяется по формуле

$$\eta_{т.п} = \frac{Q_{отп} + Q_{отп}^{пот}}{Q_K^{бр} - Q_K^{сн}}, \quad (6-13)$$

где $Q_{отп}$ — тепло, отпущенное внешним потребителям, за вычетом тепла, возвращае-

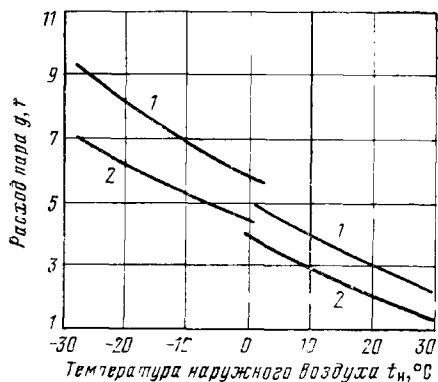


Рис. 6-2. Нормы расхода пара на слив и пропарку одной 50-тонной цистерны мазута $g, т$.

1 — при параметрах: $p=9 \text{ кгс/см}^2$, $t_{де}=250^\circ\text{C}$; 2 — при параметрах: $p=12 \text{ кгс/см}^2$, $t_{де}=250^\circ\text{C}$

мого от потребителей, и тепла холодной добавочной воды, ккал/ч ; $Q_{отп}$ — потери тепла, связанные с отпуском тепла внешним потребителям (потери в подогревателях, РОУ, на подготовку добавочной воды), ккал/ч .

Тепловая экономичность котельной установки может быть выражена через $\kappa п д$ нетто $\eta_{\kappa}^{н}$, представленный в виде производства $\kappa п д$ отдельных установок,

Таблица 6-3

Энергетические показатели котельных (по проектным данным)

Тип котлоагрегата	Топливо	К. п. д. котельной нетто $\eta_{\kappa}^{н} \%$	Удельные расходы на единицу отпущенного тепла	
			условного топлива $q_{\kappa}^{отп}$, кг/Гкал	электроэнергии на собственные нужды, $\text{кВт}\cdot\text{ч/Гкал}^*$
ГМ-50-14	Газ	86,0	167	10—12
	Мазут	82,5	174	
К-50-40/14	Каменный уголь	82,1	175	19—21
	Бурый уголь	78,8	182	
К-50-40-1	Каменный уголь	79,4	180	—
	Бурый уголь	79,9	179	
КБЗ 75-39ГМА	Мазут	81,5	176	9—11
БКЗ 75-39ФБ	Каменный уголь	80,2	179	17—20
	Бурый уголь	82,9	173	
КВ-ГМ-20	Газ	83,7	171	—
	Мазут	77,7	184	
КВ-ТС-20	Каменный уголь	69,6	206	—
	Бурый уголь	72,0	199	
КВ-ГМ-50	Газ	86,5	166	5,5—8,0
	Мазут	82,4	174	
КВ ГМ-100	Газ	86,5	166	6,0—8,0
	Мазут	82,4	174	
КВ-ТК-100	Каменный уголь	81,8	175	—

* Большие значения расходов относятся к меньшим значениям числа часов использования максимума

входящих в технологическую схему выработки и отпуска тепла:

для промышленных котельных

$$\eta^{\text{в.к.}} = \eta^{\text{п.к.}} \eta^{\text{роу}} \eta^{\text{т.п.}} \quad (6-14)$$

для отопительных котельных:

с паровыми котлоагрегатами

$$\eta^{\text{в.к.}} = \eta^{\text{п.к.}} \eta^{\text{вп}} \eta^{\text{д.п.}} \eta^{\text{т.п.}}; \quad (6-15)$$

с водогрейными котлоагрегатами

$$\eta^{\text{в.к.}} = \eta^{\text{в.к.}} \eta^{\text{д.п.}} \eta^{\text{т.п.}}; \quad (6-16)$$

для промышленно-отопительных котельных: с паровыми котлоагрегатами

$$\eta^{\text{в.к.}} = \eta^{\text{п.к.}} \eta^{\text{роу}} \eta^{\text{вп}} \eta^{\text{д.п.}} \eta^{\text{т.п.}}; \quad (6-17)$$

с паровыми и водогрейными котлоагрегатами

$$\eta^{\text{в.к.}} = \eta^{\text{п.к.}} \eta^{\text{в.к.}}, \quad (6-18)$$

где $\eta^{\text{п.к.}}$, $\eta^{\text{в.к.}}$, $\eta^{\text{роу}}$, $\eta^{\text{вп}}$, $\eta^{\text{д.п.}}$ — к. п. д. нетто паровых котлоагрегатов, водогрейных котлоагрегатов, редукционно-охладительной установки, водоподогревательной установки и деаэратора подпитки; $\eta^{\text{п.к.п.}}$, $\eta^{\text{в.к.п.}}$ — к. п. д. нетто паровой и водогрейной части котельной.

Удельный расход условного топлива — количество условного топлива, кг, отнесенное к 1 Гкал отпущенного тепла,

$$b_{\text{отп}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{к}}}{Q_{\text{отп}}} = \frac{Q_{\text{отп}} \cdot 10^6}{7000 \eta^{\text{в.к.}} Q_{\text{отп}}} = \frac{143}{\eta^{\text{в.к.}}} \quad (6-19)$$

Для промышленно-отопительных котельных с паровыми и водогрейными котлами удельные расходы топлива на отпущенную тепловую энергию определяются как по котельной установке в целом, так и по паровой и водогрейной частям отдельно.

Энергетические показатели котельных с основными типами котлоагрегатов приведены в табл. 6-3.

6-2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И РЕЖИМНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Экономические показатели

К системе экономических показателей, которые используются при проектировании котельных установок, относятся суммарные и удельные капитальные вложения, ежегодные издержки производства, себестоимость единицы продукции и приведенные затраты.

Капитальные вложения — затраты на создание новых, а также на реконструкцию действующих основных фондов производственного и непроизводственного назначения. К ним относятся затраты на приобретение оборудования, строительно-монтажные и прочие капитальные работы. Величина капитальных вложений в котельные и их структура зависят от типа котельной и ее мощности, типа, числа и единичной мощности котлоагрегатов, вида топлива, тепловой схемы котельной и параметров теплоносителя; местных условий строительства; строительного решения зданий и сооружений и степени открытия оборудования; степени индустриализации строительно-монтажных работ. Структура капитальных вложений — распределение объема капитальных вложений по элементам затрат: строительно-монтажные работы, оборудование и прочие затраты. Структура капитальных вложений в котельные приводится в табл. 6-4.

Удельные капитальные вложения k , руб/Гкал (руб/т), — один из основных показателей экономичности сооружения:

$$k = \frac{K}{Q_{\text{уст}}}, \quad (6-20)$$

где K — суммарные капитальные вложения, руб.; $Q_{\text{уст}}$ — установленная мощность котельной, Гкал/ч (т/ч).

Таблица 6-4

Структура капитальных вложений в котельные

Тип котельных и котлоагрегатов	Тепловая мощность котельных, Гкал/ч	Затраты, %		
		на строительно-монтажные работы	на оборудование	прочие
Паровые газомазутные:				
4×ГМ-50-14	120	56,5	29,8	13,7
4×БКЗ-75-39ГМА	195	54,8	31,9	13,3
Паровые угольные:				
4×К-50-40/14	120	52,7	34,0	13,3
5×БКЗ-75-39ФБ	240	56,5	30,6	12,9
Водогрейные газомазутные:				
3×КВ-ГМ-20	60	59,7	25,2	15,1
3×ПТВМ-100	300	63,0	23,0	14,0
3×КВ-ГМ-100	300	61,3	25,0	13,7

Структура удельных капитальных вложений связана с мощностью установки следующей зависимостью: с увеличением мощности установки снижаются абсолютная и относительная величины удельных затрат на строительные работы и возрастает доля затрат на оборудование и его монтаж. При этом удельные капитальные затраты в целом с ростом мощности котельной установки и укрупнением единичной мощности котлоагрегатов снижаются.

Стоимость строительства котельной, руб., может быть определена по показателю удельных капитальных затрат для аналогичных установок

$$K = k Q_{уст} \quad (6-21)$$

Зависимость удельных капиталовложений в котельные установки от их мощности, количества котлоагрегатов и вида топлива иллюстрируется табл. 1-6

Как следует из табл. 1-6, снижение удельных капитальных вложений в строительство газомазутных котельных составляет 25—30% по сравнению с угольными котельными аналогичной мощности, что объясняется простыми устройствами для приема, хранения и распределения жидкого топлива и еще более простыми устройствами для приема и распределения газообразного топлива вместо сложного механизированного топливо-транспортного хозяйства угольных котельных; сокращением стоимости газомазутных котлоагрегатов и объема работ по главному корпусу в связи с уменьшением их габаритов и кубатуры котельного зала, а также отсутствием системы золоулавливания и золошлакоудаления с внешними золопроводами и золоотвалом

Ежегодные издержки производства учитывают затраты на топливо и электроэнергию, воду и вспомогательные материалы, заработную плату и отчисления на социальное страхование, амортизацию основных средств, текущий ремонт, общеко-
 тельные и прочие расходы

Основные статьи затрат

1 Затраты на топливо. Учитываются затраты на все топливо, расходуемое на производство тепла, включая расход топлива на пуск и наладку нового оборудования и на растопки котлоагрегатов, затраты на прием, хранение, обработку и транспортировку топлива

2 Заработная плата с начислениями (основная и дополнительная эксплуатационного персонала, в том числе ИТР и служащих) и отчисления на социальное страхование

3. Затраты на амортизацию в процентах от стоимости основных фондов по «Нормам амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР», по группе «Теплотехническое оборудование. Котельные установки» с учетом вида топлива и фактического числа часов работы в году

4 Затраты на текущий ремонт для котельных закрытого типа 20% амортизационных отчислений, открытого типа 25%.

5 Прочие расходы — в основном общеко-
 тельные расходы

Приближенная формула для определения ежегодных издержек производства имеет вид.

$$\Sigma S = \frac{0,143}{\eta_{\text{к}}} Q_{\text{год}}^{\text{выр}} C_{\text{т}} + (H_{\text{а}} + H_{\text{т.р}}) K + n_{\text{к}} Q_{\text{уст}} \Phi (1 + c_{\text{пр}}), \quad (6-22)$$

где $C_{\text{т}}$ — стоимость условного топлива франко-склад котельной, руб/т, $Q_{\text{год}}^{\text{выр}}$ — годовая выработка тепла котельной, Гкал, $H_{\text{а}}$, $H_{\text{т.р}}$ — отчисления от первоначальной стоимости котельной K на амортизацию и текущий ремонт, $n_{\text{к}}$ — штатный коэффициент, отнесенный к мощности котельной, чел/(Гкал/ч); $Q_{\text{уст}}$ — установленная мощность котельной, Гкал/ч, Φ — среднегодовой фонд заработной платы одного работника, руб/чел, $c_{\text{пр}}$ — коэффициент прочих расходов (0,5—0,6), $\eta_{\text{к}}$ — тепловой КПД котельной нетто

Часть издержек производства, определяющих величину себестоимости тепловой энергии, находится в прямой зависимости от выработки тепла, другие расходы не зависят от количества выработанной энергии. Первые — переменные расходы на топливо (основная составляющая), электроэнергию и воду, вторые — постоянные расходы на заработную плату, амортизацию и прочие расходы. Соотношение постоянных и переменных затрат в себестоимости тепловой энергии зависит от степени использования установленной мощности котельной. Себестоимость тепловой энергии тем меньше, чем выше использование установленной мощности и коэффициент средней загрузки агрегатов.

Себестоимость тепловой энергии в руб./Гкал, определяется по формуле

$$S_{\text{т}} = \Sigma S / Q_{\text{год}}^{\text{отп}}, \quad (6-23)$$

где ΣS — суммарные ежегодные издержки производства, тыс. руб.; $Q_{\text{год}}^{\text{отп}}$ — годовой отпущенный тепло, тыс. Гкал.

Приведенные затраты. Себестоимость тепловой энергии $S_{\text{т}}$ не отражает экономическую эффективность котельной установки в системе народного хозяйства, для определения которой применяются приведенные затраты, учитывающие срок окупаемости капитальных вложений в котельную установку — нормативный срок возврата капиталовложений для дальнейшего использования в народном хозяйстве. Приведенные затраты определяются по формуле (1-1). Формула отражает условия, при которых капитальные вложения осуществляются в течение 1 года и ежегод-

ные издержки производства не меняются по годам. При одновременности затрат действительна формула

$$Z = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \delta S_t) (1 + E_{нп})^{T-t}, \quad (6-24)$$

где K_t — капиталовложения в год t ; δS_t — изменение ежегодных издержек в год t по сравнению с предыдущим годом ($t-1$); T — весь период строительства и освоения проектной мощности до установления постоянных ежегодных издержек; t — год приведения затрат для вариантов расчета; $E_{нп}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат.

Значения нормативных коэффициентов в теплоэнергетике. $E_n = 0,12$; $E_{нп} = 0,08$.

Режимные показатели

Степень использования оборудования и условия работы котельной установки характеризуют режимные показатели.

Коэффициент рабочего времени

$$k_r = h_{\text{факт}} / h_k, \quad (6-25)$$

где $h_{\text{факт}}$ и h_k — фактическое и календарное время работы котельной в часах за год. Коэффициент средней нагрузки

$$k_{ср} = Q_{ср} / Q_m. \quad (6-26)$$

Коэффициент использования максимума нагрузки

$$k_m = \frac{Q_{\text{факт}}^{\text{выр}}}{Q'_m} = \frac{Q_{ср} h_{\text{факт}}}{Q_m h_k} = k_{ср} k_r. \quad (6-27)$$

Раздел седьмой

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО

7-1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТОПЛИВА

Классификация энергетических топлив приведена в табл. 7-1.

В котельных сжигаются: твердое топливо — ископаемые угли, торф, горючие сланцы и древесные отходы, жидкое — мазут; газообразное — природный газ, доменные и коксовые газы.

Характеристики топлива относятся к его рабочей, сухой или горючей массам, обозначаемым соответственно индексами Р, С и Г.

Рабочая масса топлива — топливо в том виде, в каком оно поступает в котельную. Сухая масса — топливо, не содержащее влаги ($W=0$). Горючая масса — сумма элементов, составляющих органическую массу топлива и колчеданной серы. Для всех топлив, кроме топлив, содержащих большое количество карбонатов, за

В формулах (6-26) и (6-27): $Q_{ср}$ и Q_m — средняя и максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч; $Q_{\text{факт}}^{\text{выр}}$ и Q'_m — фактически выработанное и максимально возможное количество тепла за определенное время, Гкал.

Число часов использования максимума тепловой нагрузки в году

$$h_0 = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{выр}}}{Q_m} = \frac{Q_{ср} T_r k_r}{Q_m} = k_m T_r \approx k_m \cdot 8760, \quad (6-28)$$

где T_r — продолжительность года в часах.

Годовое число часов использования установленной мощности

$$h_{\text{год}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{выр}}}{Q_{\text{уст}}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{выр}}}{k_p Q_m} = \frac{k_m T_r}{k_p} = k_{\text{уст}} T_r, \quad (6-29)$$

где $Q_{\text{уст}}$ — установленная мощность котлоагрегатов, включая резерв, которая превышает Q_m в отношении коэффициента резерва:

$$k_p = Q_{\text{уст}} / Q_m. \quad (6-30)$$

Коэффициент использования установленной мощности

$$k_{\text{уст}} = k_m / k_p. \quad (6-31)$$

горючую массу условно принимают 100 — $W - A$, где 100 — рабочая или аналитическая масса топлива, %; W — влага, %; A — негорючие твердые (минеральные) вещества — зола, %; $W + A$ — внешний балласт топлива.

В основу классификации твердого топлива положена горючая масса, технические условия на твердое и жидкое топливо также составляются по горючей массе. Тепловые расчеты котлоагрегатов выполняются по рабочей массе, в связи с чем возникает необходимость пересчета характеристик топлива из одной массы в другую.

Пересчет состава топлива, выхода летучих и теплоты сгорания (низшей и высшей) с одной массы топлива на другую производится при помощи коэффициентов, приведенных в табл. 7-2.

Одним из основных показателей классификации углей по маркам является выход летучих веществ на горючую массу V^g . Для планирования добычи и потребле-

Классификация энергетических органических топлив

Топливо	Агрегатное состояние		
	Твердое	Жидкое	Газообразное
Природное	Ископаемые угли, торф, горючие сланцы, древесина	Нефть	Природный газ
Искусственное	Брикеты, древесные отходы	Мазут, соляровое масло, дизельное топливо	Доменный и коксовый газы, газы нефтепереработки

Таблица 7-2

Коэффициенты для пересчета состава топлива при переходе на другую массу

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

ния топлива, сравнения эффективности его использования введено понятие условное топливо — топливо с низшей теплотой сгорания на рабочую массу $Q_{pн} = 7000$ ккал/кг.

Пересчет натурального топлива B_n в условное B_y и условного в натуральное производится через calorийный эквивалент $\mathcal{E}_k$:

$$\mathcal{E}_k = \frac{Q_{pн}}{7000}, \quad (7-1)$$

где $Q_{pн}$ — теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг, при этом $B_y = B_n \mathcal{E}_k$.

Для сравнения условий работы котлоагрегатов и топочных устройств на различных видах топлива рекомендуются приведенные характеристики топлива, $\% \times \text{Хкг}/(10^3 \cdot \text{ккал})$, которые более полно, чем процентное содержание составляющих внешнего балласта, характеризуют энергетическую ценность топлива.

приведенная влажность

$$W^p = 10^3 W^p / Q_{pн}; \quad (7-2)$$

приведенная зольность

$$A^p = 10^3 A^p / Q_{pн}; \quad (7-3)$$

приведенная сернистость

$$S^p = 10^3 S^p / Q_{pн}; \quad (7-4)$$

приведенный объем воздуха или продуктов сгорания

$$V^p = 10^3 V / Q_{pн}. \quad (7-5)$$

7-2. ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО

Ископаемые угли. В соответствии с государственным стандартом СССР ископаемые угли делятся на бурые, каменные и антрацит.

Стандартами на угли для стационарных котельных установок в зависимости от способа сжигания и типа топочных устройств нормируется пригодность углей для слоевого и пылевидного сжигания по маркам, классам, зольности, влажности и другим показателям для каждого бассейна или месторождения.

Марки каменных углей

Марки углей	Показатели		Характеристика нелетучего остатка
	V^I , %	y , мм	
Целинопламенный (Д)	≥ 36	—	От порошкообразного до слабоспекшегося
Газовый (Г)	≥ 35	6—25	Спекшийся
Газовый жирный (ГЖ)	31—37	6—25	»
Жирный (Ж)	24—37	26 и более	»
Коксовый жирный (КЖ)	25—33	6—25 и более	»
Коксовый (К)	17—33	8—25	»
Отошенный спекающийся (ОС)	14—27	6—13 и менее	»
Тощий (Т)	3—17*	—	От порошкообразного до слабоспекшегося
Слабоспекающийся (СС)	17—37	—	То же

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

Бурые угли (марка Б). Угли с высшей теплотой сгорания рабочей массы беззольного угля $Q_{в. без}^{в. без}$ менее 5700 ккал/кг. По содержанию рабочей влаги угли разделяются на три группы: Б1 — с рабочей влажностью более 40,0%; Б2 — от 30,0 до 40,0%; Б3 — менее 30,0%. Бурые угли характеризуются высоким выходом летучих веществ ($V^I > 40\%$), неспекшимся коксовым остатком, высокой гигроскопической и в большинстве случаев — высокой общей влажностью, пониженным содержанием углерода по сравнению с каменными углями и повышенным — кислорода. Зольность бурых углей колеблется от 5—10 до 30—40% и зависит от условий образования и способа добычи. Бурые угли теряют на воздухе влагу и механическую прочность, обладают повышенной склонностью к самовозгоранию.

Каменные угли. Угли с высшей теплотой сгорания рабочей массы беззольного угля $Q_{в. без}^{в. без}$ более 5700 ккал/кг и выходом летучих веществ V^I более 9%. Каменные угли в зависимости от величины V^I и спекаемости, определяемой толщиной пластического слоя y или характеристикой нелетучего остатка, подразделяются на марки (табл. 7-3). Значения V^I и y приводятся в таблицах классификации каменных углей по бассейнам и месторождениям в [53].

Антрациты — угли, имеющие выход летучих веществ V^I менее 9%. Антрациты подразделяются на две марки: полуантрациты ПА (переходные между каменными углями марки Т и антрацитами) и собственно антрациты А. Угли ПА и А отличаются по объемному выходу летучих $V_{об}^{об}$: полуантрациты — от 220 до 330 см³/г,

антрациты — менее 220 см³/г. Полуантрациты имеют также более высокую теплоту сгорания, чем антрациты $Q_{гб}^{гб}$ более 8350 ккал/кг. Антрациты отличаются высокой механической прочностью.

Бурые, каменные угли и антрациты по размеру кусков разделяются на классы в соответствии с ГОСТ 19242-73:

Класс	Обозначение	Размер кусков, мм
Плита	П	100—200 (300)
Крупный	К	50—100
Орех	О	25—50
Мелкий	М	13—25
Семечко	С	6—13
Штыб	Ш	0—6
Рядовой	Р	0—200 (300)
Мелкий и семечко со штыбом	МСШ	Менее 25
Семечко со штыбом	СШ	Менее 13

Допускаются классы с заменой соответственно верхнего и нижнего пределов крупности: 100 на 80, 50 на 40, 25 на 20, 13 на 10 и 6 на 5 (8) мм, а также совмещенные классы ПК, КО, ОМ, МС при соотношении между верхними и нижними пределами 1:4. Верхний предел 300 мм в классах П и Р распространяется только на предприятия с открытым способом добычи.

Перед условным обозначением класса представляется наименование марки угля, например: ГМСШ (0—25) — газовый, мелкий с семечком и штыбом, класса 0—25 мм.

К физическим свойствам углей относятся плотность, спекаемость, механическая прочность, термическая стойкость, окислен-

ность, влагоемкость, температура плавления золы, сведения о которых приведены в [59]

Угли для сжигания в механических топках Для сжигания в механических топках практически пригодны угли всех марок. Однако в связи с особенностями слоевого сжигания и конструкций механических топок ГОСТ на угли для слоевого сжигания вводит некоторые ограничения на качественные характеристики угля (зольность, влажность, размер кусков).

Допускаемая зольность на сухую массу A^c

Угли	Зольность A^c , %	
	Максимальная	Минимальная
Каменные	22,5—33	10,1—20,1
То же кузнецкие	20	7,1
Бурые	25—37*	10,1—35
Антрациты	25	12,6

* При максимальной влажности до 38%

Влажность бурых углей при небольшом содержании золы ($A^c=10,1-28\%$) допускается 39—58%

В механических топках, как правило, должны сжигаться грохоченные угли. Грохочению подвергают неспекающиеся или слабо спекающиеся каменные угли марок Д, Г, СС, антрацит и бурые угли. Наряду с грохочеными углями стандартами допускается поставка рядового угля по группе «для слоевого сжигания». Грохоченные угли классов 50—100, 25—50, 13—25 и 6—13 мм предназначены для сжигания в топках с неподвижными колосниковыми решетками при механизированной подаче топлива и топках с цепными решетками. Для факельно-слоевого топок предусмотрены дополнительные классы 0—50 и 0—25 мм, по некоторым месторождениям выделяются классы

Таблица 74

Содержание мелочи в грохоченых и рядовых углях для слоевого сжигания [31]

Размеры кусков по классам мм	Содержание мелочи %					
	Донецкий бассейн	Кузнецкий бассейн	Карагандинский бассейн	Подмосковный бассейн	Львовско-Волынский бассейн	Средняя Азия
50—100	10	10	10	15	10	15
25—50	12	12	12	17	12	20
13—25	17	13	12	17	17	20
6—13	19	13	16	—	19	—
0—50	50	50	50	50	50	—
0—25	50	50	50	50	50	—
Рядовые	35*	—	40	—	—	15

* Для антрацита и полуантрацита

13—100, 6—100 и 6—50 мм. Предельно допустимое содержание мелочи в углях различных бассейнов и месторождений приведено в табл. 74.

При сжигании рядовых и грохоченых углей классов 50—100 мм и более 100 мм в тракте топливоподачи предусматривается их дробление до максимального размера кусков 30—40 мм.

Критерием оценки качества углей для слоевого сжигания является гранулометрический состав — состав группы зерен угля с указанием соотношений их фракций по крупности.

Показатели гранулометрического состава углей определяют

содержание мелочи 0—6 мм ($D_6^{тл}$, %) — сыпучесть угля при поверхностном увлажнении, равномерность горения слоя и характер распределения топлива по решетке, содержание кусков крупнее 20 мм

($R_{20}^{тл}$, %) — повышенную потерю тепла со шлаком в виду их непотного выгорания, содержание пылевых частиц 0—0,09 мм

($D_{0,09}^{тл}$, %) — величину потерь с уносом

Для экономичной работы механических топок рекомендуется следующий гранулометрический состав топлива: $D_6^{тл} \leq 60\%$; $R_{20}^{тл} \leq 5\%$ и $D_{0,09}^{тл} \leq 2,5\%$ [31].

Угли для пылевидного сжигания Для пылевидного сжигания используются следующие угли по марке и сорту: бурые — отсевы и рядовые неспекающиеся и спекающиеся каменные — отседы угтеобогатения, отсевы и рядовые, тощие — рядовые, полуантрациты и антрациты — штыб и АСШ, шламы и промпродукт. Качество углей различных месторождений или бассейнов поставляемых для пылевидного сжигания, регламентируется ГОСТ, при

Таблица 75

Нормы качества торфа

Показатели	Вид торфа	
	Фрезерный	Кусковой
Содержание влаги и W^p % не более	52	48
Зольность A^c , % не более	23*	24
Засоренность посторонними примесями (куски размером выше 25 мм), %, не более	8	—
Содержание мелочи (куски размером менее 25 мм), %, не более	—	30

* Допускается поставка фрезерного торфа с зольностью до 35% для торфопредприятий Голубское, Вишурское, Ньюдор, Котыньское, Чивинское.

этом нормируются зольность A^c , содержание влаги W^p , содержание минеральных примесей и класс крупности. Кроме того, угли для пылевидного сжигания характеризуются коэффициентом размоловоспособности топлива $K_{лo}$ и температурой плавкости золы I_2 .

Нормы качества углей для слоевого и пылевидного сжигания по бассейнам и месторождениям приведены в [53].

Торф. В зависимости от способа добычи торф подразделяется на кусковой и фрезерный. Для слоевого сжигания поставляется кусковой торф, для пылевидного — фрезерный, получивший наибольшее распространение в качестве энергетического топлива. Параметры, определяющие товарность торфа как топлива: влажность, зольность, содержание мелочи (для кускового торфа) и примеси древесных остатков. Нормы качества топливного торфа для слоевого и пылевидного сжигания. Качество фрезерного торфа для пылевидного сжигания определяется ГОСТ 11804-76.

Низкая теплота сгорания и малые плотности торфа затрудняют его доставку в котельную и подачу к котлоагрегатам. Особенность условий использования торфа котельными связана, кроме того, с сезонностью его добычи и относительно небольшими запасами месторождений; максимальное расстояние перевозки 200 км.

Горючие сланцы отличаются высоким выходом летучих веществ на горючую массу $V^r=80\div90\%$; большой зольностью на сухую массу $A^c=61\div74\%$, включая углекислоту карбонатов. Низшая теплота сгорания без учета отрицательного теплового эффекта разложения карбонатов $Q_{pн}^r=1380\div2760$ ккал/кг. Особенностью золы сланцев является высокое содержание карбонатов, разлагающихся с образованием CO_2 в количестве до 10—15% массы исходного сланца.

Из многочисленных месторождений сланцев практическое значение для получения энергетического топлива имеют Эстонское и Ленинградское.

Сланцы в основном сжигаются в виде пыли под крупными котлами вблизи мест добычи. Сортные сланцы (с размером кусков 30—100, 25—125 и более 125 мм) сжигаются в слоевых топках, под котлами малой мощности, в котельных сланцевых шахт. Качество сланца для пылевидного сжигания регламентируется ГОСТ 7754-69.

Древесные отходы. Номенклатура древесных отходов очень разнообразна. Различают первичные отходы, получаемые при обработке древесного сырья, и вторичные — при обработке первичных отходов. Основная характеристика древесных отходов — влажность: высоковлажные — с влажностью выше 50%; влажные — от 25 до 50% и сухие — менее 25%. Древесные отходы отличаются незначительной и стабильной зольностью — около 1—2%.

Классификация древесных отходов, их основные характеристики и использование древесных отходов в качестве энергетического топлива рассмотрены в [17].

7-3. ЖИДКОЕ И ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО

Жидкое топливо. В качестве жидкого котельного топлива применяются топочные мазуты нефтяного происхождения. Кроме того, может использоваться низкокачественная сырая или обессоленная и отбензиненная (стабилизированная) нефть, отличающаяся от мазута по содержанию легких фракций и требующая для ее использования специальной подготовки оборудования [3, 11].

Топочные мазуты представляют собой смесь тяжелых остатков переработки нефти с дистиллятами. В соответствии с ГОСТ 10585-75* в зависимости от состава устанавливаются следующие марки топочного мазута: 40В и 40 — среднее топливо; 100В и 100 — тяжелое топливо.

Марка мазута соответствует его условной вязкости при определенной температуре. Вязкость является важнейшей физико-химической характеристикой мазута, определяющей условия его транспортирования и хранения. Кроме вязкости качество жидкого топлива определяется температурами застывания и вспышки, плотностью, зольностью и содержанием серы. Нормы качества топочных мазутов по ГОСТ 10585-75* приводятся в табл. 7-6.

Подробно состав и свойства мазутов и их теплофизические характеристики рассмотрены в [11].

В отличие от твердого топлива элементарный состав жидкого топлива нефтяного происхождения более стабилен: суммарное содержание основных горючих элементов (углерода и водорода) в жидком топливе колеблется в узких пределах (94—96%), поэтому его теплота сгорания мало зависит от места добычи нефти и способа ее переработки.

Газообразное топливо. В качестве газообразного топлива для котельных применяется в основном природный газ чисто газовых месторождений. В районах добычи могут применяться природные газы газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

Природный газ чисто газовых месторождений состоит из метана CH_4 (до 98% по объему) и других углеводородов, преимущественно этана C_2H_6 . Содержание бутана C_4H_{10} и других тяжелых углеводородов составляет доли процента. Низшая теплота сгорания углеводородной массы природных газов близка к теплоте сгорания CH_4 и составляет 8600—8700 ккал/м³. Теплота сгорания природных газов из-за содержания в газе балласта — азота и двуокиси углерода несколько ниже, чем их углеводородной массы.

Нормы качества топочного мазута

Наименование	Марка мазута			
	40В*	40	100В*	100
Вязкость условная при $t = 80^\circ \text{C}$, градусы $^{\circ}\text{ВУ}$ не более	6,0	8,0	10,0	16,0
Зольность, %, не более	0,04	0,12	0,05	0,14
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,07	0,80	0,20	1,5
Содержание водоразстворимых кислот и щелочей	Отсутствие			
Массовая доля серы, %, не более:				
для малосернистого мазута	0,5	0,5—1,0	0,5	0,5—1,0
для сернистого мазута	2,0	2,0	2,0	2,0
для высокосернистого мазута	—	3,5	—	3,5
Содержание сероводорода	Не нормируется			
Температура вспышки в открытом тигле, $^{\circ}\text{C}$, не ниже	90	90	110	110
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$, не выше	10	10	25	25
То же для мазута из высокопарафинистых нефтей	25	25	42	42
Теплота сгорания низшая в пересчете на сухое топливо, ккал/кг, не менее:				
для малосернистого и сернистого мазутов	9700		9650	
для высокосернистого мазута	—	9500	—	9500
Плотность при 20°C , г/см ³ , не более	—	—	1,015	1,015

* С государственным Знаком качества

Примечания 1 Для мазута, прошедшего водные перегонки и стигмопоглощения от пара, норма содержания воды — не более 5%

2 Допускается по согласованию с потребителем (за исключением электростанций) поставлять из 3-х марок 40 и 100, вырабатываемых из бакинских нефтей, с зольностью до 0,5%

3 Для мазутов марок 40 и 100, вырабатываемых из арланско-караганской, оренбургской, прикамской, серноводской и бугурусланской нефтей, устанавливается норма содержания серы не более 4,3%

Применяемые в качестве энергетического топлива природные газы отличаются малым содержанием балласта, отсутствием серы и токсичности (содержание СО равно нулю). Газы, подаваемые потребителю, пыли не содержат, влагосодержание их зависит от способа обезвоживания до поступления в газопровод. При подаче газа на дальние расстояния влага из него удаляется и влагосодержание газа можно считать соответствующим состоянию насыщения при температуре и давлении в газопроводе. Состав, свойства, классификация, определение основных характеристик и методы сжигания газообразного топлива рассмотрены в [41].

7-4. РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА

Расчетные характеристики основных видов и марок энергетических топлив по результатам исследований ВТИ даны в Нормативном методе теплового расчета котельных агрегатов [57].

Расчетные характеристики топлив не являются постоянными и твердо установленными нормативами. Это средние числа, характеризующие топливо, значительно различающиеся по своему составу и качеству как по отдельным шахтам и торфопредприятиям, так и по времени добычи. Характеристики твердого топлива относятся в основном к рядовому необогащенному и негрохоченому топливу, за исключением грохоченых антрацитов Донбасса. Помимо средних данных, в [57] приводятся максимальные значения влажности $W_{\text{Р макс}}$, зольности $A^{\text{с макс}}$, содержания серы $S^{\text{с макс}}$ для топлива предельно пониженного качества.

Тепловые расчеты котлоагрегатов выполняются по расчетным характеристикам топлива, принятым по [57], с учетом сведений, полученных в исходных данных для проектирования. В тех случаях, когда зольность и влажность отличаются от средних табличных характеристик рабочей массы топлива по [57], расчетные характеристики пересчитываются по формулам

низшая теплота сгорания, ккал/кг, рабочей массы топлива с начальной влаж-

Нефтеперерабатывающий завод	Марка мазута	Плотность 20 ρ ₄	Вязкость условная при 80°C °ВУ	Температура застывания, °С	Температура вспышки (в открытом тигле), °С	Зольность сухого топлива А ^с , %
Грозненский и Новогрозненский	М-40	0,959	6,20	+21	156	0,15
Краснодарский и Батумский	М-100	0,983	14,30	+21	201	0,16
Московский	М-100	1,005	14,90	+ 8	208	0,06
Новокуйбышевский	М-100	0,997	12,01	0	180	0,13
	М-200	1,023	15,90*	+ 2	—	0,37
	М-40	0,988	5,90	+ 8	160	0,10
	М-100	0,993	14,13	+15	144	0,14
	М-200	0,987	19,88	—	210	0,24
Омский	М-100	0,982	13,10	+25	132	0,12
Орский и Гурьевский	М-100	0,965	5,00	-12	116	0,08
Саратовский	М-40	0,989	6,40	+12	93	0,33
	М-100	1,014	13,69	+ 8	180	0,34
Сызранский	М-40	0,977	6,40	- 2	90	0,07
Уфимский и Новоуфимский	М-40	0,983	5,60	+ 6	174	0,18
	М-200	1,026	19,09	+13	—	0,20

* При температуре 25 °С

мостью W_{p1} пересчитывается на массу с влажностью W_{p2}

$$Q_{p_{n2}} = (Q_{p_{n1}} + 6W_{p1}) \frac{100 - W'_{p2}}{100 - W'_{p1}} - 6W_{p2}; \quad (7-6)$$

соответствующее изменение зольности рабочей массы

$$Q_{p_{n2}} = (Q_{p_{n1}} + 6W_{p1}) \frac{100 - A'_{p2}}{100 - A'_{p1}} - 6W_{p2}, \quad (7-7)$$

одновременное изменение влажности и зольности

$$Q_{p_{n2}} = (Q_{p_{n1}} + 6W_{p1}) \frac{100 - W'_{p2} - A'_{p2}}{100 - W'_{p1} - A'_{p1}} - 6W_{p2}. \quad (7-8)$$

Элементарная масса топлива, %, при пересчете определяется с использованием следующих коэффициентов

при изменении влажности топлива от значения W_{p1} до значения W_{p2}

$$k_1 = \frac{100 - W'_{p2}}{100 - W'_{p1}}, \quad (7-9)$$

при изменении зольности топлива от A_{p1} до A_{p2}

$$k_2 = \frac{100 - A'_{p2}}{100 - A'_{p1}}, \quad (7-10)$$

Новый элементарный состав (например, C_{p2}) определяется по формуле

$$C_{p2} = kC_{p1}, \quad (7-11)$$

где C_{p1} — старый элементарный состав; k равно k_1 , k_2 или их произведению

Низшая теплота сгорания твердого и жидкого топлива, ккал/кг, может быть подсчитана по его составу по формуле Менделеева

$$Q_{p_n} = 81C_p + 300H_p - 26(O_p - S_p) - 6(9H_p + W_p). \quad (7-12)$$

Состав газообразного топлива задается в процентах по объему. Все расчеты относятся к кубическому метру сухого газа при нормальных условиях (760 мм рт.ст. и 0°C)

Низшая теплота сгорания газообразного топлива $Q^c_{p_n}$, ккал/м³, может быть подсчитана по формуле смешения

$$Q^c_{p_n} = 85,6CH_4 + 141C_2H_4 + 152C_2H_6 + 218C_3H_8 + 283C_4H_{10} + 349C_4H_{12} + 30CO + 55,8H_2S + \dots, \quad (7-13)$$

где CH_4 , C_2H_4 и т.д. — содержание составляющих горючего газа в топливе, % по объему; численные коэффициенты — теплота сгорания отдельных газов, входящих в состав газообразного топлива, 10⁻² ккал/м³

При содержании в топливе до 3% непредельных углеводородов неизвестного состава они принимаются состоящими из этилена C_2H_4

Низшая теплота сгорания, ккал/кг, смеси твердых и жидких или твердого и жидкого топлива, заданной массовыми долями, подсчитывается по формуле

$$Q_{p_n} = Q_{p_n}'g' + Q_{p_n}''(1 - g'), \quad (7-14)$$

где g' — массовая доля одного из топлив,

товарных топочных мазутов

Элементарный состав горючей массы, %				Содержание ванадия на сухую массу, %	Теплота сгорания Q_p' , ккал/кг	Теоретическая температура горения, °C	Теоретический расход воздуха V^0 , м³/кг	Состав и объем продуктов сгорания			
Углерод C	Водород H	Сера S	Кислород + азот $O_2 + N_2$					V_{RO_2} , %	Сухие газы $V_{с.г.}$, м³/кг	Водяные пары $V_{в.п.}$, м³/кг	Полный объем газов V_g , м³/кг
—	—	0,46	—	—	9830	—	—	—	—	—	—
—	—	0,43	—	—	9830	—	—	—	—	—	—
87,25	10,81	0,43	1,51	0,0005	9630	2108	10,56	16,35	9,97	1,37	11,34
84,71	10,71	3,00	1,57	0,0160	9530	2117	10,41	16,28	9,82	1,36	11,18
—	—	—	—	0,0190	9460	—	—	—	—	—	—
86,09	10,81	2,85	0,33	0,0075	9630	2126	10,59	16,26	9,99	1,37	11,36
86,32	10,31	2,80	0,56	0,0200	9530	2110	10,50	16,41	9,92	1,31	11,23
—	—	—	—	0,0150	9610	—	—	—	—	—	—
95,32	10,47	2,67	1,53	0,0150	9500	2118	10,38	16,40	9,81	1,33	11,14
86,47	11,01	1,90	0,62	0,0057	9750	2122	10,62	16,23	10,01	1,39	11,41
85,88	10,95	2,45	0,72	0,0100	9590	2101	10,56	16,21	9,96	1,38	11,34
86,49	10,03	2,81	0,66	—	9460	2145	10,39	16,55	9,84	1,28	11,11
86,56	10,67	2,26	0,51	—	9680	2139	10,57	16,33	9,98	1,35	11,33
86,11	10,65	2,83	0,50	0,0100	9640	2126	10,54	16,32	9,95	1,35	11,30
86,47	9,62	3,21	0,10	0,0270	9350	2078	10,57	16,38	9,98	1,24	11,22

Q_p' и Q_p'' — теплота сгорания компонентов смеси, ккал/кг.

Нишняя теплота сгорания смеси твердого или жидкого топлива с газообразным, ккал/кг, определяется по формуле

$$Q_p = Q_p' + xQ_p'' \quad (7-15)$$

где Q_p — условная теплота сгорания смеси, ккал/кг; Q_p' — теплота сгорания твердого,

жидкого топлива, ккал/кг; Q_p'' — теплота сгорания газообразного топлива, ккал/м³; x — количество газообразного топлива на 1 кг твердого или жидкого топлива, м³/кг

При наличии в исходных данных для проектирования сведений о фактической базе поставки топлива могут быть использованы характеристики товарного топлива: по углям и сланцам — данные в [59], по топочным мазутам — из табл. 7-7.

Раздел восьмой

ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

8-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ВЫБОРУ ТОПОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

Топочные устройства в соответствии с принятым методом сжигания подразделяются на камерные и слоевые. Тонки с пневмомеханическими забрасывателями, в которых значительное количество мелких частиц топлива сгорает в топочной камере над слоем, занимают промежуточное положение и классифицируются как факельно-слоевые.

Выбор способа сжигания и типа топочного устройства определяется видом топлива, его реакционными свойствами и физико-химическими свойствами золы, а также производительностью и конструкцией котлоагрегата. Схема и оборудование топли-

воприготовления выбираются в соответствии с принятым типом топочного устройства. Выбор топочного устройства производится из условий экономичной работы на основном виде топлива.

Топочное устройство должно быть органически связано с котлоагрегатом и обеспечивать экономичность его работы в необходимых пределах регулирования нагрузки, бесшлаковочную работу поверхностей нагрева, отсутствие газовой коррозии экранных труб, минимальное содержание окислов азота и сернистых соединений в уходящих газах.

В камерных топках сжигаются все энергетические топлива, в слоевых топках — грохоченые и рядовые угли. Для сжигания древесных отходов, кускового и фрезерного торфа применяются специальные топочные устройства слоевого и камерного сжигания.

Область применения топок слоевого сжигания

Топливо	Производительность котлоагрегатов						
	паровых, т/ч				водогрейных, Гкал/ч		
	4	6,5	10	25	10	20	30
Антрациты АС и АМ, $A^c \leq 25\%$	Топки с пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой		Топки с цепной решеткой прямого хода *		—	—	—
Каменные угли Г, Д, Ж, $V^r \geq 25\%$; $A^c \leq 33\%$	Топки с забрасывателями и ленточной цепной решеткой обратного хода		Топки с забрасывателями и чешуйчатой цепной решеткой обратного хода		Топки с забрасывателями и ленточной цепной решеткой обратного хода	Топки с забрасывателями и чешуйчатой цепной решеткой обратного хода	
Бурые угли, $W^p \leq 15\%$; $A^c \leq 37\%$	То же		То же		То же	То же	
Сланцы, $W^p \leq 11,6\%$; $A^c \leq 48\%$	—	Топки с забрасывателями и ленточной цепной решеткой обратного хода Топки с наклонно-переталкивающей решеткой **		—	—	—	

* Для котлоагрегатов паропроизводительностью 10 т/ч при соответствующей организации топочной камеры допускается сжигание антрацитов АРШ.

** Выпуск топок промышленностью не освоен, применение рекомендуется Нормативным методом [57].

Примечания: 1. Рекомендации по области применения топок слоевого сжигания приведены с учетом типоразмеров серийных котлоагрегатов и существующей номенклатуры топочных устройств.

2. Для сжигания каменных углей с зольностью $A^c \leq 25\%$ и тугоплавкой золой, а также бурых углей при $W^p < 30\%$ под паровыми котлоагрегатами производительностью 10 т/ч и выше допускается применять топки с пневматическими забрасывателями и цепной решеткой прямого хода (топки ВТИ-Омега). Эти топки серийно не изготавливаются и разрабатываются в проекте котельной.

3. Применение серийных механических топок с забрасывателями и цепной решеткой обратного хода для сжигания сланцев допускается при условии согласования с заводами-изготовителями и ЦКТИ.

Основные положения, которые следует учитывать при выборе способа сжигания в зависимости от производительности котлоагрегата:

сжигание жидкого и газообразного топлива осуществляется в камерных топках котлоагрегатов любой производительности;

камерное сжигание твердых топлив производится в котлоагрегатах паропроизводительностью не менее 25 т/ч, при этом антрацитовые штыбы, полуантрациты и тощие угли в топках котлоагрегатов паропроизводительностью менее 75 т/ч сжигать не рекомендуется; в тех случаях, когда качество топлива исключает применение слое-

**Область применения камерных топок с твердым шлакоудалением
при сжигании пылевидного топлива**

Топливо	Паропроизводительность котлоагрегатов, т/ч			
	25	35	50	75 и выше
Антрациты АШ, АСШ, полуантрациты и тощие угли	—	—	—	Пылеугольные топки с промбункером и шаровыми барабанными мельницами *
Продукты обогащения (многозольные) Каменные угли, $V_g \geq 28\%$, $A^e < 30\%$	—	—	—	То же
Каменные угли, $V_g \geq 28\%$	Пылеугольные топки со среднеходными мельницами *			
Бурые угли, $W^п < 7$ Бурые угли, $W^п \leq 12$	Пылеугольные топки с молотковыми мельницами *			
Бурые угли, $W^п > 12$	То же			
Сланцы	Пылеугольные топки с мельницами-вентиляторами *			
	— Пылеугольные топки с промбункером и молотковыми мельницами **			
	Пылеугольные топки с мельницами-вентиляторами *			

* С индивидуальной замкнутой схемой пылеприготовления.

** С индивидуальной разомкнутой схемой пылеприготовления.

Примечания 1 Все топки выполняются с прямым вдуванием.

2 Рекомендации по типу горелочных устройств приводятся в § 8-4.

3. Рекомендации по применению камерных топок с твердым шлакоудалением могут быть распространены на водогрейные котлы эквивалентной теплопроизводительности

вого сжигания, камерное сжигание твердого топлива может быть рекомендовано для котлоагрегатов производительностью от 16 т/ч;

слоевое сжигание твердых топлив производится в котлоагрегатах производительностью не более 35 т/ч: по мере усовершенствования конструкций механических топок применение слоевого сжигания распространится на котлы производительностью до 75 т/ч;

слоевое сжигание заштыбленных антрацитов АРШ и АСШ, рядовых антрацитов, рядовых тощих углей Т, бурых углей с $W^п > 45\%$, отходов углеобогащения и спекающихся углей с легкоплавкой золой из-за высоких топочных потерь и сложности в эксплуатации не рекомендуется

При выборе типа слоевых топок следует учитывать необходимость комплексной механизации всех процессов топливосжигания. В действующих котельных в целях повышения производительности, надежности и степени автоматизации котлоагрегатов рекомендуется замена полумеханических и механических топок старых конструкций (ПМЗ-РПК, ПМЗ-ЛЦР и ПМЗ-ЧЦР) на топки новых конструкций.

Область применения топок слоевого сжигания приведена в табл. 8-1, камерных топок с твердым шлакоудалением при сжигании пылевидного топлива — в табл. 8-2,

специальных топочных устройств — в табл. 8-13, § 8-3.

При выборе способа сжигания для котлоагрегатов паропроизводительностью от 25 до 35 т/ч, когда может быть применено слоевое и камерное сжигание, следует учитывать, что $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ при камерном сжигании выше, чем при слоевом, а $\eta_{\text{к}}$ ниже, чем при слоевом, за счет повышенных расходов электроэнергии и тепла на собственные нужды, поэтому выбор способа сжигания должен производиться на основании технико-экономических расчетов с учетом $\eta_{\text{к}}$ и затрат на сооружение топливоподготовительных и пылесжигающих устройств

Преимущества камерного сжигания: малая инерционность топок, возможность совместного сжигания различных видов топлива и перехода с одного вида топлива на другой, механизация всех топочных процессов и возможность их автоматизации. Недостаток — неустойчивость работы при снижении нагрузки, вызывающая необходимость подсевания топлива мазутом.

Преимущества слоевого сжигания: возможность работы топок в широком диапазоне нагрузок, невысокий расход электроэнергии на собственные нужды и простота эксплуатации механических топок. Перечисленные преимущества слоевых механических топок создают предпочтение применению их в котельных, работающих с не-

высоким числом часов использования установленной мощности (отопительные) или по резко переменному графику (промышленно-отопительные котельные).

Недостаток слоевого сжигания — избыточность механических топок по теплову.

В проектах котельных установок производится выбор способа сжигания топлива и типа топочных устройств с учетом заводской комплектации котлоагрегатов топками, а также поверочный тепловой расчет топки для заданного топлива и режима работы. Выбор типа камерных топок производится в увязке с системой пылеприготовления в зависимости от характеристики топлива (коэффициента размолоспособности и выхода летучих), производительности котлоагрегата и удельного расхода электроэнергии на размол и транспорт пыли.

Компоновка котлоагрегата с топочным устройством выполняется котлостроительными заводами, при модернизации котлоагрегатов — в проекте котельной. Конструирование горелочных устройств и механической части топок выполняется заводами — изготовителями оборудования или специализированными конструкторскими бюро. Объем автоматизации топочных процессов в зависимости от конструкции топок и производительности котлоагрегатов устанавливается заводами-изготовителями. Схема автоматизации разрабатывается в проекте котельной.

8-2. МЕХАНИЧЕСКИЕ ТОПКИ СЛОЕВОГО СЖИГАНИЯ

Конструкции механических топок

Механическая топка — слоевое топочное устройство с колосниковой решеткой, в котором операции обслуживания то-

почных процессов выполняются с помощью специальных механизмов.

Механические топки слоевого сжигания классифицируются по трем технологическим признакам: степени механизации топочного процесса, характеру зажигания топлива и направлению движения потоков топлива и воздуха (табл. 8-3).

До последнего времени выпускались механические топки ПМЗ-РПК, ЧЦР, ПМЗ-ЧЦР, ПМЗ-ЛЦР и ВТИ-Комага. Описание конструкций, показатели работы на различных углях, итоги эксплуатации этих топок в котельных с котлоагрегатами ДКВр подробно рассмотрены в [31]. Эти топки не отвечают современным требованиям надежности и автоматизации, недостаточно приспособлены к работе на высококалорийном рядовом угле, отдельные их типоразмеры работают при характеристиках ниже расчетных.

Для ликвидации недостатков механических топок ЦКТИ им. И. И. Ползунова и Кусинским машиностроительным заводом были проведены работы по улучшению их конструкции и унификации основных размеров. В результате этих работ с 1 января 1972 г. были введены в действие новые ГОСТ на механические топки и пневмомеханические забрасыватели.

Технические требования новых стандартов предусматривают пригодность механических топок для углей с плохой сыпучестью, механизацию удаления провала, возможность автоматического регулирования, блочность поставки, а также нормируют повышенные показатели надежности (срок службы до капитального ремонта и до списания, срок действия гарантий). Основные размеры топок по этим стандартам с учетом размеров топочной камеры котлоагрегатов, для которых они предназначены, обеспечивают работу при оптимальных, соответствующих нормативным

Таблица 8-3

Классификация механических топок слоевого сжигания

Топка	Шифр топки по ГОСТ	Степень механизации топочного процесса	Характер зажигания топлива	Направление движения потоков топлива и воздуха
С забрасывателями и чешуйчатой цепной решеткой обратного хода	ТЧЗ	Комплексная	Верхнее и нижнее	Смешанное
С забрасывателями и ленточной цепной решеткой обратного хода	ТЛЗ	»	То же	»
С цепной решеткой прямого хода	ТЧ	Частичная	Верхнее	Поперечное
С забрасывателями и неподвижной решеткой из поворотных колосников (полумеханическая)	ЗП-РПК	»	Нижнее	Встречное

Примечания: 1. Под комплексной механизацией топочного процесса понимается механизация всех операций по обслуживанию топки: подача топлива на слой, шурование слоя топлива и удаление шлака.

2. При частичной механизации обеспечивается механизация одной или двух топочных операций.

Технические характеристики топок типов ТЛЗ и ТЧЗ

Типоразмеры топок	Размеры колосникового полотна, мм		Активная площадь зелька, м ²	Количество дутьевых зон	Тип редуктора или привода	Забрасыватель		Масса, т	
	Ширина	Длина				Типоразмер	Количество	топки	блока цепной решетки
ТЧЗ-2,7/4,0 *	2700	4000	9,1	3	РТ-1200	ЗП-600	2	21,4	—
ТЧЗ-2,7/5,6 *	2700	5600	13,4	4	РТ-1200	ЗП-600	2	25,6	—
ТЧЗ-2,7/6,5 *	2700	6500	15,8	4	РТ-1200	ЗП-600	2	28,3	—
ТЧЗ-2,7/8,0 *	2700	8000	19,9	5	РТ-1200	ЗП-600	2	33,0	—
ТЧЗ-4,92/4,0 *	4920	4000	16,6	3	РТ-3000	ЗП-600	4	39,0	—
ТЧЗ-4,92/5,6 **	4920	5600	24,4	4	РТ-3000	ЗП-600	4	48,0	—
ТЛЗ-1,87/4,0 **	1870	4000	6,3	3	РТ-1200	ЗП-400	2	13,0	—
ТЛЗ-2,7/3,0 *	2700	3000	6,4	2	РТ-1200	ЗП-600	2	15,6	—
ТЛЗ-2,7/4,0 *	2700	4000	9,1	3	РТ-1200	ЗП-600	2	18,0	—
ТЛЗМ-1,87, 2,4 *	1870	2400	3,3	2	ПТБ-1200	ЗП-400	2	11,0	7,7
ТЛЗМ-1,87/3,0 *	1870	3000	4,4	2	ПТБ-1200	ЗП-400	2	13,5	8,6
ТЛЗМ-2,7/3,0 *	2700	3000	6,4	2	ПТБ-1200	ЗП-600	2	15,3	10,6

* Топки изготавливаются Кузнецким машиностроительным заводом.

** По ГОСТ 15838-70.

Примечания: 1. Электродвигатель привода решетки топок ТЧЗ и ТЛЗ типа Т52-12-8-6-4Ш2 мощностью 1,4-2,5-3,0-4,0 кВт; с частотой вращения 470 715 930 1430 об/мин, электродвигатель привода решетки топок типа ТЛЗМ — типа ЭТО 2-16, мощностью 1,8 кВт. Характеристика электродвигателя привода забрасывателя дана в табл. 8-5.

2. Топки с решетками шириной 2700 мм и менее имеют односторонний (правый или левый) под-вод воздуха, шириной более 2700 мм — двусторонний.

3. Топки ТЧЗ оборудуются устройством для удаления провала из воздушных коробов

4. Расположение привода левое, допускается изготовление топок с правым расположением привода

значениям, тепловых напряжениях и рациональную компоновку элементов, связанных с котлом (возврат уноса, выход газов из топки и др.).

Кузнецкий машиностроительный завод вместо топок типов ПМЗ-ЧЦР, ПМЗ-ЛЦР, ЧЦР и забрасывателей ПМЗ выпускает механические топки по новым стандартам. В номенклатуру завода входят:

а) топки механические с забрасывателями и цепной решеткой обратного хода: типа ТЧЗ — с чешуйчатой цепной решеткой и типа ТЛЗ — с ленточной цепной решеткой (ГОСТ 15838-70) *, соответственно заменившие топки типов ПМЗ-ЧЦР и ПМЗ-ЛЦР;

б) забрасыватели пневмомеханические типа ЗП для топок ТЧЗ, ТЛЗ и РПК с пластинчатым питателем (ГОСТ 15837-70), заменившие забрасыватели ПМЗ с плунжерным питателем;

в) топки механические с цепной решеткой прямого хода типа ТЧ (ГОСТ 15839-70) *, заменившие топки ЧЦР,

г) решетки горизонтальные с поворотными колосниками для сжигания твердого топлива типа РПК, изготавливаемые для комплектации с топками ЗП-РПК.

Топки с комплексной механизацией топочного процесса типа ТЧЗ и ТЛЗ. В этих топках механизированы подача топлива и удаление очаговых остатков. В топках с верхним забросом механизации процесса шуровки слоя (даже при сильно спекающихся углях) не требуется, так как из-за предварительной термической обработки и оокосования летящих фракций угля спекания слоя не происходит. По организации топочного процесса топки относятся к классу факельно-слоевых.

Обратное движение решетки обеспечивает соответствие между временем пребывания части топлива на решетке и их размерами, благодаря чему достигается полный выжиг шлака. Горение происходит в тонком слое, который регулируется автоматически при непрерывном забросе топлива и соответствующей подаче воздуха. Незначительная тепловая инерция топки обеспечивает гибкость регулирования нагрузки и быстрый выжиг слоя.

Топливо, подаваемое в топку, должно проходить предварительное дробление до куска размером 30—40 мм (оптимально 20—30 мм). Колосниковое полотно топки ТЛЗ плотнее, чем ТЧЗ, что обеспечивает работу с более низкими избытками воздуха.

Топки ТЛЗ ограничены размерами колосникового полотна по прочности колосников. Типоразмеры топок по ГОСТ приняты

* Эти ГОСТ отменены с 1.01.1978 г., действуют ОСТ 108.033.103-76 и 108.033.102-76.

оптимальными применительно к паровым котлоагрегатам производительностью от 4 до 75 т/ч и водогрейным — от 4 до 30 Гкал/ч. Ряд узлов и деталей топок ТЧЗ и ТЛЗ унифицирован, топки имеют одинаковые основные присоединительные размеры, что обеспечивает их взаимозаменяемость.

Общий вид топок ТЛЗ и ТЧЗ приведен на рис 8-1, компоновка топки ТЧЗ с котлоагрегатом КЕ-25-14С — на рис. 8-2. Технические характеристики топок ТЛЗ и ТЧЗ приведены в табл 8-4

Основным механизмом факельно-слоевых топок с цепными решетками обратного хода, а также с неподвижными колосниковыми решетками является пневмомеханический забрасыватель топлива с пластинчатым питателем, предназначенный для механизации процесса подачи топлива на колосниковую решетку. Общий вид пневмомеханического забрасывателя типа ЗП показан на рис 8-3. Технические характеристики забрасывателей приведены в табл 8-5. Расчетные характеристики топок с пневмомеханическими забрасывателями и цепной

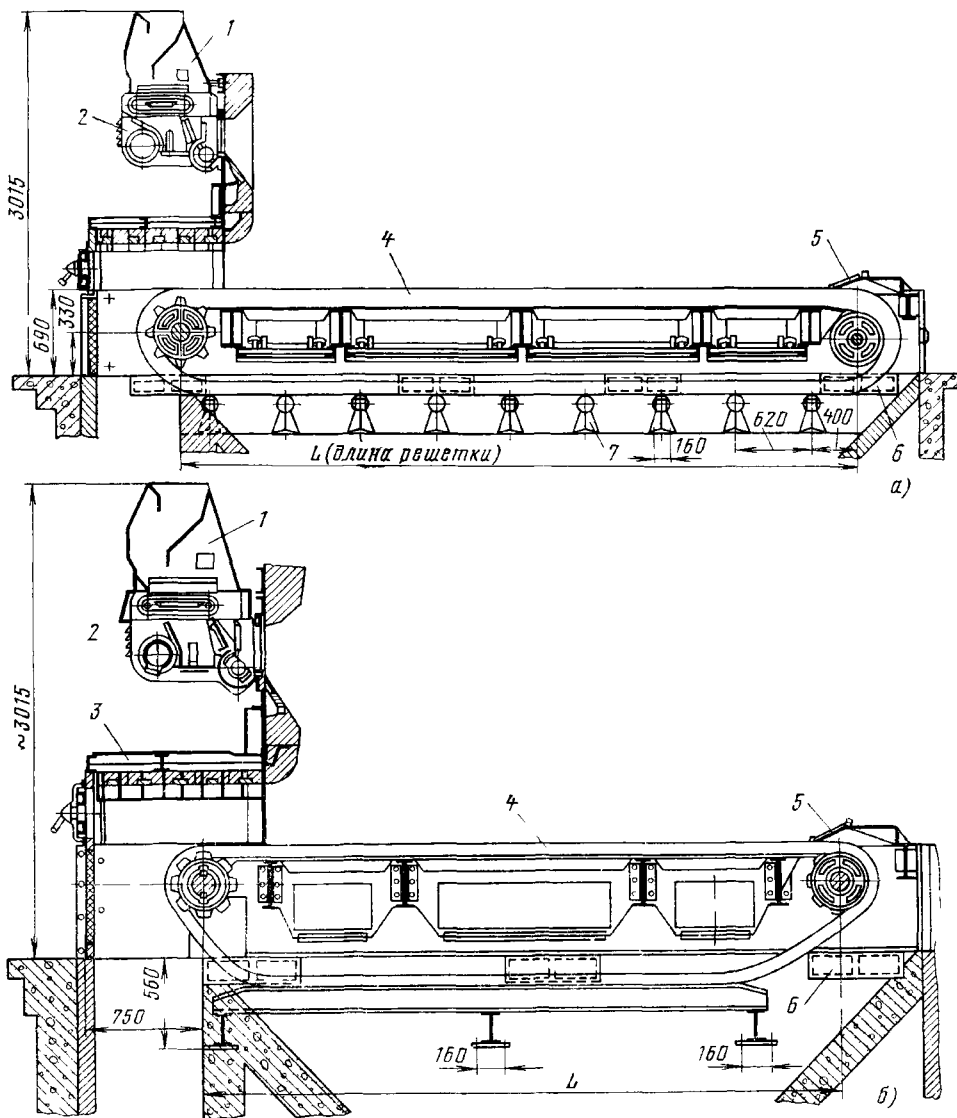


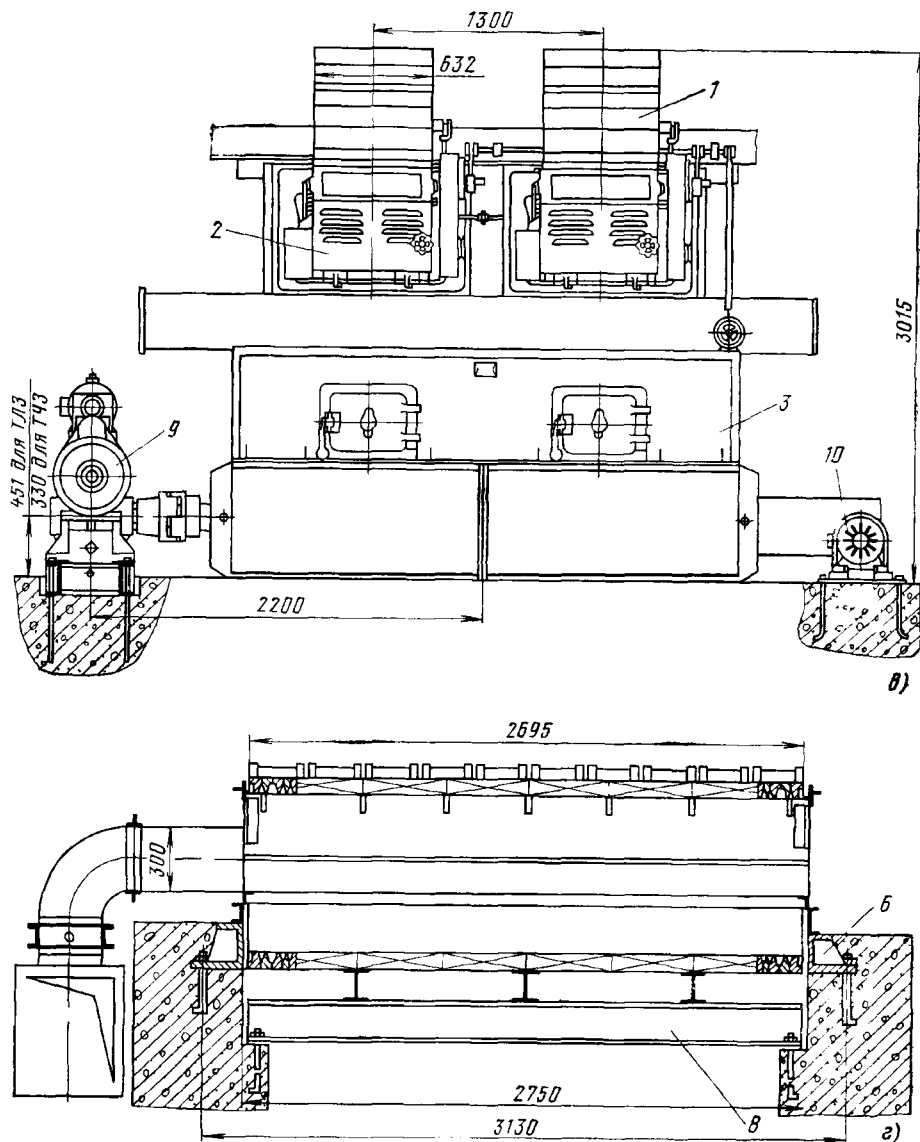
Рис. 8-1. Топки с забрасывателями и цепными решетками
а — топка ТЧЗ, б — топка ТЛЗ, в — топки ТЧЗ и ТЛЗ, вид с фронта, г — топка ТЛЗ, поперечный ее уплотнение, б — башмак сгорный, 7 — ролик, 8 — рама

решеткой обратного хода приводятся в табл. 8-6.

В комплект поставки топок ТЛЗ и ТЧЗ входят пневмомеханические забрасыватели, угольные ящики, колосниковое полотно, рамы решетки, предтопок, опора нижней ветви полотна, опорные башмаки, устройство для удаления провала (для топки с чешуйчатым полотном), редуктор для привода решетки с электродвигателем и пускорегулирующим устройством, фасон-

ные кирпичи для обмуровки предтопка, воздушные шиберы и запасные части. Рама, входящие по своим размерам в габарит подвижного состава железных дорог, поставляются одним блоком в сборе с передним и задним валами, колосниковое полотно топок ТЛЗ — в собранном виде, топок ТЧЗ — в разобранном виде.

Гарантия по ГОСТ в части ремонтоспособности топок: срок службы до первого капитального ремонта не менее 24 мес;



обратного хода ТЧЗ и ТЛЗ шириной 2700 мм.

разрез: 1 — угольный ящик; 2 — забрасыватель; 3 — предтопок; 4 — колосниковое полотно, 5 — зад опорная; 9 — привод решетки; 10 — механизм удаления провала (к ТЧЗ).

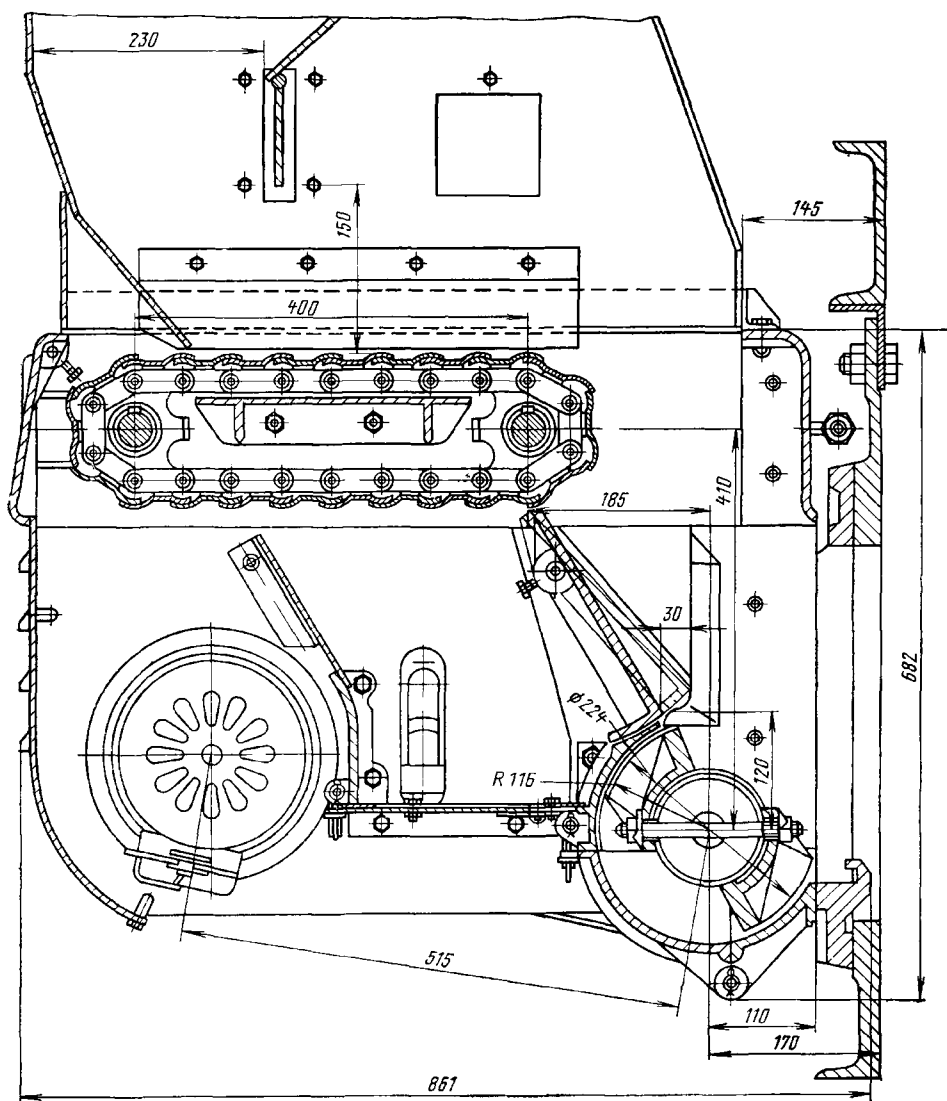


Рис 83 Пневмомеханический забрасыватель с пластинчатым питателем ЗП

до списания — не менее 16 лет, забрасыва
телей — не менее 8 лет.

Топки ТЛЗ с длиной решетки до 3 м
выпускаются с моноблочными цепными ре-
шетками ТЛЗМ. Привод решетки типа
ПТБ 1200 с бесступенчатым регулировани-
ем частоты вращения с помощью электро-
привода ЭТО2 16 с двигателем постоянного
тока П 32 мощностью 1,8 кВт, обеспечи-
вающий плавное регулирование скорости
движения колосникового полотна в преде-
лах 0,8—16,5 м/ч. Решетки поставляются
одним блоком, смонтированным на раме
и предназначены для комплектации с кот-
лоагрегатами типа КЕ. По согласованию
с заводами изготовителями топками ТЛЗМ

могут комплектоваться котлоагрегаты типа
ДКВр. Моноблочная цепная решетка топки
ТЛЗМ приведена на рис 84. Технические
характеристики топок ТЛЗМ даны
в табл 84.

Топки с частичной механизацией то-
почного процесса типов ТЧ и ЗП-РПК.
Топки типа ТЧ работают по принципу го-
ризонтального перемещения слоя топлива
совместно с колосниковой решеткой от ме-
ста его поступления из угольного ящика
до сброса очаговых остатков в шлаковый
бункер.

Непрерывное движение колосникового
полотна обеспечивает полную поточность
процесса (непрерывное удаление шлака)

**Технические характеристики пневмомеханических забрасывателей
для механических и полумеханических топок**

Наименование	Типоразмер забрасывателя	
	ЗП-400	ЗП-600
Производительность котлоагрегата на один забрасыватель независимо от характеристики угля, т/ч	8	12
Ширина ротора, мм	400	600
Максимальная активная длина обслуживаемой решетки, мм	4965	4965
Длина ротора по лопастям, мм	390	590
Диаметр ротора, мм	224	224
Частота вращения ротора, об/мин:		
при активной длине решетки ≤ 4 м	470; 660; 910	470; 660; 910
при активной длине решетки > 4 м	900; 1000; 1100	900; 1000; 1100
Частота вращения вала пластинчатого питателя, об/мин	0—4,72	0—4,72
Передаточное число:		
редуктора	39,76	39,76
общее привода	3877	3877
Электродвигатель:		
тип	АО2-22-6Ш2	АО2-22-6Ш2
мощность, кВт	1,1	1,1
частота вращения, об/мин	930	930
Площадь отверстий воздушной фурмы, м ²	$4,3 \cdot 10^{-3}$	$7,4 \cdot 10^{-3}$
Площадь двух боковых воздушных сопел, м ²	$3,2 \cdot 10^{-3}$	$3,2 \cdot 10^{-3}$
Давление воздуха для пневмозаброса, кгс/м ²	50	50
Расход воздуха на пневмозаброс при температуре 20°C, м ³ /ч*	630	940
Скорость воздуха на выходе из сопел, м/с	20	20
Размеры забрасывателя, мм:		
длина	861	861
ширина	910	1110
высота	1450	1450
Масса, кг	420	570
Верхние размеры угольного ящика, мм:		
глубина	380	380
ширина	432	632
Размеры амбразуры:		
ширина, мм	435	635
скосы по ширине с двух сторон	30°	30°
высота, мм	290	290
скосы по высоте:		
верхний	30°	30°
нижний	55°	55°

* 10—15% расхода воздуха на горение.

Отсутствие механизма шуровки и взаимного перемещения кусков топлива позволяет отнести топку ТЧ к категории топок с частичной механизацией топочного процесса. В топке механизированы только операции подачи топлива и удаления шлака. Применение топок ТЧ ограничивается топливом с порошкообразным и слабоспекшимся нелетучим остатком.

Общий вид топки ТЧ приведен на рис. 8-5, технические характеристики — в табл. 8-7, расчетные характеристики то-

пок с цепными решетками прямого хода — в табл. 8-8.

В комплект поставки топок ТЧ входят рама решетки, колосниковое полотно, угольный ящик, шлакосниматель, опора нижней ветви полотна, опорные башмаки, устройство для удаления провала, редуктор для привода решетки с электродвигателем и пускорегулирующим устройством, фасонные кирпичи для обмуровки регулятора слоя, воздушные шиберы и запасные части. Условия поставки рам и срок службы

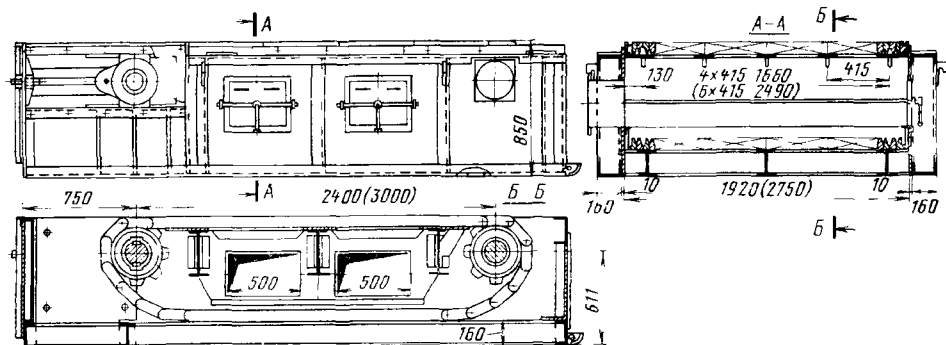


Рис 8-4 Моноблочная цепная решетка топки ТЛЗМ Размеры без скобок — при длине решетки 2,4 м, ширине 1,87 м, в скобках — соответственно 3 и 2,7 м

Таблица 8-6
Расчетные характеристики топок с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода [57]

Наименование	Обозначение	Топливо								
		Каменные угли				Бурые угли				
		глина кузнецких Гид, $A''=1,4$	глина доломитовых Гид, $A''=3,2$	глина сучаковского, $A''=5,7$	глина кузнецкого ГСС, $A''=1,69$	глина ирша-бор- линского, $W''=$ $-8,8$, $A''=4,6$	глина артемовско- го $W''=7,4$, $A''=4,2$	глина веселовско- го $W''=8,4$ $A''=6,5$	глина ханжор- ского $W''=13,6$, $A''=2,9$	глина подмоско- вного $W''=12,8$, $A''=8,9$
Видимое теплонпряже- ние зеркала горения 10^3 ккал/(m^2 ч)	BQ_R^p	1200— 1500	1200— 1500	1200— 1400	1200— 1500	1200— 1500	1200— 1500	1200— 1500	1200— 1500	1000— 1200
Видимое теплонпряже- ние топочного объема по условиям горения, 10^3 ккал/(m^3 ч)	BQ_R^p	250—400								
Коэффициент избытка воздуха в топке *	V_T									
Доля золы топлива в уносе, %	α_{un}	1,3— 1,4	1,3— 1,4	1,3— 1,4	1,3— 1,4	1,3— 1,4	1,3— 1,4	1,3— 1,4	1,3— 1,4	1,3— 1,4
Потери от химической неполноты сгорания, %	q_3	20/9	17/7,5	11/5	20/8	27/12	19/8,5	15/7	19/8,5	11/5
Потери со шлаком, % **	$q_{3,шл}$	0,5—1	0,5—1	0,5—1	0,5—1	0,5—1	0,5—1	0,5—1	0,5—1	0,5—1
Потери с уносом, % **	$q_{4,un}$	1,5	2,5	4,5	2	1,5	3	4,5	2,5	4,5
Суммарная потеря от механической непол- ноты сгорания, % **	q_4	4/1,5	3,5/1	3/1	9/3	4,5/1,5	2,5/1	3/1	4,5/1,5	2,5/1
Давление воздуха под решеткой, мм вод ст	p_p	5,5/3	6/3,5	7,5/5,5	11/5	6/3	5,5/4	7,5/5,5	7,4	7/5,5
Температура дутьевого воздуха, °C	t_b	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		25 или 150— 200	25 или 150— 200	25 или 150— 200	25 или 150— 200	150— 200	150— 200	150— 200	150— 200	150— 200

* Меньшее значение — для котлоагрегатов $D > 10$ т/ч.

** Значения потерь от механического недожога при сжигании каменных углей с высоким выходом летучих и бурых углей для рядового топлива с максимальным размером куска 25—30 мм и с содержанием мелочи (0—3 мм) до 60% пылевых частиц (0—0,09 мм) 25%. Для кузнецкого угля ГСС содержание пылевых частиц принято равным 5%. В общем случае потеря с уносом изменяется я прямо пропорционально содержанию пылевых частиц в топливе.

Числитель дроби — потери при отсутствии средств уменьшения уноса знаменатель дроби — по-
тери при наличии острого дутья и возврата уноса. Потери с механическим недожогом в зависи-
мости от качества топлива и особенностей котельной установки могут быть больше в 1,5—2 раза

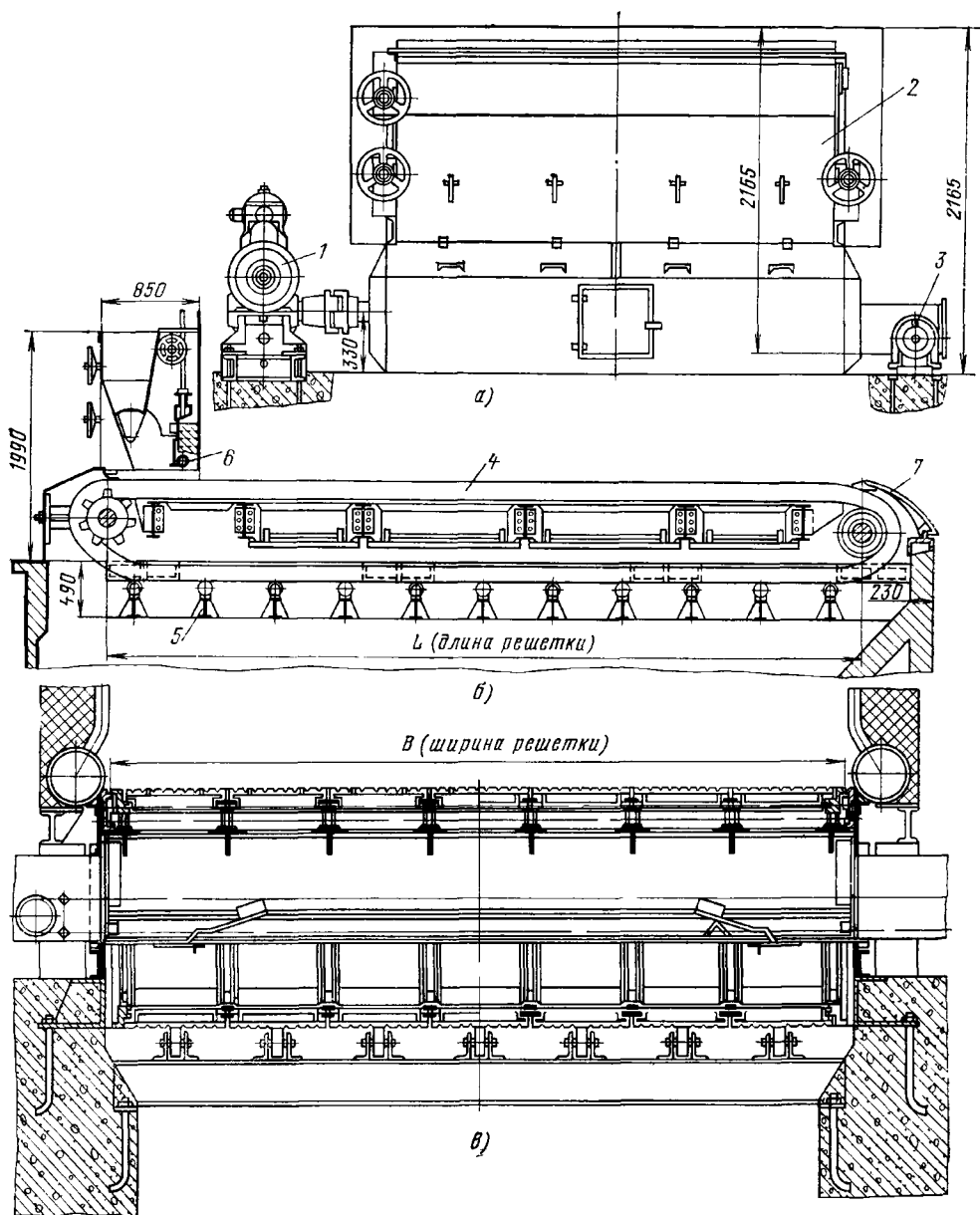


Рис 8-5 Топка с цепной решеткой прямого хода ТЧ

а — вид с фронта; *б* — продольный разрез, *в* — поперечный разрез; 1 — привод решетке, 2 — угольный ящик, 3 — привод механизма удаления провала, 4 — колосниковое полотно, 5 — ролик, 6 — регулятор слоя; 7 — шлакоосниматель

топок ТЧ такие же, как и для топок ТЛЗ и ТЧЗ Колосниковое полотно поставляется в разобранном виде

Топки ЗП-РПК относятся к группе факельно-слоевых. В топке механизирована только одна операция — непрерывная подача топлива на решетку, удаление шлака требует применения ручного труда и связано с прекращением горения на очищаемой

секции, что делает неэффективной автоматизацию котлов, оборудованных этими топками. Топки являются единственным топочным устройством, пригодным для сжигания грохоченных антрацитов АС, АМ под котлами паропроизводительностью 6,5 т/ч и ниже

При выборе типоразмеров топок для паровых и водогрейных котлоагрегатов

Технические характеристики топок 1Ч

Типоразмер топок	Размеры колосникового полотна, мм		Активная площадь зеркала горения m^2	Количество дутьевых зон	Тип редуктора	Масса, т
	Ширина	Длина				
ТЧ 2,7/6,5	2700	6500	15,47	4	РГ 1200	26,4
ТЧ-2,7/8,0	2700	8000	19,52	5	РТ-1200	31,4
ТЧ-3,07/5,6	3070	5600	14,82	4	РТ 3000	29,0

Примечания 1 Электродвигатель привода решетки тип Т 52-12 8 6 4 Ш2, мощность 14 25 30 40 кВт частота вращения 470 715 930 1430 об/мин

2 Топки выполняются с односторонним подводом дутьевого воздуха (правым или левым)

3 Расположение привода левое, допускается изготовление топок с правым расположением привода

Таблица 8-8

Расчетные характеристики топок
с цепными решетками
прямого хода [62]

следует руководствоваться данными
табл 8-9.

Установочные размеры механических
топок к котлоагрегатам типов КЕ и
КВ-ТС, мм

ТЛЗ и ТЧЗ ТЛЗМ

Наименование	Обозначение	Топливо	
		Донецкий антрацит АС, АМ, А ^п =2	Донецкий антрацит АРШ, А ^п =3
Видимое теплотопражение зеркала горения, 10^3 ккал/($m^2 \cdot ч$)	$BQ_{\text{н}}$	800—1000	800
Видимое теплотопражение топочного объема по условиям горения, 10^3 ккал/($m^3 \cdot ч$)	$BQ_{\text{н}}$	250—400	300
Коэффициент избытка воздуха в топке *	$\alpha_{\text{т}}$	1,5—1,6	1,5
Доля золы топлива в уносе, %	$\alpha_{\text{ун}}$	10	—
Потери от химической неполноты сгорания, %	q_3	0,5	—
Потери со шлаком, % **	$q_4^{\text{шл}}$	5	—
Потери с уносом, % **	$q_4^{\text{ун}}$	8,5/5,0	—
Суммарная потеря от механической неполноты сгорания, % **	q_4	13,5/10	12
Давление воздуха под решеткой, мм вод ст.	p_p	100	100
Температура дутьевого воздуха, °С	$t_{\text{в}}$	25 или 150—200	200

Расстояние от фронта обмуровки

до оси переднего вала топки 350

до края предтопка 1100

Высота от пола котельной

до верха предтопка 1275

до оси воздушного короба забрасывателя 1415

Высота и ширина короба 300×100

Расстояние от фронта обмуровки до переднего края угольного ящика 735

Высота от пола котельной

до верха решетки 690 850

до оси ротора забрасывателя 1815 1975

до верха угольного ящика 3015 3175

до оси переднего и заднего вала решеток топок ТЛЗ и ТЛЗМ 451 611

до оси переднего вала топок ТЧЗ 330 —

то же заднего вала 280 —

Расстояние между осями забрасывателей 1300

То же для котлоагрегатов КЕ-4 и КЕ-6,5 900

Компоновка механических топок с котлоагрегатами

В основу компоновки топочного устройства с котлоагрегатом положена необходи-

* ** См. примечания к табл. 8-6.

мость обеспечения устойчивого зажигания топлива и полного сгорания топочных газов Конфигурация топочной камеры в продольном сечении зависит от типа топки, вида топлива и определяется размерами

топки, расположением и размерами сводов, характером экранирования и организацией острого дутья в поперечном сечении — от соотношения размеров топки и котла Характеристика топочных камер серийных

Т а б л и ц а 8-9

Типоразмеры полумеханических и механических топок к паровым и водогрейным котлоагрегатам

Тип Котлоагрегата	Топливо	
	Антрациты АС и АМ	Каменные и бурые угли
ДКВр-6,5-13	ЗП РПК-2-2600/2440	ТЛЗ-2,7 3
ДКВр-10 13	ТЧ-2,7/6,5	ТЛЗ-2,7/4
ДКВр-20 13	ТЧ-2,7/8	ТЧЗ-2,7/5,6
КЕ а-14С	—	ТЛЗМ-1,87/2,4
КЕ 6,5-14С	—	ТЛЗМ 1,87/3
КЕ-10-14С	—	ТЛЗМ-2,7/3
КЕ-25-14С	—	ТЧЗ-2,7/5,6
КВ-ГС-10	—	ТЛЗ-2,7/4
КВ ТС-20	—	ТЧЗ-2,7/6,5
КВ-ГС-30	—	ТЧЗ-2,7/8

Примечания: 1 Рекомендации по применению топок для сжигания антрацитов даны исходя из ограничения использования их только отопительными котельными при поставке грохоченых антрацитов марок АС и АМ

2 Топки к котлоагрегатам КЕ и КВ ТС, входящие в их комплектацию, по техническим условиям на котлоагрегаты предназначены для сжигания каменных и бурых углей, отвечающих требованиям действующих стандартов на угли для слоевого сжигания.

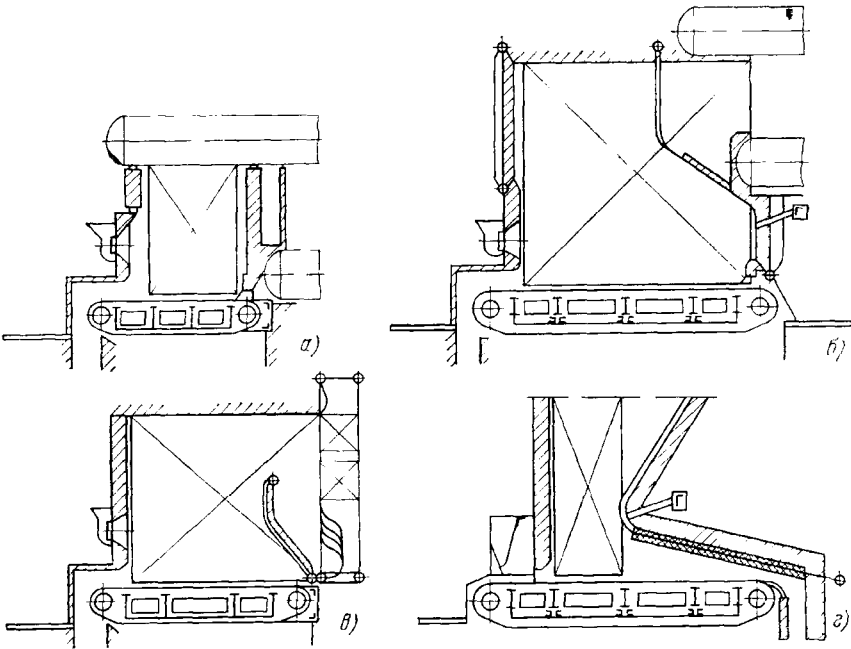


Рис. 8-6 Схемы топочных камер серийных механических топок.

а — открытая; б — полуоткрытая с экраном, образующим задний свод, в — полуоткрытая с экранированной промежуточной стенкой, г — закрытая с пережимом и экранированным задним сводом

Характеристика топочных камер серийных механических топок

Наименование	Тип топки к паровым котлоагрегатам ДКВр и КЕ				Тип топки к водогрейным котлоагрегатам КВ-ТС
	ТЛЗ	ТЧЗ	ТЧ	ЗП РПК	ТЛЗ, ТЧЗ
Топливо	Каменные и бурые угли		Антрациты АС, АМ	Антрациты АС, АМ	Каменные и бурые угли
Тип топочной камеры	Открытая	Полуоткрытая с экраном, образующим задний свод	Закрытая с пережимом и экранированным задним сводом*	Открытая	Полуоткрытая с экранированной промежуточной стенкой
Своды:					
высота установки от колосникового полотна h , м	—	$h_{ср} = 1,8^{**}$	1,2 при $L \leq 6,5$ м, 1,4 при $L = 8,0$ м (до верхней точки свода); 0,5—0,6 (до нижней точки свода)	—	—
уклон в сторону фронтальной стенки	—	30^{***}	12°	—	—
перекрытие сводом активной длины решетки L_a , %	—	30^{**}	60	—	—
Характер экранирования	Экранирование боковых стен	Полное	Экранирование боковых стен и заднего свода. Экраны заднего свода закрываются кирпичом	Экранирование боковых стен	Полное
Высота установки сопл, м: ***					
острого дутья	0,9—1,2		1,2 при $L \leq 6,5$ м, 1,4 при $L = 8,0$ м	—	—
возврата уноса	0,8		0,8—1,0	0,5	0,86

* По условиям компоновки может быть выполнен передний свод на высоте не менее 1,5 м от решетки

** Применительно к котлоагрегатам КЕ-25

*** От колосникового полотна

Примечания 1 L — полная длина решетки ТЧ между валами

2 Угол установки сопл острого дутья и возврата уноса к горизонтали соответственно 20° и 7°

механических топок приведена в табл 8-10, схемы топочных камер — на рис. 8-6

При проектировании котельных компоновка механических топок с котлоагрегатами принимается по чертежам завода — изготовителя котлоагрегатов. Дополнительно прорабатываются: отметка установки котлоагрегата в здании, компоновка с топкой устройств удаления шлака, чертежи фундаментов котлоагрегата, подсоединение воздухопроводов к дутьевым зонам топки, размещение приводов, организация удаления провала, компоновка оборудования и трасс возврата уноса из бункеров золо-

уловителей. Изменения, вносимые в заводскую или типовую компоновку, согласовываются с заводами — изготовителями оборудования.

Применяются два типа компоновок механических топок с котлоагрегатами.

а) с золовым этажом — установка котлоагрегата на отметке 2,8 или 3,6 м, при этом оборудование шлакоудаления размещается на нулевой отметке,

б) бесподвальная — установка котлоагрегата на нулевой отметке, оборудования шлакоудаления — в приятках под выпускными отверстиями шлаковых бункеров

толпки, применяется при механических системах шлакозолоудаления, не требующих проходного коридора для обслуживания

В типовых проектах котельных принята компоновка с золовым этажом. Распространение бесподвальной компоновки ограничивается отсутствием соответствующих транспортных устройств для удаления шлака.

Поверочный расчет механических топок

Механические топки, комплектующиеся котлоагрегатами, при проектировании котельных подлежат поверочному расчету при основных режимах работы на заданном виде топлива с целью проверки соответствия их расчетных характеристик и температуры газов на выходе из топки нормативным значениям

Основной расчетной характеристикой топок слоевого сжигания, определяющей тепловую эффективность топки, расчетную производительность котлоагрегата и размеры решетки, является **видимое тепловое напряжение зеркала горения** Q/R , ккал/(м²·ч)

$$\frac{Q}{R} = \frac{BQ_p^p}{R} \quad (8-1)$$

Другой расчетной характеристикой является **видимое тепловое напряжение топочного объема** по условиям горения Q/V , ккал/(м³·ч), по которому определяется необходимая величина топочного объема для эффективного сжигания летучих

$$\frac{Q}{V} = \frac{BQ_p^p}{V_T} \quad (8-2)$$

где B — часовой расход топлива, сжигаемого в топке, кг/ч; R — активная площадь зеркала горения, м²; V_T — активный объем топочной камеры, м³.

Нормативные значения расчетных характеристик для различного типа слоевых топок приведены в табл. 8-6, 8-8 и 8-14. Характеристики построены таким образом, что по ним можно судить о зависимости показателей работы топок от приведенных характеристик топлива (влажности W^p и зольности A^p).

Для характеристики совершенства топочного процесса служит коэффициент полезного действия топки $\eta_{T^p}^p$, %:

$$\eta_{T^p}^p = 100 - (q_3 + q_4 + q_5 + q_{\text{шл}} + q_{\text{охл}}) \quad (8-3)$$

где q_3 — потери тепла от химической неполноты сгорания, %:

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_p^p} \cdot 100; \quad (8-4)$$

здесь Q_3 — суммарная теплота сгорания продуктов неполного горения, остающихся в уходящих газах, ккал/кг. Потери тепла от химической неполноты сгорания топлива зависят от коэффициента избытка воздуха в топке α_T , конструкции топочного устройства и температурного режима в топке. q_4 , % — потери тепла от механической неполноты сгорания, определяются недожогом топлива в шлаках $q_4^{\text{шл}}$, провале $q_4^{\text{пр}}$ и уносе $q_4^{\text{ун}}$:

$$q_4 = q_4^{\text{шл}} + q_4^{\text{пр}} + q_4^{\text{ун}} \quad (8-5)$$

Для слоевых топок составляющие потерь q_4 зависят от следующих факторов: недожог топлива в шлаках — от качества топлива и теплового напряжения решетки; недожог топлива в провале — от плотности колосникового полотна; недожог топлива в уносе — от дутьевой форсировки.

Таблица 8-11

Составляющие потерь тепла q_4 , %

Тип топки	Угли	Потери	Тепловое напряжение решетки Q/R , 10 ⁴ ккал/(м ² ·ч)					
			600	700	800	900	1000	1100
ПМЗ-ЦЦР	Кузнецкий СС	$q_4^{\text{шл}}$	3,1	3,2	3,4	3,6	3,7	3,9
		$q_4^{\text{ун}}$	5,3	5,3	5,6	7,0	9,0	11,1
ПМЗ-ЛЦР	Манусинский Д	$q_4^{\text{шл}}$	1,3	1,6	1,8	2,0	2,1	2,3
		$q_4^{\text{ун}}$	2,6	3,1	3,5	3,9	4,2	4,6
ПМЗ-ЛЦР	Назаровский Б	$q_4^{\text{шл}}$	—	6,0	3,6	3,3	3,2	—
		$q_4^{\text{ун}}$	—	2,2	2,3	2,5	2,6	—

слоя, содержания пылевых частиц в топливе и выхода летучих, наличия острого дутья и возврата уноса

В табл 8-11 приведена зависимость составляющих потерь q_4 от тепловых напряжений решетки на основании обобщенных данных испытаний котлоагрегатов ДКВР-10-13 на каменных углях и ДКВР-20-13 на бурых с топками ПМЗ-ЧЦР и ПМЗ-ЛЦР

Как следует из табл 8-11, потери со шлаком и уносом на каменных углях, как и потери с уносом на бурых углях, с ростом теплового напряжения решетки увеличиваются. Потери со шлаком на бурых углях типа назаровского уменьшаются, q_{T_5} — потери тепла от наружного охлаждения топки, %

$$q_{T_5} = 0,5q_5, \quad (8-6)$$

где q_5 — потери тепла от наружного охлаждения котлоагрегата, % (принимается по рис 10-1), $q_{\text{шл}}$ — потери тепла с физическим теплом шлаков, %

$$q_{\text{шл}} = \frac{a_{\text{шл}} (c\theta)_{\text{зл}} A_p}{Q_0}, \quad (8-7)$$

где $a_{\text{шл}} = a_{\text{шл}} + a_{\text{пр}} = 1 - a_{\text{ун}}$, $a_{\text{ун}}$ — тринируется по табл 8-6 и 8-8, $(c\theta)_{\text{зл}}$ — энтальпия золы при 600°C, $(c\theta)_T = 133,8$ ккал/кг, $q_{\text{бокл}}$, %, — потери тепла на охлаждение не включенных в циркуляционную схему котлоагрегата панелей и балок топки, принимаются равными 1—3% или определяются по формуле

$$q_{\text{бокл}} \approx \frac{100 \cdot 10^3 H_{\text{охл}}}{Q_{\text{ка}}} \cdot 100, \quad (8-8)$$

где $H_{\text{охл}}$ — лучевоспринимающая поверхность балок и панелей, м² (для последних принимается в расчет только боковая, обращенная в топку поверхность), $Q_{\text{ка}}$ — полное количество тепла, полезно отданного в котлоагрегате, ккал/ч

При поверочном расчете механических топок соблюдается следующая последовательность

1. По гарантийным к. п. д. брутто котлоагрегата $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$, %, определяется расход топлива, кг/ч,

$$B = \frac{Q_{\text{ка}}}{Q_p^{\text{р}} \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}}. \quad (8-9)$$

2. По конструктивным размерам топки и подсчитанному расходу топлива определяются Q/R и Q/V_T

Активная площадь зеркала горения R , м², для топок ТЧ, ТЧЗ и ТЛЗ вычисляется формулой

$$R = A_a L_a, \quad (8-10)$$

где A_a — активная ширина решетки (ширина колосникового полотна или размер между боковыми охлаждаемыми панелями, перекрывающими решетку), м, L_a —

активная длина решетки (для топок ТЧ — размер от регулятора слоя до наконецников шлакоснимателей; для топок ТЧЗ и ТЛЗ — от фронтальной стены до обмуровки над задними неподвижными колосниками), м

$$L_a = L - l, \quad (8-11)$$

где L — длина решетки между валами, м; l — величина перекрытия решетки по длине, равная: для топок ТЧ — 0,77 м, для ТЧЗ и ТЛЗ — 0,635 м

Для топок ЗП-РПК величина R равна площади поворотных колосников без учета передних плит и неподвижных задних колосников, для топок скоростного горения системы ЦКТИ — Померанцева с зажатым слоем — определяется как произведение расстояния от пола шахты до пережима на ее ширину.

Активный объем топочной камеры V_T ограничивается боковыми, фронтальной и задней стенками топки, первым рядом труб котла или фестоны и поверхностью слоя топлива на решетке. Расстояние между стенками принимается равным расстоянию между осевыми плоскостями экранных труб или обращенными внутрь топочной камеры поверхностями кладки.

Высота камеры измеряется по расстоянию между осевыми плоскостями кипящих труб или нижней поверхностью обогреваемого барабана котла и плоскостью колосникового полотна. При этом для топок ТЧ из объема, ограниченного снизу площадью колосникового полотна, исключается объем слоя топлива и шлака средней толщиной для каменных углей 150—200 мм, бурых углей 300 мм, древесной щепы 500 мм, кускового торфа — в зависимости от положения балки, ограничивающей выход топлива на колосниковое полотно; для топок ТЧЗ и ТЛЗ, работающих с тонким слоем, при определении объема топочной камеры объем слоя топлива не учитывается

Схемы определения размеров слоевых топок см. на рис 8-7

3. Определенные расчетом значения Q/R и Q/V_T сравниваются с нормативными по табл 8-6, 8-8 и 8-14.

Допустимые значения показателей Q/R и Q/V_T зависят от режима работы котлоагрегата для длительной работы в номинальном режиме должны соответствовать нормативным данным, при пиковых нагрузках могут быть увеличены на 20%, для водогрейных котлоагрегатов, работающих с переменной нагрузкой, могут быть приняты на 20—25% выше расчетных

По данным Е. В. Нечаева [31], для топок с пневмомеханическими забрасывателями допускается работа с повышенными Q/R при цепной решетке обратного хода — до 1800 тыс ккал/(м² ч), при неподвижной решетке — 1200 тыс ккал/(м² ч), при этом Q/R , 10³ ккал/(м² ч), ре-

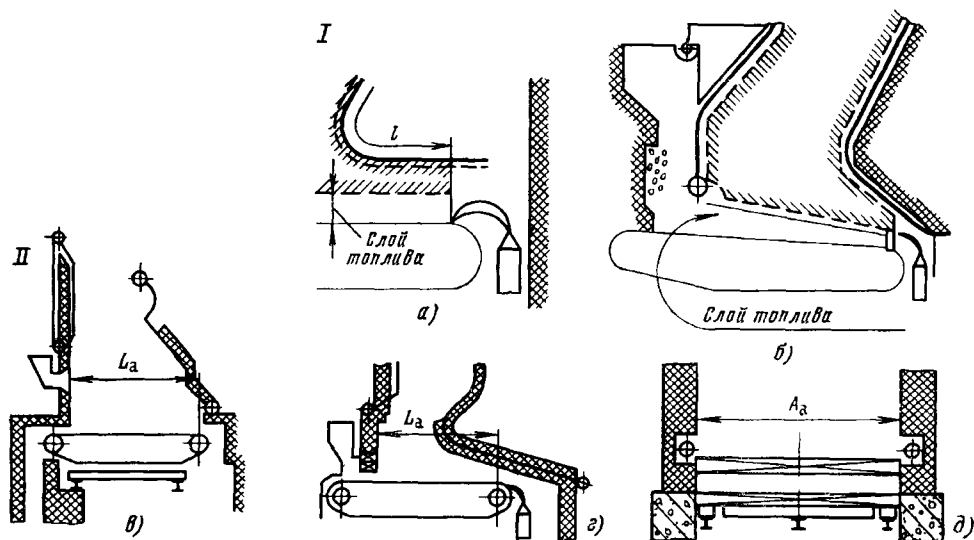


Рис. 8-7. Схемы определения размеров слоевых топков

l — граница нижней части объема топочной камеры: a — топка прямого хода, b — шахтно-цепная топка, II — конструктивные размеры решеток a — активная длина L_a топков ТЧ, z — активная длина L_a топков ТЛЗ и ТЧЗ, d — активная ширина A_a

комендуется проверять по зольности топлива по формулам:

для топков с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода

$$\frac{Q}{R} = \frac{75h_{шл}v_{реш}}{A^n L_a}; \quad (8-12)$$

для топков с пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой

$$\frac{Q}{R} = \frac{75h_{шл}}{A^n v_{реш}}, \quad (8-13)$$

где $h_{шл}$ — максимальная толщина слоя шлака на решетке, мм, $v_{реш}$ — скорость цепной решетки ($v_{реш} \approx 5-7$ м/ч), A^n — приведенная зольность топлива, L_a — активная длина цепной решетки, м; $t_{чреш}$ — интервал между чистками неподвижной решетки от шлака, ч

Формулы составлены при условии, что в шлак переходит 94% золы топлива, содержание горючих в шлаке составляет для разных углей в среднем 12%, насыпная масса шлака равна 800 кг/м³. Высота слоя шлака допускается на неподвижной решетке при сжигании каменных углей — до 150 мм, бурых — до 200 мм, на цепной решетке — до 100 и 120 мм соответственно. Чистка неподвижной решетки производится не чаще 3 раз в течение 8 ч

Минимальные значения Q/R составляют для топков с неподвижной решеткой — 800 тыс ккал/(м²·ч); с цепной решеткой обратного хода — 1100 тыс. ккал/(м²·ч).

Уменьшение Q/R приводит к увеличению избытка воздуха в топке.

4. Производится расчет теплообмена в топке, по которому определяется температура газов на выходе из топки (разд 10)

Устройства для повышения экономичной работы котлоагрегатов с механическими топками

Возврат уноса. Для уменьшения потерь тепла от механической неполноты сгорания при слоевом сжигании угля осевший в газоходах котла и уловленный в золоуловителях унос с высоким содержанием горючих должен возвращаться в топку для дожигания. Методика определения степени выгорания углерода кокса в уносе при его возврате и количественная оценка этой величины по данным ЦКТИ приведены в [31]

Устройство для возврата уноса представляет собой напорную пневматическую систему, состоящую из высоконапорного вентилятора, раздающего воздушного коллектора, воздушных труб к эжекторам, отбирающим унос, и ветвей нагнетательного трубопровода от эжекторов к соплам подачи уноса в топку

Острое дутье. Для снижения химической неполноты сгорания при одновременном уменьшении потерь с уносом часть воздуха, необходимого для горения, подается в топочную камеру в виде острого дутья

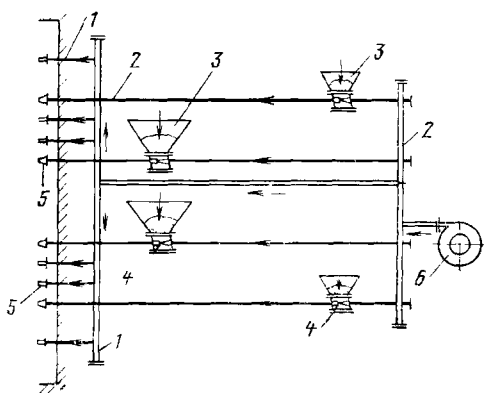


Рис. 8-8. Схема устройства возврата уноса и острого дутья котлоагрегата КЕ 25-14С. 1 — коллектор и трубы острого дутья 2 — коллектор и трубы возврата уноса, 3 — золовые бункера; 4 — эжекторы, 5 — сопла, 6 — высоконапорный вентилятор

Как правило, самостоятельная система острого дутья для котлоагрегатов со слоевыми топками не выполняется, она совмещается с системой возврата уноса, работающей от общего вентилятора при отдельных нагнетательных трубопроводах и соплах.

В топках с верхним забросом наиболее эффективно одностороннее острое дутье со стороны задней стенки; при сжигании антрацита (в топках ТЧ) острое дутье подается в пережим топочной камеры в направлении от заднего свода к передней стене. Двустороннее острое дутье может применяться при высоких топочных камерах. Сопла располагаются под углом наклона к горизонтالي вниз на 20—50° так, чтобы струи острого дутья не нарушали загорания топлива в слое. Скорость выхода воздуха из сопел 50—70 м/с при давлении в раздающем коллекторе 250—400 мм вод. ст.

Количество воздуха для острого дутья: при $D \leq 20$ т/ч — 5%; при $D > 20$ т/ч — 10% общего количества воздуха, поступающего в топку. Для острого дутья подводится холодный воздух. Сопла выполняются круглыми или прямоугольными с отношением сторон $h/b < 5$ или $h/b > 15$.

Техническая характеристика устройств возврата уноса и острого дутья к паровым и водогрейным котлоагрегатам приведена в табл. 8-12.

Применяются две схемы размещения оборудования возврата уноса: в котлоагрегатах низкой компоновки — с эжекторами, установленными непосредственно в золонике, и отсосом газа из открытого объема; в котлоагрегатах высокой компоновки (КЕ-25 и КВ-ТС) эжекторы установлены в подвесных карманах или вертикальных течках.

Ввод возврата уноса и острого дутья в топочную камеру паровых котлоагрегатов односторонний, через заднюю стенку. В водогрейных котлоагрегатах ввод возврата уноса — двусторонний, сопла острого дутья расположены в промежуточной стенке топочной камеры. Схема возврата уноса и острого дутья для котлоагрегата КЕ-25-14С приведена на рис. 8-8.

Эффективность применения острого дутья и возврата уноса, достигнутая при эксплуатации котлоагрегата ДКВР-20-13-250 с топкой ПМЗ-ЛЦР, иллюстрируется данными балансовых испытаний, полученными ЦКТИ (топливо — минусинский уголь Д):

✱

Без возврата уноса и острого дутья, %

С возвратом уноса и острым дутьем, %:

$$\eta_{\text{т}}^{\text{бр}} = 84,77 \div 87,32$$

$$\eta_{\text{т}}^{\text{бр}} = 90,03 \div 93,27$$

$$\eta_{\text{рк}}^{\text{бр}} = 65,28 \div 68,87 \quad \eta_{\text{рк}}^{\text{бр}} = 66,54 \div 74,64 \%$$

* $\eta_{\text{рк}}$ приведено без учета экономизера.

Таблица 8-12

Техническая характеристика устройства возврата уноса и острого дутья

Тип котлоагрегата	Вентилятор			Электродвигатель			Количество сопел		Количество эжекторов
	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, кгс/см²	Тип	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	возврата уноса	острого дутья	
КЕ-4-14С	Вентилятор возврата уноса	1000	380	АО42-2	2,8	2800	4		4
КЕ-6, 5-14С		1000	380	АО42-2	2,8	2800	4	1	4
КЕ-10-14С		1000	380	АО42-2	2,8	2800	4	6	4
КЕ-25-14С		1800	395	АО51-2	4,5	2800	4	6	4
КВ-ТС-10	19ЦС-63	1900	630	АО2-51-2	10	3000	2	9	2
КВ-ТС-20	30ЦС-85	3000	630	АО2-51-2	13	3000	2	9	2
КВ-ТС-30	30ЦС-85	3000	850	АО2-52-2	13	3000	2	9	2

8.3. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

Топочные устройства для сжигания древесных отходов. Для древесных отходов, предварительно измельченных до размера кусков 50—100 мм (рубленая щепа, дробленые рейки, горбыли и кора, отходы при ножевой окорке древесины), применяется слоевое сжигание в малонапряженных и высоконапряженных топочных устройствах.

Малонапряженные топочные устройства — шахтные топки с неподвижной наклонной решеткой, выпускавшиеся с ручными колосниковыми решетками по ГОСТ 3682-47*. Высоконапряженные топочные устройства — топки скоростного горения системы ЦКТИ — Померанцева. По характеру движения топлива топки классифицируются как механизированные — слоевое топочное устройство с естественным движением топлива под действием силы тяжести. Топки скоростного горения работают с видимым теплонапряжением зеркала горения до $10 \cdot 10^6$ ккал/(м²·ч) при умеренных избытках воздуха и невысоких топочных потерях. Форсированное сжигание топлива достигается огневой подсушкой с частичным горением в верхней части предтопка и последующим горением в нижнем зажатом слое. Конструктивное описание топок и процесса горения в них освещено в [35].

Для сжигания коры и древесных отходов под котлоагрегатами КМ-75-40 Белгородского котлостроительного завода используются топки с наклонной финской решеткой и решеткой ТЧ, сочетающие слоевой и камерный способы сжигания. Кроме сжигания коры и древесных отходов, под котлом осуществляются пылевидное сжигание каменного угля, сжигание мазута или природного газа, а также совместное сжигание этих топлив с корой. Топки относятся к высоконапряженным топочным устройствам, теплонапряжение топочного объема — $64,3 \cdot 10^6$ ккал/(м³·ч), теплонапряжение решетки — $1,3 \cdot 10^8$ ккал/(м²·ч).

Для сжигания мелкофракционных древесных отходов (лигнина и опилок) под котлоагрегатами любой производительности применяется камерный способ. Древесные отходы отличаются высокой влажностью (для опилок $W_p = 40 \pm 60\%$, для опилок отходов деревообрабатывающей промышленности $W_p = 15 \pm 25\%$, для лигнина $W_p = 60 \pm 70\%$) и сжигаются с предварительной подсушкой.

Универсальные топочные устройства для сжигания мелкофракционных древесных отходов — камерные топки с мельницами-вентиляторами и подачей топлива и воздуха тонкими струями. В этих топках могут сжигаться влажные опилки, а так-

же сухие опилки при пониженной температуре сушильного агента.

Топки наиболее эффективны для сжигания лигнина в чистом виде. Белгородским котлостроительным заводом выпускается котлоагрегат Е-75-40К для работы на отходах гидролизного производства. Устойчивое сжигание древесных отходов достигается при ограничении влажности: опилок до 54% и лигнина до 61% в вихревых однокамерных пневматических топках системы ЦКТИ — Шершнева, разработанных и применяемых как основное топочное устройство для сжигания фрезерного торфа. Вопросы сжигания древесных отходов рассмотрены в [17].

Топочные устройства для сжигания торфа. Кусковой торф сжигается в слоевых топках, шахтных с неподвижными наклонными колосниковыми решетками; шахтно-цепных со ступенчатыми предтопками системы Макарьева и со скоростными предтопками Померанцева. Шахтно-цепные топки выполняются на базе топок типа ТЧ, предтопки серийно не выпускаются и разрабатываются в проектах котельных. Из-за ограниченной добычи кускового торфа топки находят применение только в котельных торфодобывающих предприятий. Описание конструкций и принцип работы топок рассматриваются в [14].

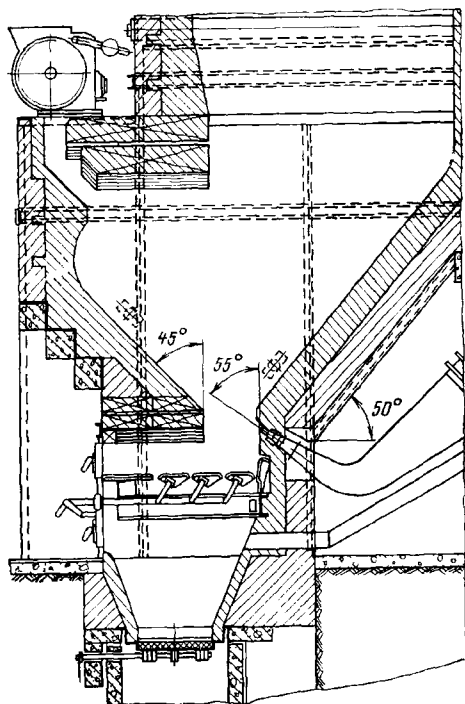


Рис 8-9 Топка системы ЦКТИ — Шершнева.

Расчетные характеристики специальных топочных устройств для сжигания торфа и древесных отходов [56, 62]

Наименование	Обозначение	Шахтные топки с наклонной решеткой		Топки скоростного горения			Пневматические топки	
		Шахто центральные топки	Торф кусковой, $W^P=40\%$, $A^P=2,6$	Древесные отходы, $W^P=50\%$	Рубленая щепа, $W^P=50\%$	Дробленые отходы и опилки, $W^P=40-50\%$	Фрезерный горф, $W^P<55\%$	Древесные опилки, $W^P<54\%$
Видимое теплонепряжение зеркала горения, $10^3 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \text{ ч})$	$\frac{BQ_R^P}{R}$	1500—1900* ¹	1100	500	5000—6000* ²	2000—4000	—	—
Видимое теплонепряжение по условиям горения $10^3 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \text{ ч})$	$\frac{BQ_R^P}{V_T}$	250—400	200—300				120* ³	120—150
Коэффициент избытка воздуха в топке	α_T	1,3	1,4	1,4	1,2	1,3	1,25* ³	1,25—1,30
Потери от химической неполноты сгорания, %	q_3	1	2	2	1	1	0,5* ⁴	1—2* ⁵
Потери со шлаком * ⁶ , %	$q_{4\text{шл}}$	—	1	—	—	—	—	—
Потери с уносом * ⁶ , %	$q_{4\text{у}}$	—	1	2	2	4/2* ⁷	—	—
Суммарная потеря от механической неполноты сгорания * ⁶ , %	q_4	2	2	2	2	4/2* ⁷	3* ⁸	—
Давление воздуха под решеткой, мм вод ст	p_p	100	60	80	70	100	80—100* ⁹ 120—150* ¹⁰	110—130* ⁹ 150—180* ¹⁰
Температура дутьевого воздуха, °С	$t_{\text{в}}$	250	200—250	200—250	200—250	200—250	300—400	25—200

*¹ Меньшее значение — для котлоагрегатов $D \leq 20 \text{ т/ч}$ *² Меньшее значение — для котлоагрегатов $D \leq 10 \text{ т/ч}$ *³ При $D < 6,5 \text{ т/ч}$ $Q/V \leq 300 \text{ } 10^3 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \text{ ч})$, $\alpha_T = 1,3$ *⁴ При $D < 20 \text{ т/ч}$ $q_3 = 1,5-2,5\%$ *⁵ Сумма потерь $q_3 + q_4$ *⁶ Потери с механическим недожогом в зависимости от качества топлива и особенностей котельной могут быть больше в 1,5—2 раза.*⁷ Числитель дроби — значение потерь при отсутствии средств уменьшения уноса, знаменатель дроби — при наличии острого дутья*⁸ Для котлоагрегатов $D = 20-50 \text{ т/ч}$, при $D < 20 \text{ т/ч}$ $q_4 = 4-5\%$, при $D > 50 \text{ т/ч}$ $q_4 = 2\%$ *⁹ Давление воздуха перед эжекторным соплом, для котлоагрегатов $D \leq 10 \text{ т/ч}$ *¹⁰ Для котлоагрегатов $D > 10 \text{ т/ч}$

**Область применения специальных топочных устройств для сжигания
древесных отходов и торфа**

Топливо	Производительность котлоагрегатов, т/ч					
	6,5	10	25	35	50	75
Древесные отходы, $W_p \leq 55\%$ *	Топки скоростного горения системы ЦКТИ — Померанцева				—	—
Древесные отходы, $W_p \leq 55\%$	Шахтные топки с наклонной решеткой		—	—	—	—
Древесные опилки, $W_p \leq 60\%$	—	—	Камерные топки с мельницами-вентиляторами			
Лигнин, $W_p \leq 70\%$	—	—	То же			
Древесные опилки, $W_p \leq 54\%$	Пневматические топки системы ЦКТИ—Шершнева, однокамерные				—	—
Лигнин, $W_p \leq 61\%$	То же				—	—
Торф кусковой, $W_p \leq 40\%$ **, $W_p \leq 50\%$ **	Шахтные топки с наклонной решеткой	Шахтно-цепные топки со ступенчатыми предтопками Макарьева или со скоростными предтопками Померанцева				—
Торф фрезерный, $W_p \leq 55\%$	Пневматические топки системы ЦКТИ—Шершнева, однокамерные				—	—
Отжатая кора, $W_p \leq 57\%$ и древесные отходы ***	—	—	—	—	—	Топки с финской решеткой и решеткой ТЧ

* При $W_p > 55\%$ устанавливаются сушилки для подсушки топлива по разомкнутому циклу.

** $W_p < 40\%$ — для шахтных топок с наклонной решеткой, $W_p < 50\%$ — для шахтно-цепных топок с предтопками.

*** Совместное сжигание.

Примечания: 1. По данным авторов конструкций область применения топок скоростного горения системы ЦКТИ — Померанцева может быть распространена на котлоагрегаты производительностью до 90 т/ч, пневматических топок системы ЦКТИ — Шершнева для сжигания фрезерного торфа — на котлоагрегаты производительностью до 50 т/ч.

2. Возможность применения шахтно-цепных топок для сжигания кускового торфа под котлоагрегатами производительностью 25 т/ч и выше ограничивается длиной решетки топок ТЧ.

Фрезерный торф сжигается в вихревых однокамерных пневматических топках системы ЦКТИ — Шершнева. Принцип работы топок — сжигание топлива в вихревом газоздушном потоке, имеющем горизонтальную ось вращения. Вихрь образуется в соответствии профилированной нижней части топочной камеры за счет энергии струй, вытекающих из сопл. Термическая подготовка топлива осуществляется теплом раскаленных частиц топлива и топочных газов. Сжигание неразмолотого фрезерного торфа обеспечивается многократной циркуляцией крупных частиц в вихревом факеле. Общий вид топки приведен на рис. 8-9, описание конструкции топки — в [62].

Область применения специальных топочных устройств приведена в табл. 8-13. Расчетные характеристики топочных устройств для сжигания торфа и древесных отходов даны в табл. 8-14.

8-4. КАМЕРНЫЕ ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Топочные устройства для сжигания угольной пыли

Сжигание твердого топлива в камерных топках осуществляется в пылевидном состоянии. При пылевидном сжигании в топку вместе с топливом подается воздух в количестве, необходимом для горения при коэффициенте избытка воздуха α_t . Для интенсификации воспламенения воздух подается в топку двумя потоками: первичный — в смеси с угольной пылью через горелки; вторичный — отдельно через те же горелки или помимо них. Пылевоздушная смесь, выходящая из горелок, образует в топочной камере турбулентные струи, распространяющиеся в среде горя-

чих продуктов сгорания. За счет турбулентного теплообмена при эжекции горячих продуктов сгорания в пограничном слое начального участка струи происходит нагрев и воспламенение пылевоздушной смеси.

Перемешивание первичного воздуха, содержащего угольную пыль, со вторичным обеспечивает при устойчивом воспламенении интенсивное выгорание топлива в течение короткого промежутка времени. Пылевидное сжигание твердого топлива осуществляется после предварительной подсушки и размота. Вопросы горения пылевидного топлива рассмотрены в [61].

Пылеугольные топочные устройства классифицируются по способу удаления шлака (с твердым и жидким шлакоудалением), технологической схеме пылеприготовления (с прямым вдуванием и промбункером угольной пыли), расположению горелок (фронтальное и встречное), форме топочной камеры (однокамерные открытые и двухкамерные), условиям работы топочной камеры (под разрежением и под наддувом).

Все серийные котлоагрегаты рассматриваемой производительности оборудуются системами пылеприготовления с прямым вдуванием.

Топки с твердым шлакоудалением применяются для сжигания топлив с тугоплавкой золой и относительно высокой реакционной способностью и влажностью всех бурых углей, особенно с температурой плавления золы $t_0 > 1400^\circ\text{C}$, каменных углей с $V^r > 12\%$ и $A^p > 6$, фрезерного торфа и сланцев. Такими топочными устройствами оборудуются все серийные котлоагрегаты производительностью 75 т/ч

и выше, работающие на топливе соответствующего качества.

Топочная камера топок с твердым шлакоудалением выполняется в виде вертикальной прямоугольной экранированной шахты, заканчивающейся внизу холодной воронкой — топкой открытого типа. Топочная камера условно разбивается на три участка: холодную воронку, в которой расплавленные частицы золы гранулируются и затем удаляются в твердом состоянии, зону активного горения и тепловыделения, зону догорания коксовых частиц и охлаждения газов до температуры, исключающей недопустимое по условиям очистки шлакования попурадиационных и конвективных поверхностей нагрева.

К недостаткам этих топок относятся низкое тептонапряжение топочного объема, неустойчивое горение при низких нагрузках (диапазон изменения нагрузок 70—100%), неэкономичность сжигания топлив с малым выходом летучих, низкое улавливание шлака в топке (10—15%), повышенный занос золой конвективных поверхностей нагрева.

Преимущества топок с твердым шлакоудалением: простота конструкции и относительная универсальность по топливу.

Топки с жидким шлакоудалением рекомендуются при сжигании шлакоудалюющих топлив с легкоплавкой золой, а также низкорекреационных топлив с благоприятными температурными и вязкостными характеристиками золы и шлака — пыли каменных углей $V^r > 15\%$, $A^p \leq 6$, с температурой плавления золы 1450—1500°C и вязкостью шлака не выше 250 П при 1430°C. Топки с жидким шлакоудалением для котлов средней производитель-

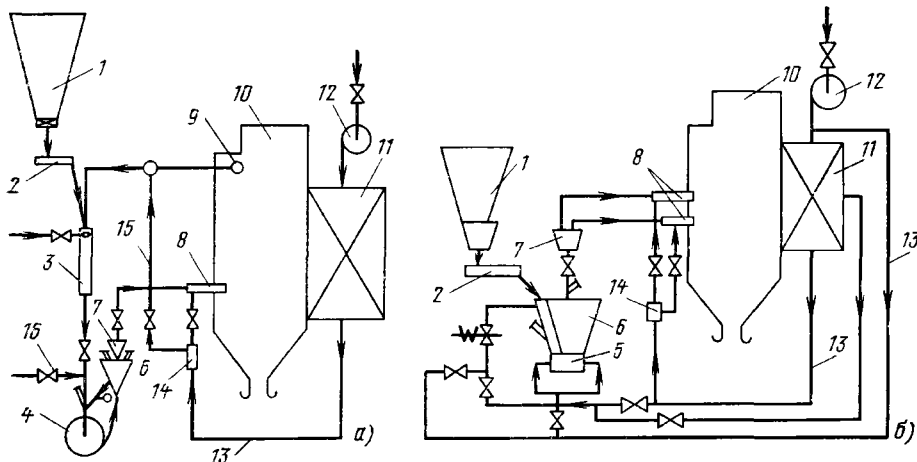


Рис 8-10 Схемы пылеугольных топок с прямым вдуванием

а — с мельницами-вентиляторами, б — с молотковыми мельницами, 1 — бункер угля, 2 — питатель, 3 — сушильная камера, 4 — мельница-вентилятор, 5 — мельница молотковая, 6 — сепаратор, 7 — распределитель пыли, 8 — пылеугольные горелки, 9 — газозаборное окно, 10 — котел, 11 — воздухоподогреватель, 12 — дутьевой вентилятор, 13 — воздухопровод, 14 — коллектор вторичного воздуха, 15 — воздухопровод присадки горячего воздуха, 16 — клапан присадки холодного воздуха.

ности не получили распространения, выпускался один тип котлоагрегата с такой топкой — БКЗ-75-39ФБЖ для сжигания АШ.

В перспективе, если учитывать преимущества в части процесса топливосжигания и улучшения состояния окружающей среды, топki с жидким шлакоудалением могут найти применение для паровых котлоагрегатов производительностью 100 и 150 т/ч, а также водогрейных соответствующей теплопроизводительности.

Схемы пылеугольных топок с прямым вдуванием см. на рис. 8-10.

Горелочные устройства пылеугольных топок

Горелочное устройство (горелка) пылеугольных топок — устройство, обеспечивающее ввод в топку пылевидного или поперечно пылевидного и газообразного топлива и необходимого для горения воздуха, их смешение и воспламенение.

От правильного выбора типа горелок и их размещения в топочной камере зависит характер смесеобразования, что в сочетании с аэродинамикой топочной камеры определяет интенсивность воспламенения, скорость и полноту сгорания, тепловую мощность и эффективность топki. Рекомендуются типы горелок для камерных топок с твердым шлакоудалением приводятся в табл. 8-15.

Горелки вихревые. Вихревыми горелками называются горелки, у которых потоки воздуха (первичный и вторичный или только вторичный) закручиваются с помощью завихрителя. Горелки выполняются пылеугольными — для сжигания угольной пыли и пылегазовыми — для поперечного сжигания угольной пыли и природного газа.

Конструкции вихревых пылеугольных и пылегазовых горелок и условия установки

Таблица 8-15

Рекомендуемые типы горелок для камерных топок с твердым шлакоудалением

Тип горелок	Топливо
Горелки вихревые	Антрацитовый штыб, полуантрацит; тощие, каменные и бурые угли Бурые угли и фрезерный торф
Горелки с плоскопараллельными струями	Каменные угли ($V_{г\geq 30\%}$), бурые угли, фрезерный торф и сланцы
Эжекционные амбразуры	Фрезерный торф
Амбразуры с горизонтальными рассекателями	

определяются отраслевыми стандартами. Выбор типа и количества горелок, компоновка их с топкой, а также расчет и проектирование производится по ОСТ 24.030.26-72 «Горелки вихревые пылеугольные, пылегазовые и компоновка их с топками».

Методы расчета и проектирования. Конструкция и технические требования к горелкам определяются по ОСТ 24.836 05-73 «Горелки вихревые пылеугольные и пылегазовые и амбразуры. Типы. Основные параметры. Конструкция и размеры. Технические требования». Первый стандарт распространяется на горелки для паровых котлоагрегатов производительностью 75 т/ч и более, второй — для котлоагрегатов производительностью не менее 220 т/ч. Требования стандартов могут быть распространены и на котлоагрегаты меньшей производительности применительно к единичной мощности горелок, включенных в ОСТ.

Пылеугольные горелки классифицируются по способу подачи первичного и вторичного воздуха в зависимости от конструкции завихрителей: улиточно-лопаточные; двухулиточные — с улиточными завихрителями первичного и вторичного воздуха; лопаточно-лопаточные; прямооточно-улиточные и прямооточно-лопаточные.

Пылеугольные и пылегазовые горелки в зависимости от количества каналов первичного воздуха подразделяются на одноканальные и двухканальные по первичному и вторичному воздуху; двухпоточные — одноканальные по первичному и двухканальные по вторичному воздуху. Пылегазовые горелки различаются также по способу подачи газа: с промежуточной, периферийной и центральной подачей газа.

Серийные пылеугольные котлоагрегаты Белгородского котлостроительного завода производительностью 25, 50 и 75 т/ч, как правило, оборудуются двухулиточными вихревыми горелками. Горелки состоят из улиток для подачи аэросмеси и вторичного воздуха и трех концентрично-расположенных труб, образующих кольцевые каналы для первичного и вторичного воздуха, а также воздуха для мазутной форсунки. Канал аэросмеси имеет прямой кольцевой выход в топку, амбразуры горелок цилиндрические. Горелки выполняются правыми или левыми. Система подвода воздуха должна совпадать с направлением крутки потоков. Подача угольной пыли в горелку производится горячим воздухом или сушильным агентом. Конструкция горелки предусматривает возможность установки растопочной форсунки и запальных устройств с автоматическим или дистанционным приводом. В качестве растопочных применяются механические, паромеханические или паровые мазутные форсунки, обеспечивающие не менее 30% номинальной тепловой мощности горелки.

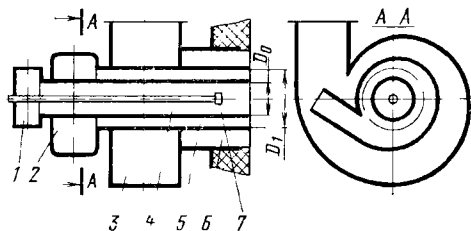


Рис 8-11 Схема двухулиточной вихревой пылеугольной горелки

1 — короб центрального воздуха, 2 — улиточный завихритель пылевоздушной смеси 3 — улиточный завихритель вторичного воздуха, 4 — канал центрального воздуха, 5 — канал пылевоздушной смеси 6 — канал вторичного воздуха, 7 — растопочное устройство

Двухулиточные вихревые пылеугольные горелки приведены на рис 8-11.

При проектировании установки пылеугольных котлоагрегатов предусматривается автоматическое регулирование и управление процессом горения, обеспечивающее безостановочный переход с одного топлива на другое, равномерное распределение воздуха и топлива по горелкам за счет соответствующих схем подводящих пылевоздухопроводов и отсутствие предварительного закручивания потоков на входных коробах. Конструкция пылегазовых горелок выбирается из условий сжигания основного твердого топлива.

Горелки с плоскопараллельными струями (ППС). В этих горелках амбразура разделена на вертикальные каналы по числу сопел вторичного воздуха. Шахта молотковой мельницы переходит в каналы щелевых горелок. Сопло вторичного воздуха размещается по оси горелки и вместе с амбразурой и каналами первичного воздуха образует эжектор. За счет энергии вторичного воздуха смесь сушильного агента, пыли и воздуха подается через щелевые амбразуры в топку в виде вертикальных плоских параллельных струй. При сжигании бурых углей горелки устанавливаются с наклоном на 10—15° вверх, при сжигании фрезерного торфа — горизонтально. Схема установки горелок ППС приведена на рис 8-12.

Эжекционные амбразуры. Наибольшее распространение получили эжекционные амбразуры конструкции ЦКТИ, в которых вторичный воздух подается через отдельные сопла, расположенные в верхней части шахты по ширине амбразуры, в ее выходном сечении. Угол между соплами в зависимости от вида топлива принимается в пределах 45—90°. В топочной камере на уровне оси амбразур предусматривается установка дополнительных воздушных сопел.

Расчет пылеугольных топок

Выбор горелок. Горелочные устройства, входящие в комплект пылеугольных котлоагрегатов, предназначены для работы на проектных топливах.

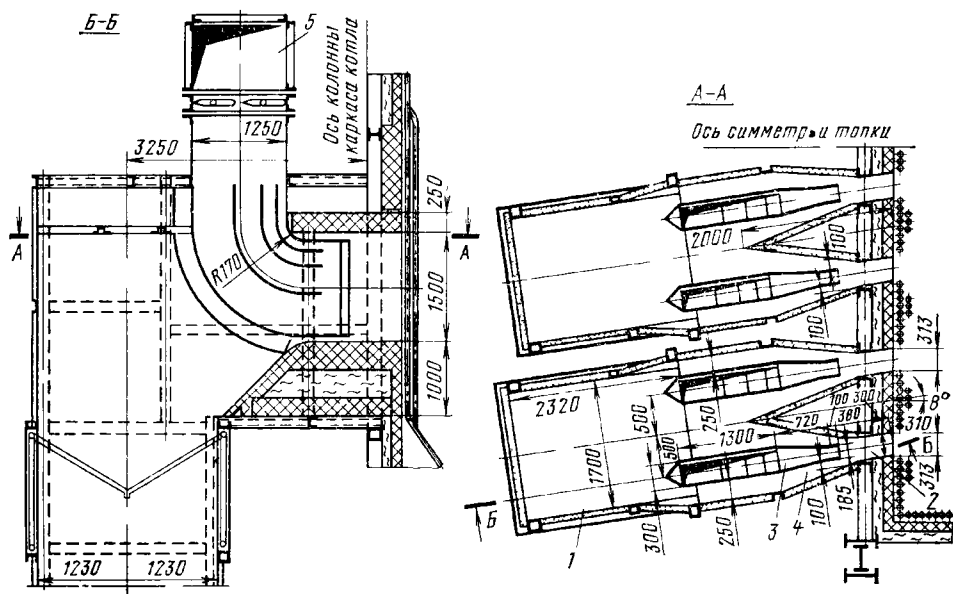


Рис 8 12 Горелки с плоскопараллельными струями

1 — головка шахты 2 — амбразура горелки, 3 — сопла вторичного воздуха 4 — каналы первичного воздуха, 5 — короб вторичного воздуха

Тепловая мощность и количество вихревых горелок пылеугольных топок с твердым шлакоудалением

Тип котлоагрегата	Производительность котлоагрегата, т/ч	Тепловая мощность топки $Q_{т.т}$, Гкал/ч	Вид топлива					
			Каменные угли				Бурые угли	
			Расположение горелок					
			Фронтальное		Боковое		Фронтальное	
Число горелок	Тепловая мощность одной горелки $Q_{г.т}$, Гкал/ч	Число горелок	Тепловая мощность одной горелки $Q_{г.т}$, Гкал/ч	Число горелок	Тепловая мощность одной горелки $Q_{г.т}$, Гкал/ч	Число горелок	Тепловая мощность одной горелки $Q_{г.т}$, Гкал/ч	
К-35-40	35	25	—	—	4	9	—	—
К-50-40/14	50	33*	—	—	4	9	2	17
К-50-40-1	50	36	—	—	4	9	2	20—17
БКЗ-75-39ФБ	75	54	3	20—17	4	13	—	—

* При давлении пара 14 кгс/см²

Примечания: 1. В таблице указана номинальная тепловая мощность горелок по ОСТ 24 030.26-72.

2. Горелки тепловой мощностью 20 Гкал/ч предусмотрены ОСТ 24 836 05-73, тепловой мощностью 9; 13 и 17 Гкал/ч — допускаются к применению.

3. Отклонение от номинальной мощности горелок $\pm 15\%$.

Тепловая мощность и количество вихревых горелок пылеугольных топок с твердым шлакоудалением паровых котлоагрегатов производительностью 35, 50 и 75 т/ч приведены в табл. 8-16.

Изменения вида топлива или производительности котлоагрегатов, выполняемые в проектах котельных, требуют поверочных расчетов топочных устройств, в том числе горелок, с уточнением выбранных типоразмеров и определением режима работы.

При выборе горелок производится определение тепловой мощности и количества горелок в зависимости от тепловой мощности топки, расположения горелок, марки топлива и способа шлакоудаления. При схемах пылеприготовления с прямым вдуванием количество горелок увязывается с числом установленных мельниц, мощность горелок выбирается из расчета обеспечения номинальной нагрузки котла при одной остановленной мельнице.

Тепловая мощность топки представляет собой количество тепла, вводимое в топку с топливом в единицу времени, Гкал/ч, и определяется по формуле

$$Q_{т.т} = BQ_{р.н}, \quad (8-14)$$

где B — расход топлива на котлоагрегат, т/ч, принимается из теплового расчета.

Тепловая мощность горелки $Q_{г.т}$, Гкал/ч, при заданной ее производительности $B_{г.т}$, т/ч:

$$Q_{г.т} = B_{г.т} Q_{р.н},$$

откуда

$$B_{г.т} = Q_{г.т} / Q_{р.н}. \quad (8-15)$$

Тепловая мощность горелки при заданном количестве горелок на топку z определяется по формулам:

при подаче пыли сушильным агентом

$$Q_{г.т} = Q_{т.т} / z; \quad (8-16)$$

при подаче пыли горячим воздухом

$$Q_{г.т} = \frac{Q_{т.т} \eta_{п.к}}{z}, \quad (8-17)$$

где $\eta_{п.к}$ — к. п. д. пылевого циклона.

Таблица 8-17

Расход первичного воздуха в горелках [57]

Топливо	Доля первичного воздуха, %, теоретически необходимого для горения при транспорте пыли	
	горячим воздухом*	сушильным агентом
АШ, полуантрациты и		
Тощие угли	15—20	20—25
Каменные угли	20—25	25—35
Бурые угли	20—25	45—55

* При наличии промбункера.

Примечания 1. При сушке топлива газам или смесью газа и воздуха количество воздуха в сушильном агенте за мельницей должно быть не менее 0,15 V₀.

2. Температура пылевоздушной смеси для углей с $V_{г.т} > 35\%$ не должна превышать 160°C.

Режимные параметры пылеугольных и пылегазовых горелок при сушке топлива горячим воздухом

Тип горелок	Тепловая мощность го релки Q_r , Гкал/ч	Вид топлива									
		Антрацитовый штыб, полуантрациты, тощие угли					Каменные и бурые угли				
		Коэффициент		Скорость, м/с		Отношение w_2/w_1	Коэффициент		Скорость, м/с		Отношение w_2/w_1
		α_r	α_1	w_1	w_2		α_r	α_1	w_1	w_2	
Вихревые двух- улиточные	20	1,05	0,175	14—16	18—21	1,3	1,05	0,225	20—22	26—28	1,3
	30	1,10—1,15	0,225	14—16	18—21	1,3	1,15	0,26	22—24	28—30	1,2
Прямоточные*	20	—	—	—	—	—	—	—	15—20	40	2—2,5

* При мельницах вентиляторах Для бурых углей

Примечания 1 Скорость воздуха в сбросных горелках 35—45 м/с

2 Числитель дроби — при транспортировке пыли горячим воздухом, знаменатель дроби — сушильным агентом

Для выбранного типоразмера горелки проверяется скоростной режим, при этом определяются расходы первичного и вторичного воздуха. Расход первичного воздуха в горелках при транспорте пыли горячим воздухом или сушильным агентом V_1 принимается по табл. 8-17 и уточняется из расчета системы пылеприготовления.

Расход вторичного воздуха V_2 , м³/ч, поступающего в топку через горелки или амбразуры, равен

$$V_2 = \alpha_r B V^0 - V_1 - \Delta \alpha_r B V^0 \quad (8-18)$$

Для вихревых горелок расходы воздуха V_1 и V_2 , м³/с, могут быть подсчитаны в соответствии с ОСТ 24 030 26-72

Расход первичного воздуха

при подаче пыли сушильным агентом

$$V_1 = \frac{\alpha_r Q_r T_1}{\varphi_{вз} q_{вз} \cdot 273}; \quad (8-19)$$

при подаче пыли горячим воздухом

$$V_1 = \frac{\alpha_r Q_r T_1}{q_{вз} \cdot 273}. \quad (8-20)$$

Расход вторичного воздуха через горелку

$$V_2 = \frac{\alpha_2 Q_r T_2}{q_{вз} \cdot 273}. \quad (8-21)$$

В формулах (8-19)—(8-21) α_1 , α_2 — коэффициенты подачи пылевоздушной смеси и вторичного воздуха, $\alpha_2 = \alpha_r - \alpha_1$, α_r — коэффициент избытка воздуха в основных горелках, значения α_1 и α_r приведены в табл. 8-18, T_1 , T_2 — температура пылевоздушной смеси и вторичного воздуха, °К, $\varphi_{вз}$ — доля воздуха во влажной пылевоздушной смеси, $q_{вз}$ — теоретическое тепловыделение на 1 м³ воздуха, ккал/м³.

Выходные сечения канала пылевоздушной смеси F_1 и канала вторичного воздуха F_2 , м², определяются по геометрическим размерам горелки и ее амбразуры.

Скорость пылевоздушной смеси на выходе из горелок, м/с

$$w_1 = V_1 / F_1. \quad (8-22)$$

Скорость вторичного воздуха на выходе из горелки, м/с

$$w_2 = V_2 / F_2. \quad (8-23)$$

Значения w_1 и w_2 , а также отношение w_2/w_1 (для вихревых горелок) сравниваются с допустимыми — табл. 8-18 и 8-19. Отклонения от табличных значений не должны превышать $\pm 15\%$.

Определение размеров топочной камеры

Границами активного топочного объема являются осевые плоскости экранных труб, стен и потолка, в местах, не защищенных экранами, — стены топочной камеры и поверхность, проходящая через ось первого ряда фестона. Границей объема нижней части топки служит горизонтальная плоскость, отделяющая нижнюю половину высоты холодной воронки. Для топок систем ЦКТИ — Шершнева в активный объем полностью включается объем шлаковой воронки.

Расчетная высота топочной камеры, м, составляет

$$h_T = \frac{1}{2} h_{хв} + h_{пр} + h_{ф}, \quad (8-24)$$

где $h_{хв}$ — высота холодной воронки, $h_{пр}$ — высота призматической части, $h_{ф}$ — высота газового окна или фестона.

Поперечное сечение топочной камеры f_T , м², определяется как произведение глу-

Скорости в амбразурах и соплах шахтно-мельничных топок

Тип горелок	Топливо	Скорость, м/с				
		пылевоз- душной смеси w_1	вторичного воздуха w_2 в горелках	в соплах амбразур		лутья из холодной воронки ²
				верхней пряди ¹	нижней пряди ¹	
Эжекционные ам- бразуры ³	Сланец	3,5—5	—	15—25	25—35	—
	Бурый уголь	4—5	—	15—25	25—35	—
	Каменный уголь, $V_r \geq 30\%$	—	—	15—25	25—35	—
	Фрезерный торф	4—6	—	20—30	30—40	12
Горелки с плоско- параллельными струя- ми ⁴	Бурый уголь и фре- зерный торф	8—15	30—60	—	—	—
Амбразуры с гори- зонтальными рассека- телями	Фрезерный торф	4—6	25—30	—	—	—

¹ Меньшие значения скоростей — для котлоагрегатов меньшей производительности.

² В наиболее узком сечении холодной воронки.

³ Соотношение площадей живых сечений сопел и незагроможденной части амбразуры должно составлять: 0,1 — для бурых углей и фрезерного торфа; 0,2 — для каменных углей.

⁴ Скорость выхода пылевоздушной смеси и вторичного воздуха из горелки после смешения 15—35 м/с при $D \geq 75$ т/ч.

бывы топочной камеры b_T на ширину топ-
ки в свету a_T : $f_T = b_T a_T$.

Размеры топочной камеры определяют исходя из допустимых значений теплового напряжения топочного объема и сечения с учетом компоновки с котлом и условий размещения горелок на стенах топочной камеры.

Размещение горелок — фронтальное или встречное боковое. Фронтальная компоновка не обеспечивает равномерного заполнения топочного объема факелом. Встречная компоновка способствует турбулизации факела и улучшению горения. Ее недостат-

ки — касание и наброс факела на экраны боковых стен топки, усложнение компоновки пылевоздухопроводов и системы рециркуляции газов.

Рекомендуемые расстояния для размещения вихревых горелок в топочной камере пылеугольных топок в зависимости от диаметра выходного сечения амбразуры D_a приведены в табл. 8-20. Схемы определения объема топочной камеры камерных топок изображены на рис. 8-13.

Амбразуры пылеугольных топок с шахтными мельницами устанавливают возможно ближе к холодной воронке. Рас-

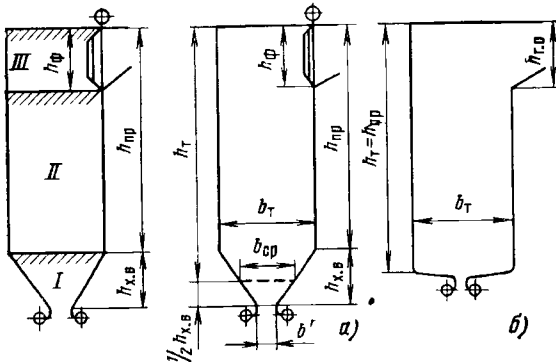


Рис. 8-13. Схемы определения объема топочной камеры камерных топок.

а — пылеугольная; б — газомазутная; I — холодная воронка; II — зона активного горения и тепловыделения; III — зона догорания коксовых частиц и охлаждения газов.

Таблица 8-20

Расстояния между горелками и ограждающими поверхностями пылеугольных топок с твердым шлакоудалением [57]

Наименование	Расстояние
От оси нижнего ряда горелок до начала ската холодной воронки . . .	(2,0—2,5) D_a
Между осями горелок по горизонтали:	
при однорядном расположении	(2,2—2,4) D_a
при многорядном расположении . . .	(3,0—3,5) D_a
Между осями горелок по вертикали:	
при коридорном расположении	(3,0—3,5) D_a
при шахматном расположении	(2,0—2,5) D_a
От осей крайних горелок до прилегающих стен .	(1,6—2,2) D_a

стояние от боковой грани крайних амбразур до прилегающих стен должно быть не менее 400 мм. При тесном размещении мельниц рекомендуется крайние мельницы и горелки устанавливать с поворотом осей внутрь топки до 15° . В амбразурах с рассекателями для фрезерного торфа сопла вторичного воздуха размещают над и под амбразурами: угол наклона верхних сопел вниз $45\text{--}55^\circ$, нижних вверх $25\text{--}30^\circ$. Сопла вторичного воздуха на задней стене располагают на уровне амбразур, горизонтально или с наклоном вниз до 15° .

Глубина топочной камеры b_T при одно-рядном расположении горелок принимает-

ся равной (5—7) D_a , при двухрядном (6—8,4) D_a .

Высота холодной воронки $h_{х.в.}$ принимается равной (0,5—0,7) a_T , первая цифра рекомендуется для нешлакующих углей. Размер холодной воронки при переходе в шлаковую шахту составляет по ширине 0,6—1,2 м; по длине равен ширине топочной камеры. Угол наклона холодной воронки — 55° .

Поверочный расчет. При поверочном расчете камерных топок основными расчетными характеристиками как пылеугольных, так и газомазутных топок (§ 8-5) являются тепловое напряжение топочного объема q_v и тепловое напряжение сечения топочной камеры q_F ; коэффициент полезного действия топки $\eta_T^{бр}$; коэффициент избытка воздуха на выходе из топки α_T .

Тепловое напряжение топочного объема a_T определяет необходимый объем топочной камеры. Заниженные значения q_v приводят к увеличению топочного объема и стоимости котельного агрегата, завышенные — к росту топочных потерь и снижению его к. п. д.

Тепловое напряжение сечения топки прямо пропорционально скорости топочных газов. С увеличением q_F увеличиваются расходы топливной смеси и воздуха и удельная тепловая нагрузка фронта воспламенения, что ухудшает условия воспламенения, а для пылеугольного сжигания топлива с малым выходом летучих увеличивает потери тепла от механического недожога q_4 . Топлива с высоким выходом летучих могут сжигаться при повышенных значениях q_v и q_F .

Коэффициент полезного действия камерных топок с твердым шлакоудалением $\eta_T^{бр}$, %, определяется по формуле

$$\eta_T^{бр} = 100 - (q_3 + q_4 + q_5^T + q_{6шл.}), \quad (8-25)$$

Таблица 8-21

Расчетные характеристики камерных топок с твердым шлакоудалением для котлоагрегатов производительностью 25—50 т/ч при сжигании пылевидного топлива [57]

Топливо	Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки α_T	Допустимое тепловое напряжение топки по условиям горения q_v , $10^3 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$			Потери тепла от недожога, %					Доля золы, уносимой газами, % $\alpha_{\text{ун}}$
		Производительность котлоагрегатов, т/ч			химического q_3	механического q_4				
						Производительность котлоагрегатов, т/ч				
		25	35	50		25	35	50		
Каменные угли	1,2	220	180	160	0,5	5	3	2—3*	0,95	
Бурые угли	1,2	250	210	180	0,5	3	1,5—2,0*	1—2*	0,95	
Фрезерный торф	1,2	220	180	160	0,5	3	1,5—2,0*	1—2*	0,95	

* Меньшие значения — для малозольных топлив при $A^H < 6$.

Расчетные характеристики камерных топок с твердым шлакоудалением для котлоагрегатов производительностью ≥ 75 т/ч при сжигании пылевидного топлива [57]

Топливо	Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки α_T	Допустимое тепловое напряжение топки по условиям горения q_T , 10^3 ккал/(м ² ·ч)	Потери тепла от недожога, %		Доля золы, уносимой газами, $\alpha_{ун}$
			химического q_3	механического q_4	
Антрацитовый штыб и полуантрациты	1,2—1,25*	120	0	6—4**	0,95
Тошние угли	1,2—1,25*	140	0	2	0,95
Каменные угли	1,2	150	0	1,0—1,5***	0,95
Отходы углеобогащения	1,2	140	0	2,0—3,0***	0,95
Бурые угли	1,2	160	0	0,5—1,0***	0,95
Фрезерный торф	1,2	140	0	0,5—1,0***	0,95
Сланцы	1,2	100	0	0,5—1,0	0,95

* Большие значения — при транспорте пыли в топку горячим воздухом.

** Меньшие значения — для полуантрацитов.

*** Меньшие значения — для малозольных топлив при $A^П < 6$, большие — для топлив повышенной зольности.

Примечания: 1. При сжигании высокорекреационных топлив в топках с эжекционными амбразурами или амбразурами с горизонтальными рассекателями α_T принимается равным 1,25 и q_4 увеличивается в 2 раза для каменных углей и в 1,5 раза — для бурых.

2. При снижении производительности до 70% номинальной q_4 принимается по таблице; при производительности, равной 50%, q_4 увеличивается в 1,5 раза для всех топлив, кроме фрезерного торфа и сланцев.

3. При сжигании пыли в смеси с газом или мазутом избытки воздуха принимаются как для твердого топлива. При этом потеря тепла от механического недожога равна $\alpha_{ун}q_4$, где q_4 принимается по данной таблице, а коэффициент $\alpha_{ун}$ — исходя из следующего:

Для газа или мазута в смеси (по теплу) 0 0,1 0,2 0,3 0,4 0,5
Коэффициент $\alpha_{ун}$ 1,0 1,4 1,6 1,4 1,1 0,7

где q_3 и q_4 — потери тепла от химической и механической неполноты сгорания, зависят от теплового напряжения топочного объема q_v , коэффициента избытка воздуха в топке α_T , температурного режима топочной камеры и тонкости помола пыли; $q_{тв}$ — потери тепла от наружного охлаждения топки; $q_{всп}$ — потери с физическим теплом шлаков, при твердом шлакоудалении учитываются для топлив при $A^P \geq Q_{Pн}/100$, %. Определение $q_{тв}$ и $q_{всп}$ — см. § 8-2.

Расчетные характеристики камерных топок с твердым шлакоудалением при сжигании пылевидного топлива приводятся в табл. 8-21—8-23.

Последовательность поверочного расчета камерных топок следующая.

1. Для заданных производительности котлоагрегата и качества топлива по конструктивным размерам топочной камеры определяются:

тепловое напряжение топочного объема по условиям горения, ккал/(м²·ч):

$$q_v = \frac{BQ_{Pн}}{V_T} \cdot 10^{-3}; \quad (8-26)$$

тепловое напряжение сечения топочной камеры по условиям шлакования экранов, Гкал/(м²·ч).

$$q_F = \frac{BQ_{Pн}}{f_T}, \quad (8-27)$$

где B — часовое количество топлива, сжигаемое в топке, кг/ч, принимается из теплового расчета котлоагрегата; V_T — активный объем топочной камеры, м³; f_T — сечение топочной камеры в горизонтальной плоскости расположения горелок, м².

2. При отклонении полученных значений q_v и q_F от нормативных производится пересчет объема топочной камеры с соответствующим изменением ее размеров.

Определяется минимально допустимый объем топочной камеры, м³, по подсчитанному значению q_v :

$$V_{T\min} = \frac{BQ_{Pн}}{q_v}. \quad (8-28)$$

При пересмотре объема топочной камеры отдельные конструктивные размеры определяются с учетом того, что при увеличении производительности котлоагрегата увеличивается q_T при незначительном из-

Допустимое тепловое напряжение сечения топочной камеры [57]

Расположение горелок по высоте	Топливо	Тепловое напряжение q_F Гкал/(м ² ч)	
		при фронтальном расположении горелок	при встречном расположении горелок
Двухъярусное	Шлакующие каменные и бурые угли типа кизеловского, подмосковного, челябинского	3,0 <u>1,0</u>	3,0 <u>1,3</u>
		4,0 <u>1,5</u>	5,5 <u>2,0</u>
	Нешлакующие каменные угли типа экибастузского	1,5 <u>0,8</u>	2,0 <u>1,0</u>
Одноярусное	Шлакующие каменные и бурые угли	1,5	2,0
	Нешлакующие каменные и бурые угли	2,5	3,0
	Фрезерный торф	2,5	—

Примечания 1 Числитель дроби — общее тепловое напряжение сечения топки q_F , знаменатель дроби — тепловое напряжение на один ярус горелок $q_{FЯ}$

2 По [26] данные таблицы относятся к котлоагрегатам производительностью более 950 т/ч. Для котлоагрегатов средней производительности q_F и $q_{FЯ}$ принимаются с коэффициентом 0,7—0,9 с учетом необходимости получения высоты топочной камеры, соизмеримой с габаритами котлоагрегата

менении q_v , что вызывает увеличение высоты топки

$$\frac{q_F}{q_v} = \frac{V_T}{f_T} = H_T. \quad (8-29)$$

Ширина и глубина топки в свету принимаются из условий обеспечения сечения топки f_T , м², исходя из допустимых значений q_F .

$$f_T = \frac{BQ_p^n}{q_F} = b_T a_T. \quad (8-30)$$

Окончательные размеры сечения топки определяются из условия размещения горелок с учетом минимально допустимых расстояний между осями горелок и от осей горелок до боковых стен

3 Производится расчет теплообмена в топке (разд 10), в результате которого определяется температура газов на выходе из топочной камеры

8-5. КАМЕРНЫЕ ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗА И МАЗУТА

Топочные устройства для сжигания газа и мазута

Газообразное топливо сжигается методом струйного ввода в топочную камеру горючей смеси топлива с воздухом, обра-

зованной в горелке. Зажигание осуществляется по периферии струи за счет эжектирования горячих топочных газов из окружающей среды, воспламенение происходит в тонком слое газов пламени

Для интенсификации сжигания газового топлива необходимы предварительный подогрев воздуха и топлива при сжигании низкокалорийных газов, подача всего воздуха, необходимого для горения, в корень факела, организация устойчивого зажигания, обеспечивающего горение при высоких скоростях истечения газозвоздушной смеси из горелок.

Сжигание жидкого топлива основано на факельном процессе. Воспламенение жидкого топлива начинается после его испарения, горение протекает в паровой фазе. Для увеличения поверхности испарения мазут сжигают в распыленном виде. При этом протекают два процесса: испарение и сгорание газозвоздушной смеси. Скорость горения определяется в основном скоростью испарения топлива, зависящей от количества подводимого тепла.

Основными условиями интенсификации горения жидкого топлива являются предварительный подогрев и хорошее распыливание топлива, подогрев и подача всего необходимого для горения воздуха в корень факела, хорошее смесеобразование, поддержание температуры в ядре горения

Характеристики газовых горелок

Тип горелки	Вид топлива	Способ смешения газа с воздухом	Производительность по газу, м³/ч	Скорость газовоздушной смеси на выходе из амбразуры, м/с	Давление газа перед горелкой, мм вод. ст.	Подогрев воздуха, °С
Щелевая горелка ТКЗ	Доменный газ	Без предварительного смешения	10 800—14 400	20—30	100—300	250—400
Турбореактивная горелка Гипронийгаз ГТТР-С	Природный газ		50—1000	—	500—9000	—
Щелевая горелка ТКЗ	То же	С частичным предварительным смешением газа и воздуха	720—7200	25—40	200—300	До 400
Короткофакельная горелка ВНИИМТ	Доменный газ		14 400	30—40*	200	До 250
Горелка ЦКТИ с периферийной раздачей газа	Природный газ		720—6480	30—50	300—400	250
Горелка ТКЗ с центральной раздачей газа	То же		720—6480	30—50	300—400	250
Эжекционная горелка	То же	С предварительным смешением	До 360	12—16**	1000—5000	Не рекомендуется

* Скорость продуктов сгорания в каналах.

** То же в стабилизаторе.

более 1500°С, в конце факела — не ниже 1000—1050°С.

Физико-химические основы горения газообразного и жидкого топлива подробно рассмотрены в [52].

Топки для сжигания газа и мазута классифицируются по методу сжигания топлива (факельные и циклонные), виду сжигаемого топлива (газовые, мазутные и газомазутные), расположению горелок (фронтальное и встречное), условиям работы топочной камеры (под разрежением и под наддувом).

Топочные камеры газомазутных котлоагрегатов выполняются открытыми, экранированными, призматической или прямоугольной формы, горизонтальными или вертикальными в зависимости от компоновки котлоагрегата. Под топку выполняется горизонтальным или с уклоном плоскостей к горизонту до 15°, «горячим» — без охлаждения или экранированным. Устройства для вывода шлака не предусматриваются.

Горелочные устройства газомазутных топок

Горелочное устройство (горелка) — устройство, обеспечивающее ввод в топку газообразного или жидкого топлива и необходимого для горения воздуха, их смешение и воспламенение, а также (в совокупности с топкой) полное сгорание топлива путем создания однородной топливно-воздушной смеси при автоматическом или ручном регулировании процесса горения.

Горелочное устройство состоит из воздухонаправляющего аппарата, проточной части с амбразурой, жидкостной форсунки или газовой горелки, обеспечивающих распределение топлива в воздушном потоке, и вспомогательных элементов.

Газовые горелки. По условиям топливного режима котельных чисто газовые горелки используются в отопительных котельных и котельных малой мощности,

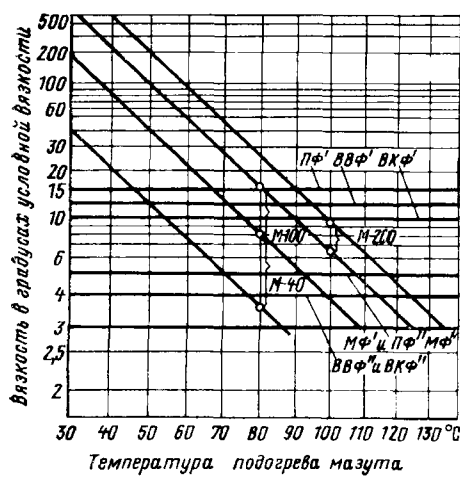


Рис. 8-14. Номограмма для определения температуры подогрева мазута по условиям работы форсунок (по ВТИ).

ПФ, ВВФ, ВКФ, МФ — предельная вязкость для паровых, воздушно-вентиляторных, воздушно-компрессорных, механических центробежных форсунок; ПФ, ВВФ, ВКФ, МФ — рекомендуемая вязкость для тех же случаев; М-40, М 100, М-200 — марки топочного мазута по ГОСТ 10585-63.

работающих на природном газе; в газомазутных или пылегазовых топках в дополнение к горелкам основного топлива; для регулирования температуры перегретого пара при пониженной нагрузке; в газовых котельных, использующих вторичные ресурсы. Характеристики газовых горелок для котлоагрегатов малой и средней мощности приведены в табл. 8-24. Конструкции различных типов газовых горелок подробно рассмотрены в [21].

Мазутные форсунки. В зависимости от способа распыливания мазута форсунки делятся на механические (центробежные), паровые и паромеханические.

В механической форсунке распыливание мазута происходит за счет кинетической энергии его струи; в паровой — струя жидкого топлива распыливается струей пара; в паромеханической форсунке распыливание жидкого топлива происходит за счет эжектирующего воздействия струи пара или воздуха.

Степень совершенства форсунки оценивается по средней тонкости и однородности распыливания мазута. Улучшение распыливания при механическом распыливании достигается повышением давления топлива перед форсункой, при паровом — повышением скорости истечения пара. Качество распыливания зависит также от вязкости, плотности и поверхностного натяжения топлива и от плотности среды, в которую производится распыливание. Улучшению

распыливания мазута способствует его предварительный подогрев до температуры, соответствующей техническим требованиям заводов-изготовителей.

Рекомендуемый подогрев мазута перед форсунками, °C:

Тип форсунок	Мазут марки	
	40	100
Механические и паромеханические	100	120
Ротационные	70	88
Паровые	65	82

На рис. 8-14 приводится номограмма для определения температуры подогрева мазута по условиям работы форсунок (по данным ВТИ).

Механические форсунки применяются в газомазутных горелках котлоагрегатов средней производительности. Форсунки экономичны, бесшумны и компактны. Длина факела форсунок составляет от 1 до 5 м (меньшие значения соответствуют меньшей производительности). Недостатки — повышенные требования к качеству топлива, сложное устройство распыливающих элементов, узкие пределы регулирования производительности и относительно частое засорение распылителя.

Механические форсунки изготавливаются заводом «Ильмарине» типов ОН-521 и ОН-547. Общий вид форсунок изображен на рис. 8-15. Технические характеристики форсунок типов ОН-521 и ОН-547 приведены в табл. 8-25. Номинальное давление топлива перед форсункой 20 и 35 кгс/см², минимальное 10 кгс/см². Диапазон регулирования производительности — 70—100% при $p_{ном}=20$ кгс/см² и 55—100% при $p_{ном}=35$ кгс/см². Вязкость топлива перед форсункой не более 3—4° ВУ. Топливо должно быть пропущено через фильтр с размером ячейки 0,5×0,5 мм для форсунки с диаметром сопла меньше 2,5 мм и 1×1 мм для форсунки с диаметром сопла больше 2,5 мм.

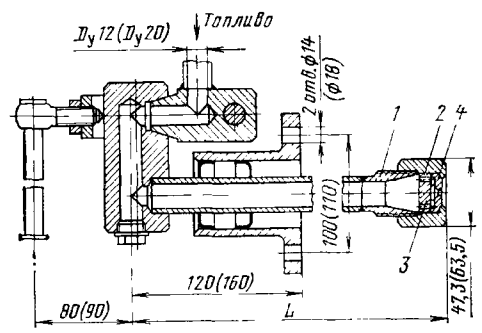


Рис. 8-15. Механические форсунки типов ОН-521 и ОН-547.

1 — наконечник, 2 — распределительный диск; 3 — завихряющий диск; 4 — насадка. Размеры в скобках для ОН-547.

Таблица 8-25

Технические характеристики мазутных форсунок механического распыливания

Наименование форсунок	Типоразмер форсунок	Производительность форсунок, кг/ч, при давлении мазута, кгс/см ²		Диаметр сопла, мм
		20	35	
Форсунок механические малые	ОН-521-01	80	110	1,5
	ОН-521-02	120	160	2,0
	ОН-521-03	160	220	2,5
	ОН-521-04	210	270	3,0
	ОН-521-05	250	330	3,5
	ОН-521-06	180	230	1,5
	ОН-521-07	280	360	2,0
	ОН-521-08	400	520	2,5
	ОН-521-09	520	690	3,0
	ОН-521-10	660	860	3,5
Форсунок механические средние	ОН-547-01	400	500	2,5
	ОН-547-02	600	800	3,5
	ОН-547-03	800	1000	4,5
	ОН-547-04	1200	1500	5,0
	ОН-547-05	1600	2000	6,0
	ОН-547-06	2000	2600	7,0

Примечание. Форсунок типов ОН-521 и ОН-547 (рис 8-15) изготавливаются длиной $L=300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1400, 1800, 2000, 2500, 3000, 4000$ мм, форсунок типа ОН-521, кроме того, — длиной 200 мм.

Паровые форсунок. Используются при растопке и подсвечивании топок пылеугольных котлоагрегатов средней производительности. Форсунок надежны в работе, имеют большой диапазон регулирования, обеспечивают тонкое распыливание при работе на мазуте с повышенной вязкостью, менее забиваются, чем механические. Регулирование расхода топлива производится изменением давления пара. Расход пара на распыливание мазута до 2—3% общего количества пара, вырабатываемого котлоагрегатом, что приводит к потере конденсата и снижению к.п.д. нетто котлоагрегата. Длина факела короткофакельных форсунок 2,5—4 м, длиннофакельных 6—7 м. Паровые форсунок изготавливаются заводом «Ильмарине» (тип ФП ОСТ 24.836.04). Технические характеристики паровых форсунок приведены в табл. 8-26. Для распыливания топлива применяется сухой насыщенный или перегретый пар с температурой не выше 225°C или сжатый воздух давлением 4—25 кгс/см². Давление топлива перед форсунок не менее 0,5 кгс/см², вязкость — не более 10° ВУ. Удельный расход пара 0,3 кг/кг, воздуха 0,8 кг/кг. Для уменьшения длины факела применяется насадка, при этом давление топлива должно составлять 4—5 кгс/см². Воздух для горения подводится к корню факела через воздушные регистры от дутьевого вентилятора или за счет эжектирующего действия паровой струи. В последнем случае процесс горения мазута протекает со значительными потерями тепла от химического и механического недожога.

Паромеханические форсунок и применяются в газомазутных горелках

Таблица 8-26

Технические характеристики мазутных форсунок парового распыливания Ф I ОСТ 24.836.04

Типоразмер форсунок		Производительность форсунок, кг/ч, при давлении пара, кгс/см ² (избыточном)						
Длиннофакельные	Короткофакельные	4	7	10	13	16	20	25
ФПд 125	ФПк 125	60	100	125	—	—	—	—
ФПд 300	ФПк 300	—	—	—	175	200	250	300
ФПд 240	ФПк 240	115	175	240	—	—	—	—
ФПд 540	ФПк 540	—	—	—	300	365	440	540
ФПд 560	ФПк 560	175	275	370	470	560	—	—
ФПд 535	ФПк 535	240	390	535	—	—	—	—
ФПд 500	ФПк 500	325	500	—	—	—	—	—
ФПд 850	ФПк 850	—	275	370	470	560	675	850
ФПд 1225	ФПк 1225	—	390	535	675	820	1000	1225
ФПд 1650	ФПк 1650	—	500	700	900	1050	1350	1650
ФПд 1425	ФПк 1425	—	675	925	1175	1425	—	—
ФПд 1800	ФПк 1800	—	850	1175	1500	1800	—	—

Примечание. Форсунок изготавливаются длиной $L=300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1800, 2000, 2250, 2500, 3000$ и 4000 мм.

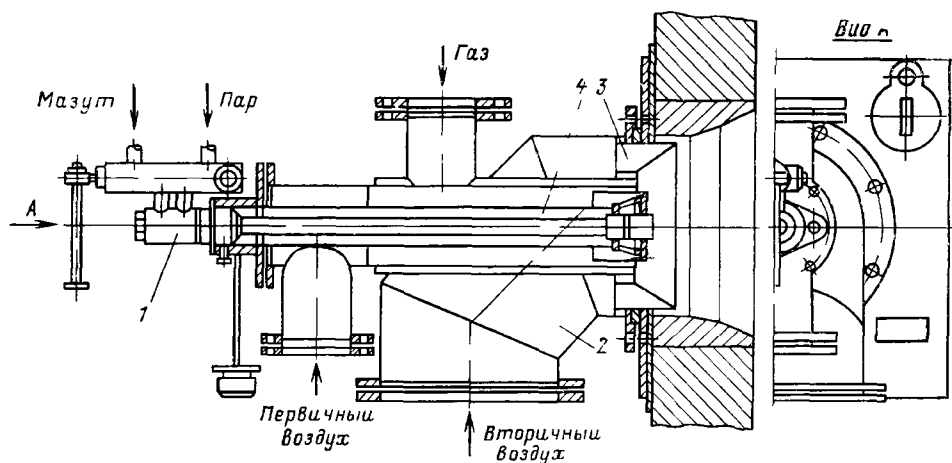


Рис 8-16 Газомазутная горелка типа ГМГм

1 — мазутная форсунка 2 — газозвушная камера, 3 — регистр вторичного воздуха, 4 — регистр первичного воздуха

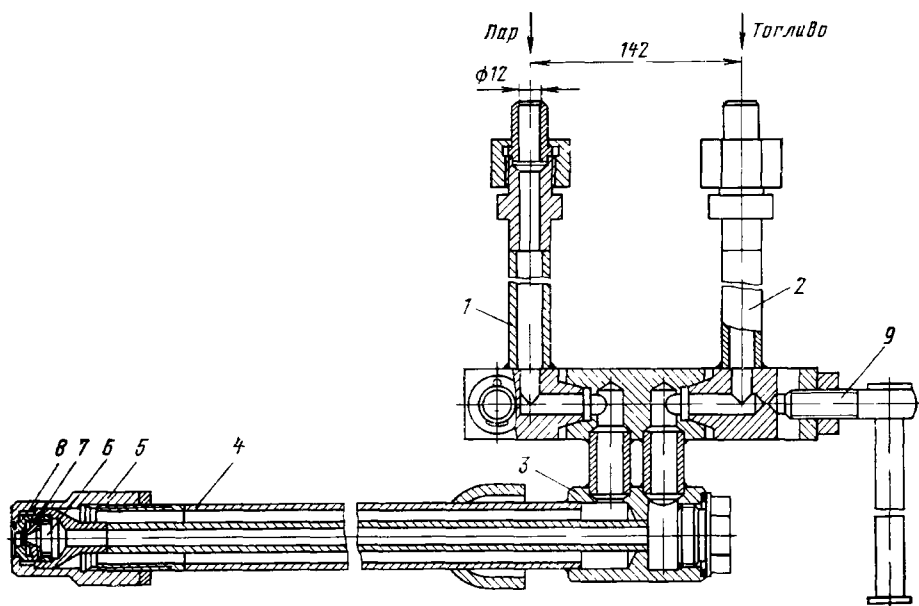


Рис 8-17 Форсунка паромеханическая к горелкам типов ГМГм и ГМГБ

1 — трубопровод пара 2 — трубопровод топливный 3 — корпус 4 — ствол 5 — гайка накидная; 6 — распределительная шайба 7 — завихритель топливный 8 — завихритель паровой, 9 — винт зажимный

котлоагрегатов малой и средней мощности. Конструкция форсунок — по ОСТ 24 836 03. Паромеханическая форсунка отличается от механической наличием двух каналов мазутного с механическим завихрителем и насадкой и парового с паровым завихрителем. Форсунки при номинальной нагрузке работают как механические, при пониженной — как паромеханические. Сохраняя

преимущества паровых форсунок в части широкого диапазона регулирования (20—100%), форсунки расходуют сравнительно небольшое количество пара 0,02—0,03 кг на 1 кг топлива.

Газомазутные горелки. Горелки предназначены для раздельного сжигания жидкого топлива — топочных мазутов марок 40 и 100 и горючего газа с теплотой сгорания

$Q_{P_n} = 8500 \pm 850$ ккал/м³. В отдельных конструкциях допускается совместное сжигание газа и мазута. Для горючего газа с теплотой сгорания, отличной от указанной, требуются пересчет и реконструкция газораспределительных насадок горелок.

Горелки для паровых котлоагрегатов малой мощности

Горелки типов ГМГ и ГМГм (модернизированные). Короткофакельные горелки разработаны на основе двухзонного воздухонаправляющего устройства с прямыми лопатками, с центральной подачей газа и паромеханической форсункой. Регулирова-

ние производительности горелки осуществляется изменением давления мазута или газа и воздуха. Вторичный воздух регулируется в зависимости от изменения давления топлива.

На малых нагрузках предусмотрена подача первичного воздуха давлением до 150 мм вод. ст. в количестве 15% общего количества воздуха. При работе на мазуте первичный воздух не регулируется, при работе на газе — регулируется пропорционально расходу газа. Преимущества горелок: обеспечение устойчивого горения топлива в широком интервале нагрузок, возможность сжигания мазута при низких

Таблица 8-27

Технические характеристики комбинированных горелок типов ГМГм, ГМГ и ГМГБ

Наименование	Типоразмер горелки					
	ГМГ-1,5м	ГМГ-2м	ГМГ-4м	ГМГ-5,5/7		ГМГБ-5,6
				I*	II*	
Теплопроизводительность номинальная, Гкал/ч	1,5	2,0	4,0	5,5	7,0	5,6
Диапазон регулирования, %:						
от номинальной теплопроизводительности	20—100	20—100	20—100	20—100	15—100	10—100
на мазуте при коэффициенте избытка воздуха $\alpha_T \leq 1,2$	50—100	40—100	40—100	50—100	40—100	15—100
Давление мазута перед форсункой, кгс/см ²	16	20	20	20	30	20
Расход распыливающего пара, кг/ч	4,4	6,5	13	18	23	—
Давление пара на распыливание, кгс/см ²	1,0—1,5	1—2	1—2	1—2	1—2	1—2
Давление газа перед горелкой, мм вод. ст.	500	360	380	200	300—350	500
Вязкость мазута перед форсункой, °ВУ	3	3	3	3—4	3—4	3—2
Сопротивление по воздуху, кгс/м ²	120	120	120	80	120	120
Общий расход воздуха (первичный и вторичный), м ³ /ч	1700	2700	5400	8000	10000	7000
Коэффициент избытка воздуха α_T при работе **:						
на мазуте	1,1/1,35	1,15/1,35	1,15/1,35	1,15/1,6	1,15/1,6	1,1/—
на газе	1,15/1,3	1,15/1,3	1,15/1,3	1,15/1,3	1,15/1,3	1,05/—
Длина факела при номинальной нагрузке при работе на мазуте, м	1	1,5	1,5—2	2	2	2
Угол раскрытия факела, град	65—75	65—75	65—75	70	70	65±5
Габаритные размеры, мм:						
длина	969	971	1207	1296	1360	~850
высота	520	520	600	730	900	889
ширина	312	312	431	600	800	907
Масса, кг	83	83	140	143	143	205

* I и II диапазоны регулирования.

** Числитель дроби — коэффициент избытка воздуха при номинальной нагрузке, знаменатель дроби — при максимальной

Примечание Значения величин даны для следующих условий. мазут с теплотой сгорания

$Q_H^p = 9200$ ккал/кг, $\rho = 1,0$ кг/м³; горючий газ с теплотой сгорания $Q_H^c = 8500$ ккал/м³ при $t_{г} = 20^{\circ}\text{C}$, $\rho = 0,7$ кг/м³, воздух при $t = 20^{\circ}\text{C}$

нагрузках с малыми избытками воздуха, относительно низкое сопротивление по вторичному воздуху. Недостатки горелок — неравномерность воздушного потока и необходимость индивидуального регулирования зон первичного и вторичного воздуха.

Общий вид газомазутной горелки типа ГМГм приведен на рис. 8-16, паромеханической форсунки к горелкам ГМГм — на рис. 8-17.

При модернизации горелок ГМГ основные изменения были внесены в следующие узлы: газовую часть — газораздающий насадок, воздухонаправляющее устройство (завихрители), а также в узел установки и конструкцию паромеханической форсунки. Горелки типа ГМГм по сравнению с горелками типа ГМГ обеспечивают при сжигании газа снижение коэффициента избытка воздуха с 1,15 до 1,05 и повышение к. п. д. котлоагрегата примерно на 1% [63].

Горелки типа ГМГБ. Короткофакельные горелки, разработанные на основе однофазного газомазутного устройства с профилированными лопатками воздушного регистра, с паромеханической форсункой. Горелки имеют широкие пределы регулирования нагрузки и обеспечивают экономичное сжигание мазута при меньших скоростях воздуха, чем в горелках ГМГм.

Горелки ГМГБ приспособлены для работы на котлах с наддувом, могут применяться и для котлов без наддува. Горелки устанавливают в общем воздушном коробе или обшивке котла. Общий вид газомазутной горелки ГМГБ-5,6 изображен на рис. 8-18.

Горелки ГМГ и ГМГБ при нагрузках от 60 до 100% номинальной работают как механические, при нагрузках менее 60% осуществляется паровой распыл.

Конструкция горелок ГМГ, ГМГм и ГМГБ разработана ЦКТИ, изготавливается заводом «Ильмарине». Технические характеристики горелок приведены в табл. 8-27.

Горелки типа ГМ. Горелки разработаны на основе однозонного воздухонаправляющего устройства с профильными лопатками, с периферийной подачей газа и паромеханической форсункой. Технические характеристики горелок приведены в табл. 8-28. Установке горелки ГМ-7 показана на рис. 8-19.

Горелки типа ГМП (горелки с предварительной газификацией мазута). Процесс сжигания жидкого топлива сводится к однофазному газовому горению, минуя предварительные стадии горения мазута (подогрев, испарение, разложение). Предварительная газификация мазута осуществляется за счет тепла, выделяющегося при сжигании части топлива. При этом в топочной камере уменьшаются локальные тепловые нагрузки экранов. Характерными для горелок этого типа являются ускорение реакции горения, уменьшение сажеобразования и расширение диапазона регулирования. Технические характеристики горелок приведены в табл. 8-29. Установке горелки ГМП-14 изображена на рис. 8-20.

Конструкции горелок ГМ и ГМП разработаны ЦКТИ и заводом «Ильмарине» для опытной партии паровых котлоагрегатов типа ДЕ, их технические характеристики приведены по предварительным данным.

Комплектация паровых котлоагрегатов малой мощности газомазутными горелками приводится в табл. 8-30.

Горелки для водогрейных котлоагрегатов

Ротационные газомазутные горелки. Горелки РГМГ на базе ротационных форсунок разработаны ЦКТИ совместно с Белгородским котлостроительным заводом и заводом «Ильмарине» для сжигания газа и мазута под водогрейными котлоагрегатами типа КВ-ГМ теплопроизводительностью до 100 Гкал/ч. В соответствии с номенклатурой водогрейных котлоагрегатов горелки выпускаются следующих типоразмеров:

Таблица 8-28

Технические характеристики газомазутных горелок (типа ГМ)

Наименование	Типоразмер горелки		
	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7
Теплопроизводительность номинальная, Гкал/ч	2,5	4,5	7,0
Диапазон регулирования, %	10—100	10—100	10—100
Аэродинамическое сопротивление горелки по воздуху, кгс/м ²	80	90	110
Вязкость мазута перед форсункой, °ВУ, не более	3	3	3
Давление газа перед горелкой, кгс/м ²	2500	2500	2500
Давление пара на распыливание, кгс/см ²	1—5	1—5	1—5
Коэффициент избытка воздуха при работе на мазуте на номинальной нагрузке	1,1	1,1	1,1
Масса, кг	295	351	394

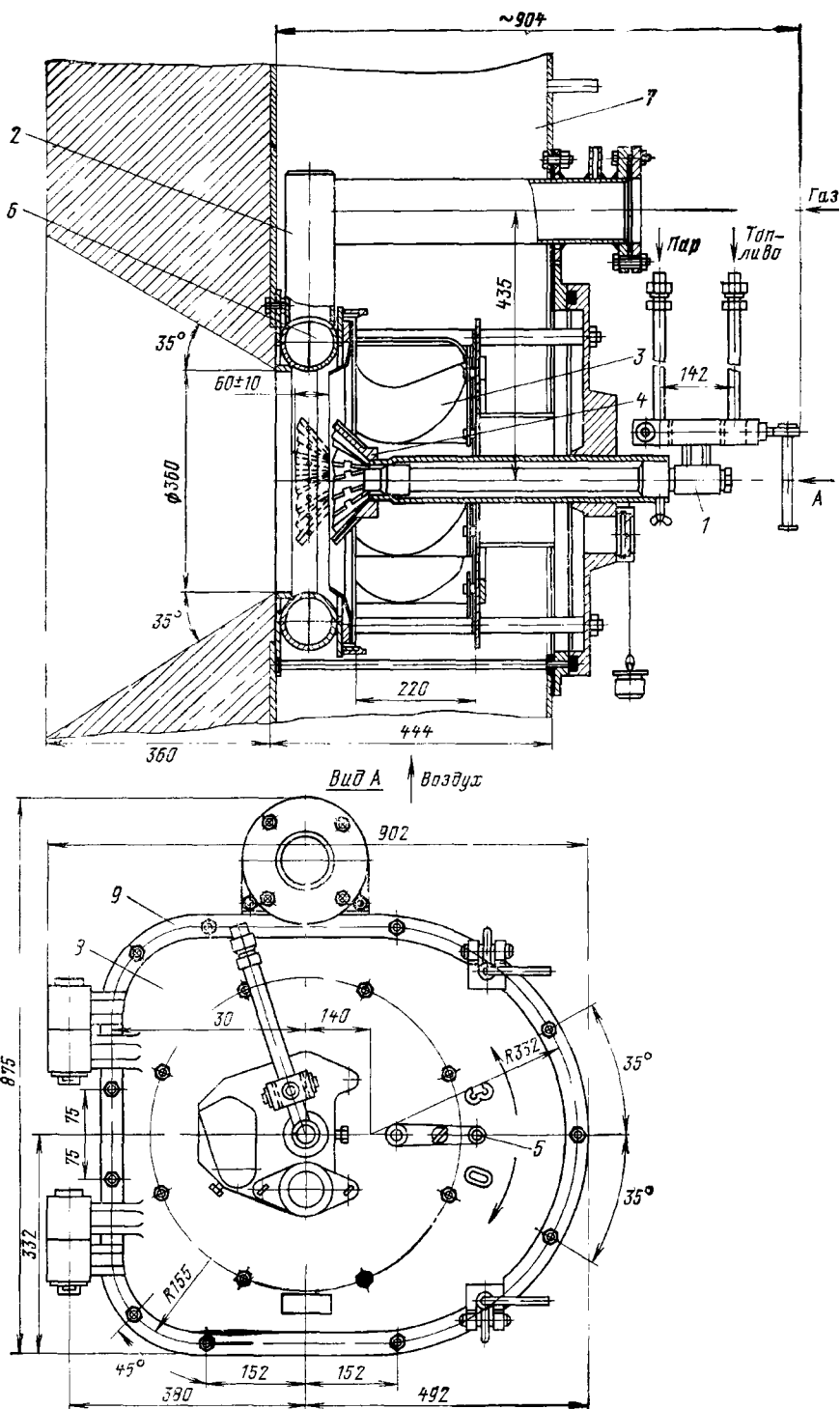


Рис 8-18 Газомазутная горелка ГМГБ-56

1 — форсунка мазутная, 2 — газовая часть; 3 — запорный лопаточный, 4 — стабилизатор пламени, 5 — рычаг поворота лопаток 6 — газовый коллектор 7 — воздушный короб 8 — крышка, 9 — рама

Технические характеристики газомазутных горелок типа ГМП

Наименование	Типоразмер горелки	
	ГМП-10	ГМП-14
Теплопроизводительность номинальная, Гкал/ч	10	14
Расход газа, м³/ч	1194	1845
Расход мазута, кг/ч	1127	1736
Давление газа перед горелкой, кгс/м²	2500	2500
Давление мазута перед горелкой, кгс/см²	20	20
Давление пара на распыливание, кгс/см²	1—5	1—5
Расход воздуха, м³/ч	16 546	29 742
Коэффициент избытка воздуха при работе на мазуте на номинальной нагрузке	1,05	1,05
Аэродинамическое сопротивление горелки по воздуху, кгс/м²	160	171
Диаметр камеры газификации, мм	800	800
Длина камеры газификации, мм	1200	1200
Теплонапряжение сечения камеры сгорания, Гкал/(м²·ч)	10,3	16,05
Теплонапряжение объема камеры сгорания, Гкал/(м³·ч)	8,58	13,4
Диапазон регулирования, %	10—100	10—100

Примечания 1 Горелки ГМП состоят из двух узлов: фронтного устройства (собственно горелки) и камеры предварительной газификации мазута.

2. Аэродинамическое сопротивление горелки по воздуху дано без камеры газификации

состоянии выбрасывается в топочную камеру. Излучение тепла из топки на стенки стакана способствует подогреву, частичному испарению и лучшему распыливанию мазута. В полость распыливающего стакана через четыре воздушных канала подводится часть первичного воздуха. Завихритель первичного воздуха установлен в передней части корпуса форсунки, имеющей окна для прохода воздуха к завихрителю. Газораздающая камера с системой газовыводящих отверстий расположена в устье горелки. Вторичный воздух поступает через воздухонаправляющее устройство горелки, состоящее из воздушного короба, завихрителя и фурмы.

Осевой подвижный завихритель установлен в устье горелки, передний участок его обода при работе на мазуте перекры-

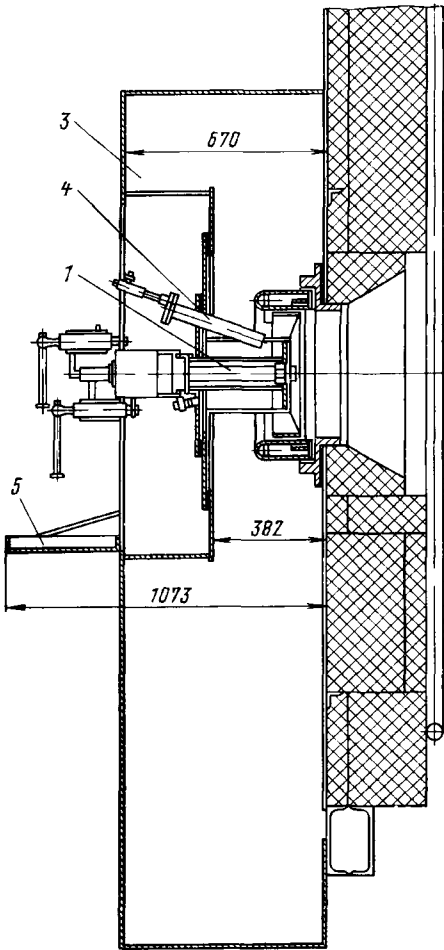


Рис. 8-19. Установка газомазутной горелки ГМ-7.

1 — горелка газомазутная ГМ-7; 2 — патрубок подачи газа (рис. 8-20); 3 — короб воздушный, 4 — запально-защитное устройство ЗЗУ-4; 5 — поддон

РГМГ-10, РГМГ-20, РГМГ-30 теплопроизводительностью 10, 20 и 30 Гкал/ч, что позволяет устанавливать на котлоагрегатах КВ-ГМ-10, КВГМ-20 и КВ-ГМ-30 соответственно по одной горелке. На котлоагрегатах КВ-ГМ-50 устанавливают две горелки РГМГ-20, на котлах КВ-ГМ-100 — три горелки РГМГ-30. Горелки по согласованию с ЦКТИ и БелКЗ могут применяться для паровых и водогрейных котлоагрегатов любого типа. Общий вид ротационной горелки приводится на рис. 8-21, ротационной форсунки для распыливания жидкого топлива — на рис. 8-22.

Топливо под действием центробежных сил вытекает на внутреннюю стенку распыливающего стакана и в распыленном

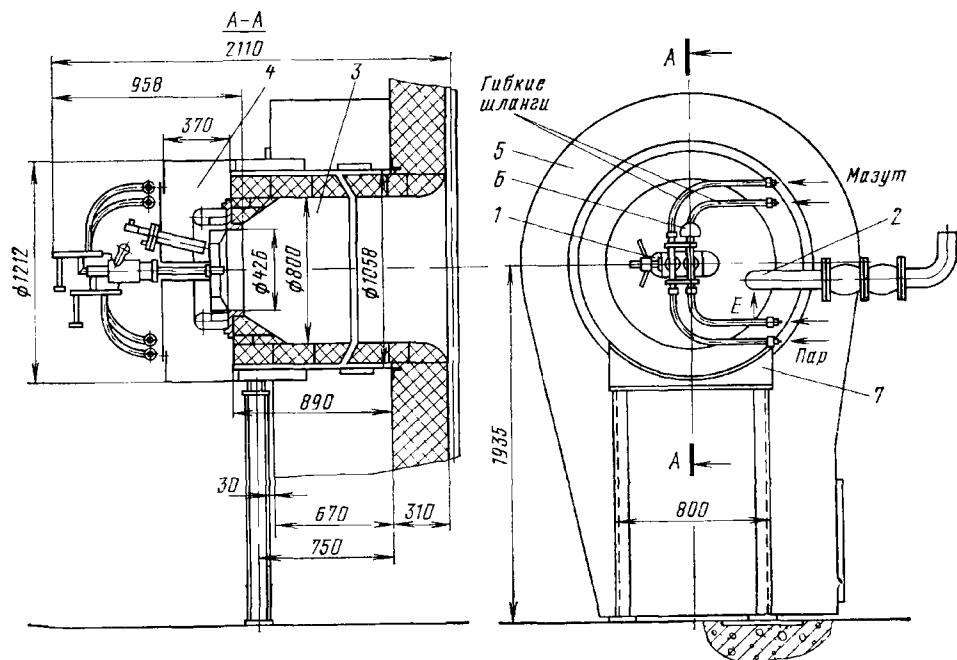


Рис. 8-20. Установка газомазутной горелки ГМП-14.

1 — горелка газомазутная ГМП-14; 2 — патрубок подачи газа; 3 — камера предварительной газификации мазута; 4 — воздушный короб горелки; 5 — воздушный короб котла; 6 — запально-защитное устройство ЗЗУ-4; 7 — опорная конструкция.

ваит газовыдающие отверстия, уменьшая их закоксовывание. Регулирование подачи воздуха осуществляется направляющим аппаратом, установленным на всасе вентилятора вторичного воздуха.

Особенность конструкции горелок РГМГ заключается в подаче первичного и вто-

ричного воздуха отдельными вентиляторами. Первичный воздух (10% общего количества дутьевого воздуха при номинальных нагрузках) подается «форсуночным» высоконапорным вентилятором, всас которого подключается к напорному воздуховоду дутьевого вентилятора — вентилятора вторичного воздуха.

Горелки РГМГ предназначены для раздельного сжигания мазута и природного газа. При переходе с одного вида топлива на другой допускается кратковременное совместное сжигание газа и мазута, для чего горелки снабжаются захлопками. После образования устойчивого пламени на заданном топливе горелки отключаются по второму топливу. При переходе на сжигание газа форсунка выводится из воздушного короба вторичного воздуха, в воздушном коробе устанавливается заглушка. При работе на мазуте давление и расход первичного воздуха регулируются ступенчато. В диапазоне нагрузок от 30 до 100% номинальной параметры первичного воздуха могут оставаться неизменными; на нагрузках ниже 30% во избежание срыва факела давление первичного воздуха снижается до 50% значений, соответствующих полной нагрузке. Технические характеристики горелок типа РГМГ приведены в табл. 8-31.

Преимущества горелок РГМГ: возможность работы при низком давлении топлива;

Таблица 8-30

Горелочные устройства паровых газомазутных котлоагрегатов малой мощности

Тип Котлоагрегата	Горелка			
	Тип	Количество	Теплопроизводительность одной горелки, Гкал/ч	Расположение
ДКВр-6,5-13	ГМГ-4м	2	4,0	Фронтальное одноярусное
ДКВр-10-13	ГМГ-5,5/7	2	5,5—7,0	
ДКВр-20-13	ГМГБ-5,6	2	5,6	
ДЕ-4-14ГМ	ГМ-2,5	1	2,5	Фронтальное
ДЕ-6,5-14ГМ	ГМ-4,5	1	4,5	
ДЕ-10-14ГМ	ГМ-7	1	7,0	
ДЕ-16-14ГМ	ГМП-10	1	10,0	
ДЕ-25-14ГМ	ГМП-14	1	14,0	

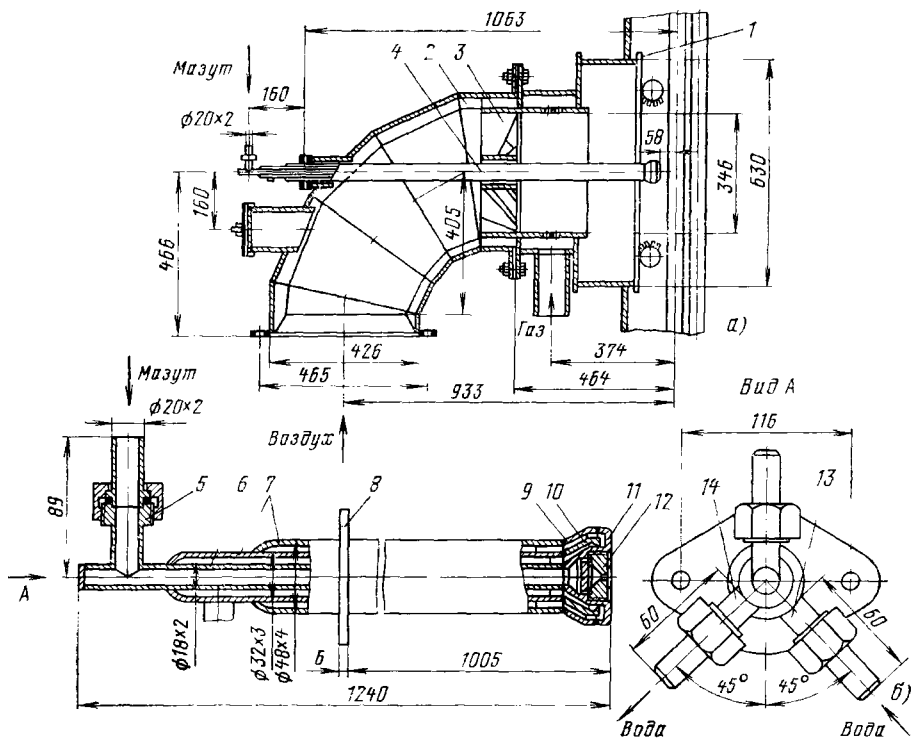


Рис. 8-23. Газомазутная горелка ДКЗ с охлаждаемой мазутной форсункой.

а — горелка в сборе; б — мазутная форсунка с водяным охлаждением, 1 — рама горелки, 2 — короб горелки, 3 — регистр, 4 — мазутная форсунка; 5 — штуцер подачи мазута; 6 — топливоподающая труба, 7 — водяная рубашка, 8 — фланец, 9 — конус наружный, 10 — конус средний; 11 — головка, 12 — завихритель, 13 и 14 — штуцер подвода и отвода воды

Таблица 8 32

Технические характеристики газомазутных горелок ДКЗ к котлоагрегатам типа ПТВМ

Наименование	К котлоагрегатам ПТВМ-30М и ПТВМ-50	К котлоагрегатам ПТВМ-100
Теплопроизводительность номинальная, Гкал/ч	4,2—5,0	6,0
Давление мазута перед форсункой, кгс/см ²	16—40	16—40
Давление газа перед горелкой, мм вод. ст.	700—2500	700—2500
Вязкость мазута перед форсункой, °ВУ	3—6	3—6
Сечение по воздуху, м ²	0,0918	0,0918
Сечение по газу, м ²	0,0019	0,0024
Производительность по газу м ³ /ч	660	900
Производительность по мазуту, кг/ч	620	800
Масса, кг	115	119

отсутствие необходимости в тонких фильтрах, так как форсунка не имеет отверстий малых сечений, пониженные требования к вязкости мазута, соответствующие подогреву до 60—70°С, плавное регулирование давления и расхода топлива и вторичного воздуха в пределах их изменения

Горелки ДКЗ (горелки водогрейных котлоагрегатов неунифицированной серии ПТВМ-30М, ПТВМ-50 и ПТВМ 100 Дорогобужского котельного завода) Горелки вихревые с осевым завихрителем воздуха, однопоточные с периферийной подачей газа и подводом мазута через механические форсунки, установленные по оси горелки В горелках предусмотрено охлаждение форсунок сетевой водой

Технические характеристики горелок ДКЗ к котлоагрегатам ПТВМ приведены в табл 8 32 Общий вид горелки ДКЗ с охлаждаемой мазутной форсункой показан на рис 8-23.

Горелки для паровых котлоагрегатов средней мощности

Газомазутные горелки Белгородского котлостроительного завода — горелки вихревые, двухпоточные с тангенциальными завихрителями воздуха, периферийной подачей газа и механическими мазутными

Технические характеристики газомазутных горелок Белгородского котлостроительного завода

Наименование	Тип горелки						
	БК			Для котлоагрегатов 25—75 т/ч			БГ-35М
	I	II	III	1	2	3	
Расход газа, м³/ч	530—1280			300	750	750	800
Давление газа на входе в горелку, кгс/м²	300—3000			1500—1600		30—40	1500—1600
Скорость газа на выходе из горелки, м/с	~150			—	—	120—140	~160
Давление воздуха на входе в горелку, кгс/м²	100—180			~95	~40	—	40
Скорость воздуха на выходе из горелки, м/с	~25			—	—	20—25	~25
Размеры сечения на входе воздуха в улитку, мм	600×300			—	—	620×230	600×300
Мазутная форсунка:							
тип				Механическая			
производительность, кг/ч	800			250	800	800	800
Давление мазута, кгс/см²	20			20	20	20	20
Габаритные размеры горелки:							
плита, мм	1000×1000			700×700	1000×1000	970×970	1000×1000
длина, мм	1170			—	—	955	~1300
Диаметр обечайки улитки, мм:							
для газа	462	512	562	—	—	—	—
для воздуха	400	450	500	—	—	—	—
Масса (без мазутной форсунки), кг	343,7	349,7	353,9	—	—	—	—

форсунками. Технические характеристики горелок приведены в табл. 8-33.

Диапазон регулирования горелки по воздуху определяется минимально допустимым значением скорости воздуха в режиме амбразуры горелки, составляющим не менее 20 м/с. При установке нескольких горелок диапазон регулирования топочного устройства увеличивается за счет отключения части горелок и соответствующего повышения выходных скоростей воздуха в пережиме амбразур.

Расчет газомазутных топок

Выбор горелок. Горелочные устройства для газомазутных котлоагрегатов принимаются в соответствии с комплектацией заводов-изготовителей. При изменении в проектах котельных вида топлива или производительности котлоагрегатов производятся выбор и поверочный расчет горелочных устройств. Выбираются тип, количество и единичная производительность горелок.

Количество горелок принимается исходя из условий размещения их на стенах топочной камеры и режима работы котлоагре-

гата. Горелки выбираются с учетом возможности форсировки, во всех случаях целесообразно укрупнение их единичной мощности. Типоразмер горелки выбирается исходя из ее производительности, для газомазутных горелок по газу и мазуту отдельно.

Из теплового расчета котлоагрегата принимаются:

часовой расход топлива B_K , кг/ч (м³/ч);
теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива V^0 , м³/кг (м³/м³);
температура горячего воздуха $t_{гв}$, °C;
теплота сгорания топлива $Q_{Рн}$, ккал/кг (ккал/м³).

Необходимая производительность одной горелки по топливу, кг/ч (м³/ч), для принятого на топку количества горелок z определяется как

$$B_{гор} = \frac{B_K}{z}. \quad (8-31)$$

В случаях, когда теплота сгорания топлива $Q_{Рн}$ отличается от значений, принятых в расчетных характеристиках горелочных

устройств ($Q_{\text{пр}}^{\text{га}}$), производится пересчет производительности горелки $B_{\text{гор}}$, кг/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$), на производительность, приведенную к расчетной:

$$(B_{\text{гор}})_{\text{пр}} = \frac{B_{\text{гор}} Q_{\text{пр}}^{\text{га}}}{(Q_{\text{пр}}^{\text{га}})_{\text{р}}} \quad (8-32)$$

По приведенной производительности ($B_{\text{гор}})_{\text{пр}}$ для выбранного типа горелки по соответствующим характеристикам подбирается типоразмер горелки.

Для выбранного типоразмера горелки подсчитывается скорость воздуха, м/с, на выходе из горелки

$$w_{\text{в}} = \frac{B_{\text{гор}} V^0}{3600} \frac{273 + t_{\text{г.г}}}{273} \frac{1}{0,785 D_{\text{а}}^2}, \quad (8-33)$$

где $D_{\text{а}}$ — диаметр амбразуры горелки, м.

Полученное значение $w_{\text{в}}$ сравнивается с допустимыми скоростями (для вихревых горелок 20 м/с), при превышении скорости принятый типоразмер горелки пересматривается.

Определение размеров топочной камеры. Условия определения размеров топочной камеры аналогичны приведенным в § 8-4 для пылеугольных котлоагрегатов. Схемы топочных камер газомазутных котлоагрегатов приведены на рис. 8-24. Границы ак-

тивного топочного объема определяются так же, как для пылеугольных топок, причем границей нижней части топки служит ее под.

Компоновка горелочных устройств на стенах топочной камеры фронтальная или встречная, боковая. Расстояния между осями газомазутных горелок котлоагрегатов производительностью $D \geq 20$ т/ч согласно [57] и ОСТ 24.836.06-74 рекомендуются:

по горизонтали и между ярусами горелок по вертикали — не менее $(2,5-3,0) D_{\text{а}}$;

от оси горелки до боковой стены топки $(3,0-3,5) D_{\text{а}}$; в тех случаях, когда это расстояние составляет менее $3,5 D_{\text{а}}$, оси горелок отклоняются к центру топки на $12-15^\circ$,

от оси нижнего яруса горелок до пода топки — не менее $3 D_{\text{а}}$.

Поверочный расчет. Проектирование топочных камер газомазутных котлоагрегатов осуществляется из условий обеспечения допустимого теплового напряжения топочного объема по условиям горения $q_{\text{в}}$ (табл. 8-34) и теплового напряжения сечения топочной камеры $q_{\text{г}}$, которое при сжигании мазута должно быть не более $8 \cdot 10^6$ ккал/($\text{м}^2 \cdot \text{ч}$) и на ярус горелок $q_{\text{гя}}$ — не более $3 \cdot 10^6$ ккал/($\text{м}^2 \cdot \text{ч}$).

Поверочный расчет газомазутных топок производится в такой же последовательно-

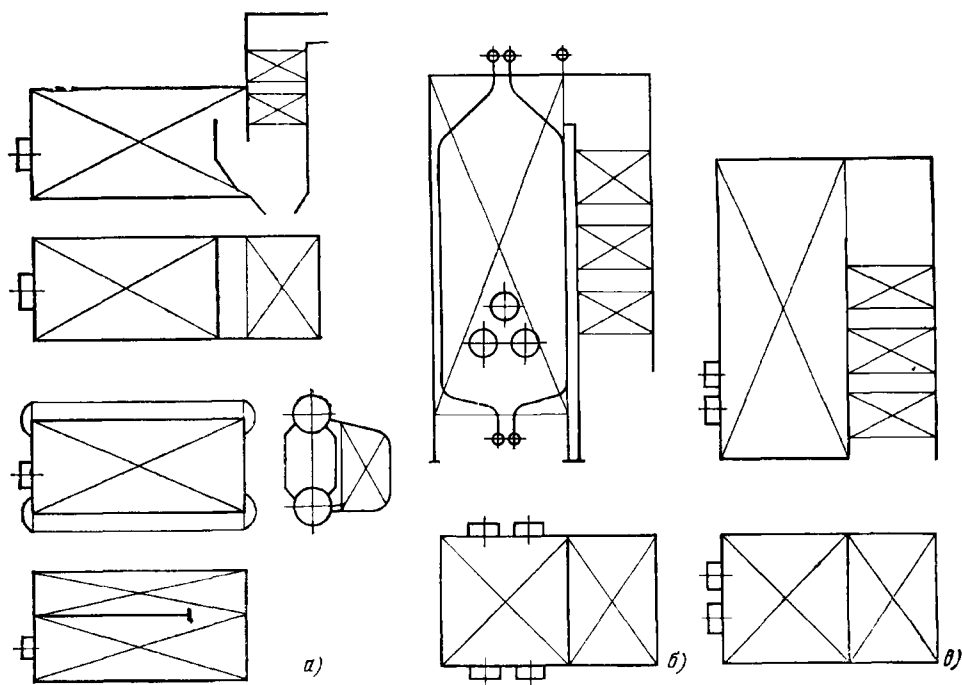


Рис. 8-24. Схемы топочных камер газомазутных котлов.

а — горизонтальная; б — вертикальная призматическая; в — вертикальная прямоугольная.

Расчетные характеристики камерных топок для сжигания горючих газов и мазута

Топливо	Коэффициент избытка возду- ха на выходе из топки α_T	Допустимое тепловое напряжение топочного объема по условиям горения q_v , 10 ³ ккал/ (м ³ ·ч)			Потеря тепла от химического недожога q_3 , %
		Производительность котла агрегатов, т/ч			
		<25	От 25 до 75	>75	
Мазут	1,10	250—400	250—350	250	0,5
Природный и попутный газ	1,10	300—500	300—400	300—400	0,5
Доменный газ	1,10	200	200	200	1,5

Примечания: 1. Для газомазутных котлоагрегатов, длительное время работающих на мазуте, характеристики топок принимаются по мазуту.

2. При автоматическом регулировании подачи топлива и воздуха и присосах в топке не более 0,05 можно принимать величину избытка воздуха на выходе из топки при сжигании мазута $\alpha_T = 1,02 \div 1,03$.

3. Значения потери q_3 даны при нагрузках 100—50% номинальной и сохраняются при $\alpha_T = 1,02 \div 1,03$. Потеря от механического недожога q_4 незначительна и не учитывается.

Таблица 8-35

Характеристики топочных устройств паровых газомазутных котлоагрегатов средней производительности при сжигании мазута

Наименование	Тип котлоагрегата			
	БГМ-35М	ГМ-50-14	ГМ-50-1	БКЗ-75-89ГМА
Номинальная производительность котлоагрегата, т/ч	35/45	50	50	75
Тепловая мощность котлоагрегата, Гкал/ч	22,5/29	29,9	32,2	48,3
Расположение основных горелок в топочной камере	Фронтальное двухъярусное	Встречное боковое, двухъярусное	Встречное боковое, двухъярусное	Фронтальное двухъярусное
Тип горелок	Газомазутные вихревые с тангенциальными закружками воздуха с периферийной подачей газа и форсунками БелКЗ			завихрителями механическими
Количество горелок (всего), шт.	4	4	6	6
Тепловая мощность топки Q_T , Гкал/ч	25,1/32,3	32,9	36,5	53,5
Тепловая мощность одной горелки Q_T , Гкал/ч	6,3/8,0	8,2	6,1	8,95
Объем топочной камеры, м ³	147	133	144	184
Сечение топочной камеры, м ²	18,2	18,7	19,0	30,4
Тепловое напряжение топочного объема q_v , Гкал/(м ³ ·ч)	0,170/0,220	0,246	0,251	0,185
Тепловое напряжение сечения топочной камеры q_F , Гкал/(м ² ·ч)	1,33/1,77	1,75	1,9	1,12
То же на один ярус горелок $q_{FЯ}$, Гкал/(м ² ·ч)	0,68/0,88	0,87	0,95	0,56

Примечание. Для котлоагрегата БГМ-35М в числителе дроби значения показателей при производительности 35 т/ч, в знаменателе — при 45 т/ч.

сти, как и расчет пылеугольных топок (§ 8-4), при следующих особенностях

1. Коэффициент полезного действия газомазутных топок $\eta_t^{бр}$, %, учитывает только составляющие потери q_3 и q_5^T :

$$\eta_t^{бр} = 100 - (q_3 + q_5^T). \quad (8-34)$$

2. Температура газов в конце топки при сжигании мазута и газа зависит от мощности котлоагрегата и теплового напряжения объема топки, принимается на 50—70°C ниже температуры размягчения золы мазута и составляет не более 950—1000°C.

3. При проектировании топочных устройств газомазутных котлоагрегатов основным следует считать расчет топочной камеры при сжигании мазута.

Характеристики топочных устройств газомазутных паровых котлоагрегатов средней мощности приведены в табл. 8-35.

Работа мазутных топок на малых избытках воздуха

Для предупреждения возникновения низкотемпературной коррозии, повышения экономичности работы котлоагрегатов и ограничения золовых отложений при сжигании высокосернистых мазутов в соответствии с рекомендациями ВТИ и ОРГРЭС [42] в проектах котельных следует по согласованию с заводами-изготовителями предусматривать перевод котлов на работу с малыми избытками воздуха, $\alpha_T = 1,02 \pm 1,03$

Сжигание мазута с малыми избытками воздуха может быть принято для котлоагрегатов, работающих в базовом режиме и оборудованных надежной автоматикой горения. Мазут должен подаваться строго по ГОСТ 10585-75. Допускается использование мазута с влажностью до 5% при интенсивном перемешивании мазута с водой в баках мазутного хозяйства путем рециркуляции.

К механическим форсункам мазут должен подаваться вязкостью, не превышающей 3°ВУ, профильтрованным через сетку 0,5×0,5 мм (при производительности форсунок свыше 1000 кг/ч через сетку 1×1 мм). Подогреватели мазута следует выбирать с резервом, обеспечивающим возможность поддержания требуемой температуры мазута перед форсунками при всех режимах работы котельной, в том числе и

при максимальной нагрузке. Давление мазута в мазутопроводе при механических форсунках должно быть 35 кгс/см², допускается снижение до 20 кгс/см². Для устранения пульсации в мазутопроводах не должна допускаться подача мазута к форсункам винтовыми насосами

Топочная камера должна быть максимально уплотнена, присосы воздуха $\Delta\alpha_T$ при полной нагрузке котла — не выше 0,05. Присосы воздуха по газовому тракту котлоагрегата должны соответствовать нормативным значениям.

Следует обеспечивать возможность отрегулирования в процессе наладки подачи воздуха к каждой горелке и контроля расхода воздуха и топлива в процессе работы, предусматривая индивидуальный подвод воздуха к горелкам. Для индивидуального отключения подачи воздуха на горелки рекомендуется двухлопастный поворотный шибер. Давление воздуха перед горелками при номинальной производительности котлоагрегата должно быть не менее 125 мм вод. ст., скорость воздуха в горелочной горелке — не менее 30—40 м/с.

Работы по переводу котлоагрегатов на сжигание мазута при малых избытках воздуха проводились Харьковским филиалом ЦКБэнерго [52], при этом были сделаны следующие выводы

1. В топках котлоагрегатов с горелками единичной производительностью 2—10 т/ч (по мазуту) при давлении воздуха перед горелками 90—130 мм вод. ст. удастся без коренных переделок горелок осуществлять сжигание высокосернистого мазута при $\alpha_T = 1,02 \pm 1,03$ и суммарных потерях $q_3 + q_4$ не более 0,4—0,5%.

2. Рекомендательный топочный режим снижает интенсивность низкотемпературной коррозии примерно в 3—5 раз при уменьшении интенсивности загрязнения конвективных поверхностей нагрева.

3. Снижение высокотемпературной (вандиевой) коррозии при переходе на сжигание мазута с $\alpha_T = 1,02 \pm 1,03$ не обнаружено.

4. Переход на работу с малыми избытками воздуха повышает к п. д. котлоагрегата на 1—2% и снижает на 10—15% удельные расходы электроэнергии на тягу и дутье

5. Серийные контрольно-измерительные приборы и регулирующие устройства обеспечивают заданный топочный режим в базовом режиме работы котлоагрегата как при автоматическом, так и при ручном дистанционном регулировании

Раздел девятый

КОТЛОАГРЕГАТЫ

9-1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ. ТИПОРАЗМЕРЫ И ПАРАМЕТРЫ КОТЛОАГРЕГАТОВ

Основные определения

Паровой котлоагрегат предназначен для выработки пара и представляет собой систему газозвдушного и пароводяного трактов, которые включают в себя топку, поверхности нагрева (экономайзерные, испарительные, пароперегревательные и воздухоподогревательные) и следующие элементы и узлы: каркас, обмуровку, гарнитуру, трубопроводы в пределах котлоагрегата с запорной и регулирующей арматурой, лестницы и площадки. Кроме того, к паровому котлоагрегату относятся вспомогательные устройства и механизмы: дутьевая и дымососная установки с газозвдухопроводами; углеразмольные мельницы с пылепроводами, элементы топливopодачи в пределах котлоагрегата, шлако-

удаляющие и золоулавливающие устройства и система автоматического регулирования.

Водогрейный котлоагрегат предназначен для выработки высокотемпературной воды и представляет собой систему газозвдушного и водяного трактов, которые включают в себя топку, водонагревательные поверхности нагрева и воздухоподогреватель и следующие элементы и узлы: каркас, обмуровку, гарнитуру, трубопроводы в пределах котлоагрегата с запорной и регулирующей арматурой, лестницы и площадки. К водогрейному котлоагрегату относятся те же вспомогательные устройства и механизмы, что и к паровому котлоагрегату.

Котлоагрегат с уравновешенной тягой — котлоагрегат, в котором воздушный тракт на участке вентилятора — топка находится под давлением выше атмосферного, газовый тракт — топка и все газоходы котлоагрегата — под разрежением.

Котлоагрегат под наддувом — котлоагрегат, в котором в топке

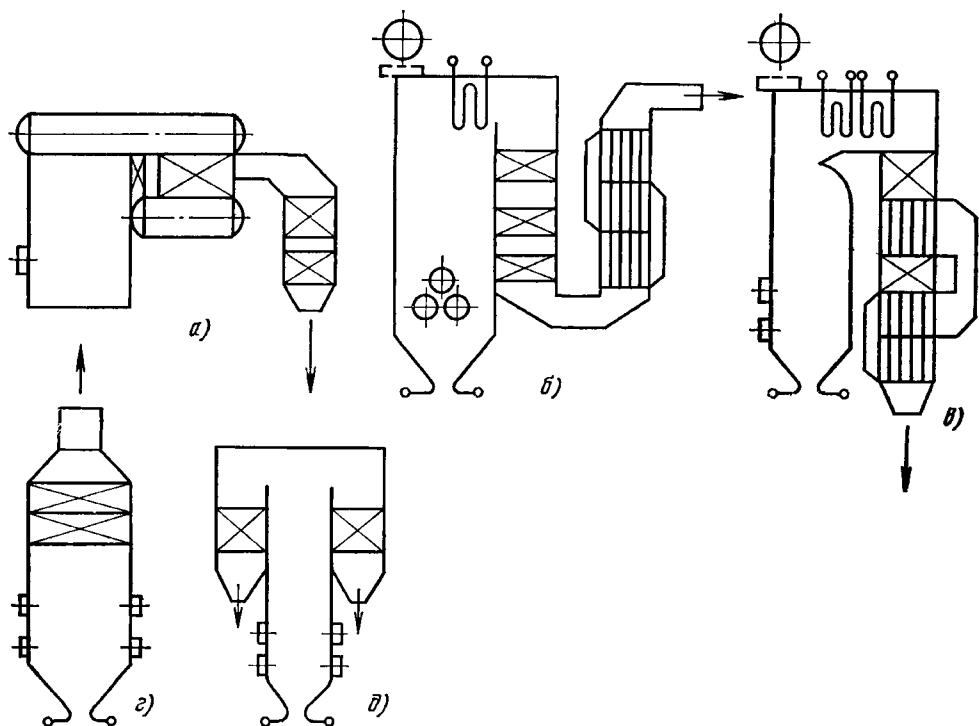


Рис. 9-1. Схемы компоновок котлоагрегатов

а — горизонтальная; б — П-образная сомкнутая; в — П-образная разомкнутая; г — башенная; д — Т-образная

и газоходах котла с помощью дутьевого вентилятора создается избыточное давление.

Компоновка котлоагрегата — взаимное расположение топки и конвективных газоходов, определяющее направление движения в них продуктов сгорания. Схемы компоновок котлоагрегатов изображены на рис. 9-1.

Горизонтальная компоновка котлоагрегата — движение газов горизонтальное поперечное с несколькими поворотами. Горизонтальная комбинированная — топочная камера с горизонтальным движением газов, примыкающая подъемная конвективная шахта — вертикальная.

П-образная компоновка котлоагрегата: разомкнутая — два вертикальных газохода (подъемный — топочная камера, опускной — конвективная шахта) и соединяющий их горизонтальный газоход; сомкнутая — с размещением конвективной шахты непосредственно за топочной камерой, отделенной плотным экраном.

Башенная компоновка котлоагрегата — топочная камера и конвективный газоход образуют единую шахту с подъемным движением газов.

Производительность (мощность) парового котлоагрегата — количество пара, вырабатываемое котлоагрегатом в единицу времени.

Номинальная производительность парового котлоагрегата — наибольшая производительность, которую котлоагрегат должен обеспечивать в длительной эксплуатации при сжигании основного топлива при номинальных параметрах пара и питательной воды с допустимым отклонением этих величин по ГОСТ 3619-76.

Минимальная производительность — наименьшая нагрузка, при которой котлоагрегат может длительно работать без нарушения циркуляции и процесса горения. Минимальная нагрузка барабанного котлоагрегата: по условиям надежности циркуляции 55—65% номинальной, по условиям горения 55—60% без подсветки — для угольных котлоагрегатов, для газомазутных нет ограничений.

Теплопроизводительность (мощность) водогрейного котлоагрегата — количество тепла, переданное воде в единицу времени (Гкал/ч).

Номинальная теплопроизводительность водогрейного котлоагрегата — наибольшая теплопроизводительность, которую котлоагрегат должен обеспечить при сжигании основного топлива и номинальных параметрах воды с учетом допустимых отклонений по ГОСТ 21563-76.

Номинальное давление пара — принятое при проектировании котлоагрегата абсолютное давление пара

Т а б л и ц а 9-1

Номинальные значения основных параметров паровых котлоагрегатов

Типоразмер	Производительность, т/ч	Абсолютное давление пара, кгс/см ²	Состояние или температура пара, °С	Температура питательной воды, °С
Е-4-14 Е-6,5-14 Е-10-14 Е-16-14 Е-25-14 Е-35-14	4 6,5 10 16 25 35	14	Насыщенный или перегретый, 225	100
Е-50-14 Е-75-14 Е-100-14	50 75 100		225	
Е-10-24 Е-25-24 Е-35-24	10 25 35	24	Насыщенный или перегретый, 250	100
Е-50-24 Е-100-24 Е-160-24	50 100 160		250	
(Е-10-40) (Е-16-40) Е-25-40 Е-35-40 Е-50-40 Е-75-40	10 16 25 35 50 75	40	440	145

Примечания: 1. Допускается изготовление котлоагрегатов давлением пара 14 и 24 кгс/см² с топками для сжигания мазута и других сернистых топлив с температурой питательной воды 145°С, а также котлоагрегатов давлением пара 40 кгс/см² при сжигании малосернистых топлив с температурой питательной воды 100°С.

2. Изготовление котлоагрегатов, типоразмеры которых заключены в скобки, допускается только при наличии технико-экономического обоснования.

3. Обозначения типоразмеров относятся к котлоагрегатам с открытыми камерными топками для сжигания твердых топлив при твердом шлакоудалении. Для обозначения типоразмеров котлоагрегатов с другими топками для сжигания других топлив к указанным обозначениям добавляются индексы: Ж — топка с жидким шлакоудалением, В — вихревая, Ц — циклонная, Р — слоевая топка (решетка), Г — газ, М — мазут. При работе котлоагрегата под наддувом добавляется индекс Н.

непосредственно за паросборной камерой пароперегревателя, а при отсутствии его — непосредственно перед паропроводом к потребителю пара при номинальной производительности котлоагрегата.

Номинальная температура пара — температура пара, которая должна обеспечиваться непосредственно за па-

роперегревателем, при номинальных значениях основных параметров с допускаемыми отклонениями по ГОСТ 3619-76.

Номинальная температура питательной воды — принятая при проектировании котлоагрегата для его номинальной паропроизводительности температура воды перед входом в экономайзер или другой относящийся к котлоагрегату подогреватель питательной воды (до отвода на пароохладитель) или при отсутствии их в барабан котлоагрегата.

Типоразмеры и параметры котлоагрегатов

В котельных установках систем централизованного теплоснабжения применяются паровые котлоагрегаты с естественной циркуляцией, с перегревом или без перегрева пара и водогрейные прямоточные котлоагрегаты с принудительной однократной циркуляцией.

Основные параметры паровых котлоагрегатов установлены ГОСТ 3619-76 «Котлы паровые стационарные. Типы, основные параметры» (табл. 9-1).

При проектировании необходимо учитывать следующие положения ГОСТ.

Номинальные значения производительности котлоагрегата и температуры пара, определенные ГОСТ, обеспечиваются при сжигании топлива, принятого при проектировании в качестве основного. Производительность и температура пара для других

видов топлива устанавливаются по согласованию с заводом-изготовителем. Для унифицированных серийно выпускаемых котлоагрегатов неблочных установок при изменении производительности в пределах 10% номинальной такое согласование не требуется.

На основе конструкций котлоагрегатов стандартных типоразмеров по согласованию с заводом-изготовителем при наличии технико-экономического обоснования допускается изготовление: котлоагрегатов с давлением пара 14 кгс/см² и температурой 250, 300 или 350°C, а также с давлением пара 24 кгс/см² и температурой 300, 350 или 380°C; котлоагрегатов с давлением пара 40 кгс/см² и температурой 300°C или без пароперегревателя.

Котлоагрегаты с давлением пара 40 кгс/см², за исключением работающих на высокосернистом топливе с приведенным содержанием серы $S_p^* \geq 0,2 \cdot 10^{-3} \% \times$ Хкг/ккал, должны допускать работу при температуре питательной воды не ниже 100°C. Возможность сохранения теплопроизводительности барабанных котлоагрегатов, соответствующей их номинальной производительности, должна устанавливаться по согласованию с заводом-изготовителем.

Основные параметры котлоагрегатов должны обеспечиваться при показателях

Таблица 9-2

Номинальные значения основных параметров водогрейных котлоагрегатов

Теплопроизводительность, Гкал/ч	Разность температур воды на выходе и вхо- де в котлоагрегат, °С		Температу- ра воды на выходе из котлоагре- гата, °С, не менее	Давление воды на выходе из котлоагрегата (избыточ- ное), кгс/см²				
	Режим			Номиналь- ное	Наиболь- шее	Наименьшее при температуре воды, °С		
	Основной	Пиковый				150	180	200
4 6,5 10 15 20 30	80	—	150	24	25	7,5	15,5	23,6
50 100 180	80*	40*	150	24	25	7,5	15,5	23,6

* Для котлоагрегатов теплопроизводительностью 50 Гкал/ч и выше при температуре воды на выходе 180 и 200°C разность температур при номинальной теплопроизводительности составляет соответственно 110 и 130°C для основного режима, 70 и 90°C для пикового.

Примечания: 1. Номинальные значения теплопроизводительности котлоагрегатов, указанные в таблице, должны обеспечиваться при сжигании основного топлива, принятого при их проектировании. Теплопроизводительность котлоагрегатов при сжигании других топлив должна устанавливаться заводом-изготовителем.

2. Отклонения от номинальных значений температуры воды на выходе из котлоагрегата — не более 2°C.

качества питательной воды для котлоагрегатов с давлением пара до 40 кгс/см² по ГОСТ 20995-75, а для котлоагрегатов с давлением выше 40 кгс/см² — по нормативно-технической документации на конкретное изделие.

При установившихся режимах предельные отклонения температуры пара от номинальной не должны превышать значенный, °С:

Температура пара	225 и 250	440
Предельные отклонения	+25 —15	+10 —15

Номинальная производительность и температура пара с учетом допускаемых отклонений обеспечиваются при отклонении температуры питательной воды в пределах 10°С номинальной и при нормативной величине непрерывной продувки.

Основные параметры водогрейных котлоагрегатов, установленные ГОСТ 21563-76 «Котлы водогрейные. Основные параметры», приведены в табл. 9-2. Стандарт распространяется на стационарные прямоточные водогрейные котлоагрегаты с принудительной однократной циркуляцией теплопроизводительностью от 4 до 180 Гкал/ч и температурой воды на выходе из котлоагрегата от 150 до 200°С, предназначенные для работы в основном или пиковом режимах.

Допустимый минимальный расход воды через котлоагрегат определяется в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» и должен обеспечить недогрев воды до кипения на выходе из котлоагрегата при максимальной нагрузке и рабочем давлении в выходном коллекторе не менее 20°С.

Паровые котлоагрегаты по производительности и давлению пара условно объединяются в следующие группы:

по производительности: до 25 т/ч — малой, от 35 до 75 т/ч — средней, 100 и 160 т/ч — большой производительности;

по давлению пара: с давлением пара 14 и 24 кгс/см² — низкого, 40 кгс/см² — среднего давления.

В настоящее время освоен серийный выпуск котлоагрегатов низкого и среднего давления производительностью до 75 т/ч. В связи с тенденцией к увеличению тепловой мощности котельных эта производительность не отвечает развитию систем централизованного теплоснабжения. Для оборудования крупных котельных намечается выпуск паровых котлоагрегатов низкого и среднего давления производительностью 100 и 160 т/ч.

Водогрейные котлоагрегаты подразделяются по теплопроизводительности: до 10 Гкал/ч — котлоагрегаты малой производительности, 20 и 30 Гкал/ч — средней, 50, 100 и 180 Гкал/ч — большой.

9-2. КОТЛОАГРЕГАТЫ ПАРОВЫЕ МАЛОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

К котлоагрегатам малой производительности относятся котлоагрегаты ДКВр, КЕ, ДЕ и Е-ГМН — паровые двухбарабанные вертикально-водотрубные с естественной циркуляцией, низкого и среднего давления, не энергетического назначения, изготавливаются Бийским котельным заводом.

Котлоагрегаты ДКВр

Типоразмеры котлоагрегатов ДКВр приведены в табл. 9-3. Вся серия котлоагрегатов ДКВр на давление пара 14 и 24 кгс/см² имеет общую конструктивную схему — экранированную топочную камеру, продольное размещение барабанов и разлитый котельный пучок с коридорным расположением кипящих труб. Котлоагрегаты разной производительности отличаются по длине и ширине. Движение газов в котлоагрегатах — горизонтальное поперечное с несколькими поворотами, за исключением котлоагрегатов ДКВр-20, в которых применена пролетная схема движения газов. Схема испарения одноступенчатая с внутрибарабанными сепарационными устройствами; у ДКВр-10-39 и ДКВр-20 — двухступенчатая (первая ступень испарения — внутрибарабанные сепарационные устройства, вторая — выносные циклоны) с питанием контуров испарения второй ступени из нижнего барабана. Котлоагрегаты ДКВр могут работать на всех видах твердого топлива, включая фрезерный торф и древесные отходы, а также на жидком и газообразном топливе.

Котлоагрегаты ДКВр выполняются в тяжелой обмуровке или в облегченной со стальной обшивкой, позволяющей применять полукотельную установку.

Технические характеристики котлоагрегатов ДКВр и их конструктивное описание помещены в [25, 33]. В табл. 9-4 приведены габаритные размеры котлоагрегатов ДКВр.

В процессе эксплуатации котлоагрегатов ДКВр была выявлена их устойчивая работа с производительностью, превышающей номинальные значения, в зависимости от температуры питательной воды, наличия или отсутствия пароперегревателя и хвостовых поверхностей нагрева, вида и качества сжигаемого топлива. Возможность повышения производительности котлоагрегатов должна учитываться в проектах реконструкции котельных.

Теплопроизводительность собственно котлоагрегатов остается примерно постоянной при сжигании твердых топлив с характеристиками, близкими к расчетным.

Значительное повышение производительности достигается при сжигании мазу-

поперегревателем, при номинальных значениях основных параметров с допускаемыми отклонениями по ГОСТ 3619-76.

Номинальная температура питательной воды — принятая при проектировании котлоагрегата для его номинальной паропроизводительности температура воды перед входом в экономайзер или другой относящийся к котлоагрегату подогреватель питательной воды (до отвода на пароохладитель) или при отсутствии их в барабан котлоагрегата.

Типоразмеры и параметры котлоагрегатов

В котельных установках систем централизованного теплоснабжения применяются паровые котлоагрегаты с естественной циркуляцией, с перегревом или без перегрева пара и водогрейные прямоточные котлоагрегаты с принудительной однократной циркуляцией.

Основные параметры паровых котлоагрегатов установлены ГОСТ 3619-76 «Котлы паровые стационарные. Типы, основные параметры» (табл. 9-1).

При проектировании необходимо учитывать следующие положения ГОСТ.

Номинальные значения производительности котлоагрегата и температуры пара, определенные ГОСТ, обеспечиваются при сжигании топлива, принятого при проектировании в качестве основного. Производительность и температура пара для других

видов топлива устанавливаются по согласованию с заводом-изготовителем. Для унифицированных серийно выпускаемых котлоагрегатов неблочных установок при изменении производительности в пределах 10% номинальной такое согласование не требуется.

На основе конструкций котлоагрегатов стандартных типоразмеров по согласованию с заводом-изготовителем при наличии технико-экономического обоснования допускается изготовление: котлоагрегатов с давлением пара 14 кгс/см² и температурой 250, 300 или 350°С, а также с давлением пара 24 кгс/см² и температурой 300, 350 или 380°С; котлоагрегатов с давлением пара 40 кгс/см² и температурой 300°С или без пароперегревателя.

Котлоагрегаты с давлением пара 40 кгс/см², за исключением работающих на высокосернистом топливе с приведенным содержанием серы $S_p^p \geq 0,2 \cdot 10^{-3} \% \times$ $\times$ кг/ккал, должны допускать работу при температуре питательной воды не ниже 100°С. Возможность сохранения теплопроизводительности барабанных котлоагрегатов, соответствующей их номинальной производительности, должна устанавливаться по согласованию с заводом-изготовителем.

Основные параметры котлоагрегатов должны обеспечиваться при показателях

Таблица 9-2

Номинальные значения основных параметров водогрейных котлоагрегатов

Теплопроизводительность, Гкал/ч	Разность температур воды на выходе и входе в котлоагрегат, °С		Температура воды на выходе из котлоагрегата, °С, не менее	Давление воды на выходе из котлоагрегата (избыточное). кгс/см²				
	Режим			Номинальное	Наибольшее	Наименьшее при температуре воды, °С		
	Основной	Пиковый				150	180	200
4 6,5 10 15 20 30	80	—	150	24	25	7,5	15,5	23,6
50 100 180	80*	40*	150	24	25	7,5	15,5	23,6

* Для котлоагрегатов теплопроизводительностью 50 Гкал/ч и выше при температуре воды на выходе 180 и 200°С разность температур при номинальной теплопроизводительности составляет соответственно 110 и 130°С для основного режима, 70 и 90°С для пикового.

Примечания: 1. Номинальные значения теплопроизводительности котлоагрегатов, указанные в таблице, должны обеспечиваться при сжигании основного топлива, принятого при их проектировании. Теплопроизводительность котлоагрегатов при сжигании других топлив должна устанавливаться заводом-изготовителем.

2. Отклонения от номинальных значений температуры воды на выходе из котлоагрегата — не более 2°С.

качества питательной воды для котлоагрегатов с давлением пара до 40 кгс/см² по ГОСТ 20995-75, а для котлоагрегатов с давлением выше 40 кгс/см² — по нормативно-технической документации на конкретное изделие.

При установившихся режимах предельные отклонения температуры пара от номинальной не должны превышать значений, °С:

Температура пара	225 и 250	440
Предельные отклонения	+25 —15	+10 —15

Номинальная производительность и температура пара с учетом допускаемых отклонений обеспечиваются при отклонении температуры питательной воды в пределах 10°С номинальной и при нормативной величине непрерывной продувки.

Основные параметры водогрейных котлоагрегатов, установленные ГОСТ 21563-76 «Котлы водогрейные. Основные параметры», приведены в табл. 9-2. Стандарт распространяется на стационарные прямоточные водогрейные котлоагрегаты с принудительной однократной циркуляцией теплопроизводительностью от 4 до 180 Гкал/ч и температурой воды на выходе из котлоагрегата от 150 до 200°С, предназначенные для работы в основном или пиковом режимах.

Допустимый минимальный расход воды через котлоагрегат определяется в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» и должен обеспечить недогрев воды до кипения на выходе из котлоагрегата при максимальной нагрузке и рабочем давлении в выходном коллекторе не менее 20°С.

Паровые котлоагрегаты по производительности и давлению пара условно объединяются в следующие группы:

по производительности: до 25 т/ч — малой, от 35 до 75 т/ч — средней, 100 и 160 т/ч — большой производительности;

по давлению пара: с давлением пара 14 и 24 кгс/см² — низкого, 40 кгс/см² — среднего давления.

В настоящее время освоен серийный выпуск котлоагрегатов низкого и среднего давления производительностью до 75 т/ч. В связи с тенденцией к увеличению тепловой мощности котельных эта производительность не отвечает развитию систем централизованного теплоснабжения. Для оборудования крупных котельных намечается выпуск паровых котлоагрегатов низкого и среднего давления производительностью 100 и 160 т/ч.

Водогрейные котлоагрегаты подразделяются по теплопроизводительности: до 10 Гкал/ч — котлоагрегаты малой производительности, 20 и 30 Гкал/ч — средней, 50, 100 и 180 Гкал/ч — большой.

9-2. КОТЛОАГРЕГАТЫ ПАРОВЫЕ МАЛОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

К котлоагрегатам малой производительности относятся котлоагрегаты ДКВр, КЕ, ДЕ и Е-ГМН — паровые двухбарабанные вертикально-водотрубные с естественной циркуляцией, низкого и среднего давления, не энергетического назначения, изготавливаются Бийским котельным заводом.

Котлоагрегаты ДКВр

Типоразмеры котлоагрегатов ДКВр приведены в табл. 9-3. Вся серия котлоагрегатов ДКВр на давление пара 14 и 24 кгс/см² имеет общую конструктивную схему — экранированную топочную камеру, продольное размещение барабанов и разбитый котельный пучок с коридорным расположением кипятильных труб. Котлоагрегаты разной производительности отличаются по длине и ширине. Движение газов в котлоагрегатах — горизонтальное поперечное с несколькими поворотами, за исключением котлоагрегатов ДКВр-20, в которых применена пролетная схема движения газов. Схема испарения одноступенчатая с внутрибарабанными сепарационными устройствами; у ДКВр-10-39 и ДКВр-20 — двухступенчатая (первая ступень испарения — внутрибарабанные сепарационные устройства, вторая — выносные циклоны) с питанием контуров испарения второй ступени из нижнего барабана. Котлоагрегаты ДКВр могут работать на всех видах твердого топлива, включая фрезерный торф и древесные отходы, а также на жидком и газообразном топливе.

Котлоагрегаты ДКВр выполняются в тяжелой обмуровке или в облегченной со стальной обшивкой, позволяющей применять полукрытую установку.

Технические характеристики котлоагрегатов ДКВр и их конструктивное описание помещены в [25, 33]. В табл. 9-4 приведены габаритные размеры котлоагрегатов ДКВр.

В процессе эксплуатации котлоагрегатов ДКВр была выявлена их устойчивая работа с производительностью, превышающей номинальные значения, в зависимости от температуры питательной воды, наличия или отсутствия пароперегревателя и хвостовых поверхностей нагрева, вида и качества сжигаемого топлива. Возможность повышения производительности котлоагрегатов должна учитываться в проектах реконструкции котельных.

Теплопроизводительность собственно котлоагрегатов остается примерно постоянной при сжигании твердых топлив с характеристиками, близкими к расчетным.

Значительное повышение производительности достигается при сжигании мазу-

Типоразмеры котлоагрегатов ДКВр

Номинальная производитель- ность, т/ч	Избыточное давление пара, кгс/см²				
	13		23		39
	Пар				
	Насыщенный	Перегретый	Насыщенный	Перегретый	Перегретый
2,5	ДКВр 2,5-13 *	—	—	—	—
4	ДКВр 4-13 *	ДКВр 4-13-225; ДКВр 4-13-250 *	—	—	—
6,5	ДКВр 6,5-13 *	ДКВр 6,5-13-225; ДКВр 6,5-13-250 *	ДКВр 6,5-23 *	ДКВр 6,5-23-250	—
10	ДКВр 10-13 *	ДКВр 10-13-225; ДКВр 10-13-250 *	ДКВр 10-23 *	ДКВр 10-23-250; ДКВр 10-23-370 *	ДКВр 10-39-440
20	ДКВр 20-13	ДКВр 20-13-225	ДКВр 20-23	ДКВр 20-23-250	—

* Котлоагрегаты входят в номенклатуру Бийского котельного завода как серийное изделие.

Примечания: 1. Котлоагрегаты ДКВр 2,5; 4; 6,5 и 10 предусмотрены техническими условиями ТУ 24-3-10. 79-73.

2. Котлоагрегаты ДКВр 20 предусмотрены техническими условиями ТУ 24-3-170-70.

3. На котлоагрегат ДКВр 10-39-440 технические условия не распространяются, он выпускается в необходимых технически обоснованных случаях.

Таблица 9-4

Габаритные размеры котлоагрегатов ДКВр

Наименование показателей	Тип котлоагрегата по заводской маркировке					
	ДКВр- -6,5-13	ДКВр- -6,5-13-250	ДКВр-10-13	ДКВр- 10-13-250	ДКВр-20-13	ДКВр-20-13-250
Габаритные размеры, мм:						
длина:						
в тяжелой обмуровке	6520	6520	6860	6860	—	—
в облегченной обмуровке *	6427	6427	—	—	9775 8950	9775 8950
ширина:						
в тяжелой обмуровке	3830	3830	3830	3830	—	—
в облегченной обмуровке	3110	3110	—	—	3215	3215
высота котлоагрегата до оси верхнего барабана	3750	3750	5715	5715	7060	7060
Масса (без обмуровки и то- почных устройств), кг	11 800	12 000	15 400	16 700	25 820**	26 000**

* Числитель дроби — длина котлоагрегата (без предтопка) с газомазутной топкой и топками ПМЗ-ЧЦР и ПМЗ-ЛЦР, знаменатель — длина котлоагрегата с топкой ЧЦР.

** Включая массу металлической обшивки и металлических частей облегченной обмуровки.

та и газа — до 40—50% номинальной, что объясняется меньшими объемами продуктов сгорания и меньшими коэффициентами избытка воздуха, необходимого для полного сгорания этих топлив. Сравнение объемов продуктов сгорания твердых топлив, газа и мазута — в табл. 9-5.

Рекомендации ЦКТИ и Бийского котельного завода по работе котлоагрегатов ДКВр при параметрах, отличных от номи-

нальных, даны в [33], пределы повышения производительности котлоагрегатов ДКВр — в табл. 9-6. Максимальная производительность котлоагрегатов ДКВр при наличии хвостовых поверхностей нагрева и температуре питательной воды 100°C, рекомендуемая для проектирования котельных, приведена в табл. 9-7.

Минимальная производительность котлоагрегатов ДКВр при давлении

Таблица 9-5

Сравнительные объемы продуктов сгорания различных топлив

Топливо	Коэффициент избытка воздуха α_r	Объем продуктов сгорания на 1 кг топлива V_r , м ³ /кг	Теплота сгорания $Q_{нr}$, ккал/кг	Приведенные объемы продуктов сгорания $V_{пр}$	
				м ³ /10 ³ ккал	% к мазуту
Донецкий уголь Г	1,3*	9,0	5900	1,53	113
Харанорский уголь Б	1,4*	5,55	2920	1,9	141
Мазут	1,15	12,47	9218	1,35	100
Газ	1,15	12,08	8489	1,43	106

* Для механических топок.

Таблица 9-6

Пределы повышения производительности котлоагрегатов ДКВр

Наличие пароперегревателя	Наличие хвостовых поверхностей нагрева	Производительность котлоагрегатов ДКВр, % номинальной	
		Топливо	
		Печорский каменный и челябинский бурый угли	Жидкое и газообразное
Есть	Нет	100	130
	Есть	110	140
Нет	Нет	105	135
	Есть	115	150

Примечания. 1. Температура питательной воды 100°C

2. При установке только теплофикационных экономайзеров производительность принимается как для котлоагрегатов без хвостовых поверхностей нагрева.

3. При сжигании твердого топлива может быть допущено кратковременное увеличение производительности котлоагрегатов на 20—30% по сравнению со значениями, указанными в таблице.

13 кгс/см² определяется возможностью работы топочного устройства на пониженных нагрузках, работа котлоагрегатов с нагрузкой менее 20% номинальной не рекомендуется. При работе с давлением ниже 13 кгс/см² производительность котлоагрегатов по условиям надежности циркуляции не должна превышать определенных значений, особенно для котлоагрегатов с выносными циклонами. Допускаемые давления в зависимости от производительности котлоагрегатов приведены на рис. 9-2.

Таблица 9-7

Максимальная производительность котлоагрегатов ДКВр

Тип котлоагрегата	Номинальная производительность, т/ч	Максимальная производительность, т/ч	
		Топливо	
		Твердое	Жидкое и газообразное
ДКВр-6,5-13	6,5	7,5	9,7
ДКВр-6,5-13-250	6,5	7,2	9,1
ДКВр-10-13	10,0	11,5	15,0
ДКВр-10-13-250	10,0	11,0	14,0
ДКВр-20-13	20,0	21,0	28,0
ДКВр-20-13-250	20,0	21,0	28,0

Повышенные нагрузки котлоагрегатов ДКВр сверх номинальной требует, чтобы при проектировании котельных были соблюдены следующие условия.

1. Проведение докотовой обработки питательной воды, организация контроля за ее качеством и безнакипным состоянием поверхностей нагрева котла, особенно при сжигании мазута и газа.

2. При сжигании мазута и газа: изоляция обогреваемых частей верхнего барабана, расположенных в топке и камере догорания, применение короткопламенных форсунок и горелок; при сжигании сернистого мазута — введение жидкой присадки ВНИИ НП-106.

3. Температура газов за котлоагрегатом перед хвостовыми поверхностями нагрева не должна быть выше 400—450°C как по условиям циркуляции, так и вскипания воды в чугунных водяных экономайзерах.

4. Нельзя допускать сжигания сернистых топлив при давлении пара менее 5—6 кгс/см², так как при этом из-за низкой

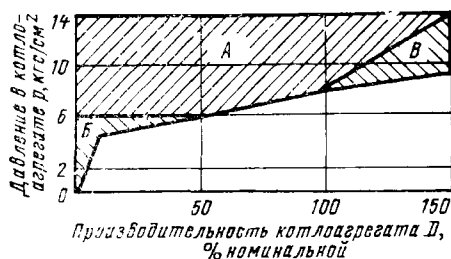


рис. 9-2. Допускаемое давление на котлоагрегатах типа ДКВр. Область работы котлоагрегата: А — нормальная; Б — в период растопки и при сжигании газа; В — нежелательная.

температуры стенок труб и ухудшения условий сепарации и циркуляции (особенно в котлах с выносными циклонами) возникает газовая коррозия кипяtilьных труб.

Котлоагрегаты КЕ, ДЕ и Е-ГМН

Новая серия специализированных паровых котлоагрегатов низкого давления производительностью от 2,5 до 25 т/ч разработана ЦКТИ и Бийским котельным заводом:

типа КЕ — для слоевого сжигания твердого топлива;

типа ДЕ — газомазутные для работы на уравновешенной тяге;

типа Е-ГМН — газомазутные для работы под наддувом.

Котлоагрегаты новой серии предназначены для постепенной замены котлоагрегатов ДКВр.

Типоразмеры котлоагрегатов КЕ, ДЕ и Е-ГМН приведены в табл. 9-8. Котлоагрегаты — двухбарабанные, вертикально-водотрубные с экранированной топочной камерой и развитым конвективным пучком из гнутых труб. Плотное экранирование то-

почных камер и конвективных газопроходов позволило выполнить котлоагрегаты в облегченной обмуровке.

Слоевые котлоагрегаты КЕ по взаимному расположению топочной камеры и конвективного пучка повторяют конструктивную схему котлоагрегатов ДКВр. Боковые экраны выполнены с более плотным шагом $s/d=1,04$, уменьшен также шаг труб кипяtilьного пучка (90 вместо 100 мм). Котлоагрегаты комплектуются слоевыми механическими топками с пневмомеханическими забрасывателями и решетками обратного хода (ТЛЗМ и ТЧЗ), предназначенными для сжигания каменных и бурых углей и работающими при повышенных тепловых напряжениях зеркала горения. Это позволило принять для котлоагрегатов КЕ-4 геометрические размеры топочных камер котлоагрегатов ДКВр-2,5, для котлоагрегатов КЕ-6,5 и КЕ-10 — размеры топочных камер соответственно котлоагрегатов ДКВр-4 и ДКВр-6,5.

Значения напряжения зеркала горения, принятые при проектировании этих котлоагрегатов, для работы на сортированных каменных углях могут быть повышены и

Таблица 9-8

Типоразмеры котлоагрегатов КЕ, ДЕ и Е-ГМН (по заводской маркировке)

Тип котлоагрегата	Номинальная производительность, т/ч	Давление пара, кгс/см ²			
		14		24	
		Пар			
		Насыщенный	Перегретый с температурой 225°С	Насыщенный	Перегретый с температурой 250°С
КЕ	2,5	КЕ-2,5-14С *	—	—	—
	4	КЕ-4-14С *	—	—	—
	6,5	КЕ-6,5-14С *	КЕ-6,5-14-225С	КЕ-6,5-24С	КЕ-6,5-24-250С
	10	КЕ-10-14С *	КЕ-10-14-225С	КЕ-10-24С	КЕ-10-24-250С
	25	КЕ-25-14С *	КЕ-25-14-225С *	КЕ-25-24С *	КЕ-25-24-250С *
ДЕ	4	ДЕ-4-14ГМ	ДЕ-4-14-225ГМ	—	—
	6,5	ДЕ-6,5-14ГМ	ДЕ-6,5-14-225ГМ	—	—
	10	ДЕ-10-14ГМ	ДЕ-10-14-225ГМ	ДЕ-10-24ГМ	ДЕ-10-24-250ГМ
	16	ДЕ-16-14ГМ	ДЕ-16-14-225ГМ	ДЕ-16-24ГМ	ДЕ-16-24-250ГМ
	25	ДЕ-25-14ГМ *	ДЕ-25-14-225ГМ *	ДЕ-25-24ГМ *	ДЕ-25-24-250ГМ *
Е-ГМН	4	Е-4-14ГМН	Е-4-14-225ГМН	—	—
	6,5	Е-6,5-14ГМН	Е-6,5-14-225ГМН	—	—
	10	Е-10-14ГМН	Е-10-14-225ГМН	—	—
	16	Е-16-14ГМН	Е-16-14-225ГМН	—	—
	25	Е-25-14ГМН	Е-25-14-225ГМН	—	—

* Типоразмеры котлоагрегатов, серийно изготавливаемых Бийским котельным заводом.

Примечания: 1. В технически обоснованных случаях котлоагрегаты на давление пара 24 кгс/см² могут изготавливаться с $t_{пе} = 370^\circ\text{С}$.

2. Кроме указанных в таблице, разработан не входящий в серию унифицированных котлоагрегат ДЕ-35-14ГМ.

соответственно увеличена их тепловая мощность [10].

Топочные камеры образованы боковыми экранами, фронтовой и задними стенками из огнеупорного кирпича. Котлоагрегаты КЕ-2,5; КЕ-4; КЕ-6,5 и КЕ-10 выполнены в низкой компоновке. Между топкой и котельным пучком расположена камера догорания. Дымовые газы омывают котельный пучок поперечным потоком с поворотами в горизонтальной плоскости. При наличии пароперегревателя часть кипяtilных труб не устанавливается.

На котлоагрегаты КЕ-2,5, КЕ-4 и КЕ-6,5 распространяются технические

условия ТУ 108-558-75, на котел КЕ-10 — условия ТУ 24-3-494-74, по которым их поставка осуществляется одним транспортным блоком, помосты и лестницы поставляются отдельно. Блоки котлоагрегатов могут поставляться в обмуровке и обшивке или без обмуровки и обшивки, при этом обмуровка и изоляционные материалы в объеме поставки не входят, а обшивка поставляется пакетами для установки на монтаже. Топочные устройства в состав блока не включаются. Технические условия допускают по согласованию с Бийским котельным заводом перевод котлоагрегатов на жидкое и газообразное топливо.

Таблица 9-9

Технические характеристики котлоагрегатов КЕ с топками для слоевого сжигания твердого топлива

Наименование	Типоразмер котлоагрегата			
	КЕ-4-14С	КЕ-6,5-14С	КЕ-10-14С _н	КЕ-25-14С
Номинальная производительность, т/ч	4	6,5	10	25
Рабочее давление пара, кгс/см ²	14	14	14	14
Состояние пара	Насыщенный			
Температура питательной воды, °С	100	100	100	100
Полная поверхность нагрева, м ²	114,54	176,73	244,20	532,00
В том числе:				
радиационная	20,51	27,78	30,30	125,00
конвективная	94,03	148,95	213,9	407,0
Водяной объем, м ³	5,60	7,65	9,85	15,60
Температура, °С:				
холодного воздуха	20	20	20	30
газов за котлом	290	310	310	395
газов за экономайзером	165	160	160	191
К.п.д. котлоагрегата, %	81,25	82,35	83,40	86,30
Расчетный расход топлива, кг/ч	1120	1500	2270	5500
Видимое тепловое напряжение зеркала горения, 10 ³ ккал/(м ² .ч)	845	1020	1070	1250
Видимое тепловое напряжение топочного объема, 10 ³ ккал/(м ³ .ч)	220	290	290	270
Сопротивление, кгс/м ² *:				
газового тракта	145,00	144,17	151,67	157,27
воздушного тракта	77,5	77,5	77,5	90,91
Размеры по обмуровке, мм:				
длина	4345	5550	6335	10 589
ширина	2580	2580	3135	3222
высота	4285	4285	4355	5680
Отметка верхнего барабана, мм	4150	4150	4150	6000
Габаритные размеры, мм:				
длина	6900	7940	8350	13 572
ширина	4170	4170	4634	5950
высота	5190	5190	5355	7600
Масса, т:				
металла под давлением	6,55	8,75	10,69	26,83
в объеме заводской поставки	11,33	13,94	16,54	46,67
Число поставочных блоков	1	1	1	3

* С хвостовыми поверхностями нагрева.

Примечание Расчетные характеристики приведены для хараиорского угля марки Б-1 с теплотой сгорания $Q_H^P = 2980$ ккал/кг.

Технические характеристики газомазутных котлоагрегатов ДЕ

Наименование	Тип котлоагрегата				
	ДЕ-4-14ГМ	ДЕ-6-5-14ГМ	ДЕ-10-14ГМ	ДЕ-16-14ГМ	ДЕ-25-14ГМ
Номинальная производительность, т/ч	4	6,5	10	16	25
Рабочее давление пара, кгс/см ²	14	14	14	14	14
Состояние пара	Насыщенный				
Температура питательной воды, °С	100	100	100	100	100
Полная поверхность нагрева *, м ²	69,6	96,0	156,0	214,13	272,82
В том числе:					
радиационная	22,2	28,0	40,0	48,13	60,46
конвективная	47,4	67,0	116,0	156,0	212,36
Водяной объем *, м ³	4,42	5,7	8,32	13,3	16,5
Температура, °С:					
холодного воздуха	30	30	30	30	30
газов за котлом	325	310	264	310	320
газов за экономайзером	377	362	306	364	378
	156	155	143	157	140
	192	191	172	194	172
К.п.д. котлоагрегата, %	90,31	90,96	92,15	91,76	92,79
	88,68	89,32	90,85	90,07	91,35
Расчетный расход топлива, м ³ /ч (кг/ч)	304	489	743	1194	1845
	286	461	698	1127	1736
Видимое тепловое напряжение топочного объема, 10 ³ ккал/(м ³ .ч)	326	376	375	458	548
	331	381	379	465	554
Соппротивление при сжигании мазута, кгс/м ² :					
газового тракта	49,5	92,3	157,0	170,08	273,33
В том числе:					
котельного пучка	19,1	55,5	122,0	91,68	153,3
газохода до экономайзера	5,0	8,0	10,0	27,2	45,98
воздушного тракта	94	114	124	173	186
Размеры по обмуровке *, мм:					
длина	2330	4000	4535	6055	7595
ширина	2915	2915	3025	2970	3080
Отметка верхнего барабана **, мм	3445	3445	3445	3445	3445
Габаритные размеры, мм:					
длина	4280	5048	6478	9255	11 500
ширина	4300	4300	4300	4665	4775
высота	5050	5050	4425	4720	4634
Высота от пола до оси горелки *, мм	1695	1695	1695	1935	1935
Масса *, т:					
металла под давлением	4,67	5,82	8,35	10,54	13,45
прочего металла	3,34	3,82	4,84	6,58	7,96
Число поставочных блоков	1	1	1	1	1

* По чертежам Бийского котельного завода на опытную партию.

Примечания: 1. Расчетные характеристики приведены для газа с теплотой сгорания

 $Q_{\text{г}}^{\text{с}} = 8480 \text{ ккал/м}^3$, для мазута $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 9170 \text{ ккал/кг}$.

2. В числителе дроби — при сжигании газа, в знаменателе — мазута.

Котлоагрегат КЕ-25 (рис. 8-2) выполнен в высокой компоновке с вынесенной полностью экранированной топочной камерой. Задний топочный экран образует фесгон, отделяющий камеру догора-

ния; левый боковой экран вертикальный, правый Г-образный переходит в потолочный экран. Нижние коллекторы боковых экранов служат охлаждающими панелями топки, верхние коллекторы расположены

Наименование	Тип		
	КЕ-4-14С	КЕ-6,5-14С	КЕ-10-14С
Экономайзер питательной воды	ЭП2-142	ЭП2-236	ЭП2-330
Воздухоподогреватель	ВП-140 *	ВП-233 *	ВП-300 *
Золоуловитель	Ц2×2-500	БЦ-2-4×(3+2)	БЦ-2-5×(4+2)
Дымосос:			
тип	ДН-9×1500	ДН-10×1500	ДН-10×1500
мощность привода, кВт	13	22	22
Дутьевой вентилятор:			
тип	ВДН-8	ВДН-9	ВДН-9
мощность привода, кВт	5,7	5,7	5,7
Вентилятор острого дутья	—	—	—

* Устанавливается вместо экономайзера при работе на влажных углях.

Примечания: 1. Котлоагрегаты комплектуются также топочными устройствами, сепараторами и защитами.

2. Типоразмеры топочных устройств приведены в § 8-2 и 8-5, табл. 8-9 и 8-30.

3. Вспомогательное оборудование предусматривается по одному комплекту на котлоагрегат.

в топочной камере асимметрично оси котлоагрегата. Движение газов в котельном пучке прелетное.

На котлоагрегаты КЕ-25 распространяются технические условия ТУ 24-3-495-74, поставка котлоагрегатов осуществляется тремя транспортными блоками: два топочных (передний и задний) и конвективный блок. Отдельно поставляются детали, не вошедшие в блоки по условиям транспортирования и монтажа. Блоки выполняются в обмуровке и обшивке, по условиям заказа могут быть поставлены без обмуровки и обшивки. Технические характеристики котлоагрегатов КЕ приведены в табл. 9-9.

Намечено производство котлоагрегатов с механическими топками производительностью от 2,5 до 16 т/ч новой конструкции. Особенностью этих котлоагрегатов является высоко расположенная камера догорания, образованная трубами перегородки между топкой и котельным пучком, отогнутыми внутрь топки. Движение газов в камере догорания происходит от середины топки на фронт и далее в котельный пучок, что предотвращает заброс частиц топлива в камеру догорания и обеспечивает их полное выгорание. Находящийся сбоку от топочной камеры конвективный пучок образован коридорно расположенными трубами Ø 51×2,5 мм, развальцованными в верхнем барабане диаметром 1000 и нижнем барабане диаметром 700 мм.

Технические характеристики слоевых котлоагрегатов новой конструкции приведены в табл. 9-10.

Газомазутные котлоагрегаты ДЕ характеризуются конструктивной схемой, при которой топочная камера расположена сбоку от конвективного пучка, что исключает обо-

грев верхнего барабана и значительно уменьшает площадь ограждающих поверхностей. Котлоагрегаты различных типоразмеров имеют общий поперечный профиль, отличаются длиной и организацией движения газов в конвективном газоходе.

Топочная камера котлоагрегата полностью экранирована, задний и боковые экраны плотные из труб Ø 51×2,5 с шагом 55 мм; фронтальной и задний экраны вертикальные с верхними и нижними камерами; боковые экраны вальцованы в барабаны. Вертикальный боковой экран отделяет топочную камеру от конвективного пучка, боковой экран из гнутых труб переходит в потолочный и подовый. В конце плотного экрана, отделяющего топочную камеру от котельного пучка, выполнен фестон, через который топочные газы поступают в экранированный конвективный газоход.

В конвективном газоходу котлоагрегатов ДЕ-4, ДЕ-6,5 и ДЕ-10 движение газов двухходовое с поворотом в горизонтальной плоскости и выходом со стороны задней стенки обмуровки конвективного газохода.

В котлоагрегатах ДЕ-16 и ДЕ-25 — многоходовое с поворотами в вертикальной плоскости и выходом с фронта котлоагрегата в газоход, проходящий над топочной камерой.

Обдувка конвективного газохода для всех типоразмеров — боковая.

Котлоагрегаты бескаркасные с жесткой рамой, которая через опорные элементы опирается на фундамент или силовой пол. Поставляются одним блоком в обшивке и обмуровке, отдельно поставляются детали, не вошедшие в блоки по условиям транспортирования и монтажа. Технические характеристики котлоагрегатов ДЕ, по дан-

оборудование к котлоагрегатам КЕ и ДЕ

Котлоагрегата

КЕ-25-14С	ДЕ-4-14ГМ	ДЕ-6,5-14ГМ	ДЕ-10-14ГМ	ДЕ-16-14ГМ	ДЕ-25-14ГМ
ЭП1-646 ВП-228 БЦ-2×6×7	ЭП2-94 — —	ЭП2-142 — —	ЭП2-236 — —	ЭП2-330 — —	ЭП1-808 — —
ДН-15 40	ВДН-9×980 5,5	ВДН-10×980 10,7	ВДН-11,2×980 16,4	ВДН-11,2×1500 55	ВДН-12,5×1500 100
ВДН-12,5 17,0 ВОД-9	ВДН-8×980 5,7 —	ВДН-9×980 5,7 —	ВДН-10×980 10,7 —	ВДН-10×980 10,7 —	ВДН-12,5×1000 17,0 —

рами продувки, холодильниками отбора проб пара и воды и системой автоматического регулирования

кроме сепаратора продувки и холодильника отбора проб пара, поставляемых с котлоагрегатом № 1.

ным Бийского котельного завода, приведены в табл. 9-11. Котлоагрегат ДЕ-25-14ГМ показан на рис. 9-3.

К котлоагрегатам КЕ и ДЕ устанавливаются вынесенные хвостовые поверхности нагрева. К котлоагрегатам КЕ при сжигании каменных углей устанавливаются чугунные экономайзеры, при сжигании влажных бурых углей — трубчатые воздухоподогреватели, к котлоагрегатам ДЕ чугунные экономайзеры. Вспомогательное оборудование котлоагрегатов, по данным завода, приводится в табл. 9-12.

В проектах котельных по заданному виду топлива проверяются характеристики

топочных устройств и вспомогательного оборудования, выполняются чертежи трубопроводов. Чертежи обмуровки и компоновки топочных устройств поступают заказчику с завода — изготовителя котлоагрегатов, отступления от этих чертежей допускаются только по согласованию с заводом.

Котлоагрегаты Е-ГМН для работы под наддувом. В серию включены котлоагрегаты производительностью 4; 6,5; 10; 16 и 25 т/ч, имеющие единый конструктивный профиль и различную длину. Верхние барабаны Ø 1000 и нижние Ø 700 мм с толщиной стенки 13 мм. Топочные камеры всех котлоагрегатов имеют ширину по осям

Таблица 9-13

Технические характеристики котлоагрегатов Е-ГМН

Наименование	Тип котлоагрегата					
	Е-4-14ГМН		Е-16-14ГМН		Е-25-14ГМН	
	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут
Производительность, т/ч	4,0		16,0		25,0	
Рабочее давление пара, кгс/см ²	14		14		14	
Температура перегретого пара, °С	—		223		239	
К.п.д. котлоагрегата, %	92,0	89,4	93,7	91,2	93,0	90,0
Поверхность нагрева пароперегревателя, м ²	—		5,94		8,80	
Поверхность нагрева котельного пучка, м ²	42,75		139,90		151,43	
Поверхность нагрева экономайзера, м ²	27,2		68,0		98,0	
Температура воды на входе в экономайзер, °С	100	135	100	135	100	135

крайних труб 1830 мм. Глубина топочной камеры котлоагрегата производительностью 4 т/ч равна 1980 мм, 25 т/ч — 7200 мм. Средняя высота топочной камеры 2600 мм. Топочная камера отделяется от конвективного пучка газоплотной перегородкой с окном для входа газов в конвективный пучок. Трубы перегородки и ограждающих поверхностей из сварных газоплотных панелей соединяются с барабанами на сварке. Концы труб заднего и фронтального экранов привариваются к верхней и нижней вестям С-образных коллекторов. Конвективный пучок образован коридорно расположенными вертикальными трубами $\varnothing 51 \times 2,5$ мм, развальцованными в верхнем и нижнем барабанах.

В пучках котлоагрегатов производительностью 4—16 т/ч установлены поперечные чугунные перегородки, обеспечивающие продольно-поперечное омывание пучков. В котлоагрегатах производительностью 16 и 25 т/ч предусматривается установка горелочных устройств с предварительной газификацией топлива (ГМП); для котлоагрегатов производительностью 4, 6,5 и 10 т/ч используются фронтальные устройства горелок ГМП. Поставка котлоагрегатов в виде единого транспортабельного блока позволяет включить все циркуляционные контуры, кроме заднего и фронтального экранов, непосредственно на верхний и нижний барабаны. В качестве хвостовых поверхностей нагрева предусматриваются дренажные стальные гладкотрубные змеевиковые экономайзеры из коридорно расположенных труб $\varnothing 28 \times 3$ мм. Пакет экономайзера размещается во фронтальной части конвективного газохода.

По данным [13] в качестве головных образцов выпускаются котлоагрегаты Е-4-14ГМН, Е-16-14ГМН и Е-25-14ГМН, технические характеристики которых приведены в табл. 9-13.

9-3. КОТЛОАГРЕГАТЫ ПАРОВЫЕ СРЕДНЕЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

Котлоагрегаты паровые средней производительности, применяемые в котельных установках, выполняются барабанными с естественной циркуляцией и изготавливаются Белгородским котлостроительным заводом. Типоразмеры и параметры пара газомазутных и пылеугольных котлоагрегатов паропроизводительностью до 75 т/ч приведены в табл. 9-14. По отдельным заказам изготавливаются котлоагрегаты для сжигания сланцев. Отличительные особенности котлоагрегатов: частичная унификация по топливу, конструктивным узлам и элементам, плотное экранирование топочной камеры, блочность конструкции и облегченная обмуровка.

Унификация по топливу заключается в том, что конструкция котлоагрегатов предусматривает их использование при сохранении относительно высокого к. п. д. для совместного или раздельного сжигания различных топлив: природного газа и мазута; твердого топлива — каменных, бурых углей и фрезерного торфа. При сжигании широкой гаммы топлив, различных по влажности, объемы продуктов сгорания, проходящих через один и тот же котлоагрегат, должны отличаться не более чем на 15—18% при наличии конвективных пароперегревателей и на 20—25% — радиационных.

Унифицированные котлоагрегаты имеют единую схему внутрикотловых процессов (циркуляции, сепарации пара, регулирования температуры перегретого пара и пр.).

Котлоагрегаты газомазутные. Для них характерны более высокое теплонепрежение топочного объема, чем для пылеугольных, что снижает их габаритные размеры и металлоемкость, возможность работы с минимальными избытками воздуха, меньшие ограничения по температуре уходящих газов на выходе из топки в отличие от условий камерного сжигания твердых топлив, связанного с размягчением золы. Температура уходящих газов для мазутных котлоагрегатов и соответственно потери тепла с уходящими газами принимаются выше, чем для пылеугольных.

Для работы котлоагрегатов на газе характерно более высокое, чем при сжигании мазута, теплопоглощение в топочной камере и понижение температурного уровня по всем газоходам, что приводит к снижению температуры перегрева пара и должно учитываться в проекте котельной установки. Кроме того, из-за снижения температуры уходящих газов возникает опасность низкотемпературной коррозии первых по ходу воздуха секций воздухоподогревателя.

В котлоагрегатах, сжигающих мазут, на конвективных поверхностях нагрева образуются отложения, приводящие к низкотемпературной коррозии, особенно опасной в интервале температур от 105 до 120°C, что требует проведения специальных мероприятий по защите поверхностей нагрева, предусматриваемых в проекте котельной.

Газомазутные котлоагрегаты отличаются широкими возможностями автоматического регулирования процессов горения. Котлоагрегаты выполнены с П-образной компоновкой поверхностей нагрева по одной из двух конструктивных схем: однобарабанные или двухбарабанные.

Однобарабанные котлоагрегаты — БГМ-35М, ГМ-50-1 и БКЗ-75-39ГМА.

В котлоагрегатах БГМ-35М и БКЗ-75-39ГМА конвективная шахта расположена за горизонтальной поворотной камерой.

Котлоагрегат ГМ-50-1 выполнен с сомкнутыми газоходами, с шамотной раз-

Типоразмеры паровых котлоагрегатов средней производительности

Производи- тельность, т/ч	Топливо	Давление пара, кгс/см ²	
		14	40
		Температура пара, °С	
		250	440
35	Мазут	—	БМ-35РФ
	Газ, мазут	—	БГМ-35М
	Каменные угли	—	К-35-40
	Бурые угли	—	Б-35-40
	Фрезерный торф	—	Т-35-40
	Газ, мазут	ГМ-50-14	ГМ-50-1
50	Каменные и бурые угли, фре- зерный торф	К-50-40/14	К-50-40-1
	Разные виды *	—	КМ-75-40
	Газ, мазут	—	БКЗ-75-39ГМА
75	Доменный газ	—	БКЗ-75-39Д
	Каменные и бурые угли, фре- зерный торф	—	БКЗ-75-39ФБ

* Древесная кора при слоевом сжигании; газ, мазут, каменный и бурый угли.

делительной экранированной стенкой между топочной камерой и конвективной шахтой.

Топочные камеры котлоагрегатов полностью экранированы, за исключением котлоагрегата БГМ-35М, имеющего горячий под. Под котлоагрегата ГМ-50-1 двухскатный, образован трубами заднего и фронтального экранов. Под котлоагрегата БКЗ-75-39ГМА — односкатный, образован трубами заднего экрана. В верхней части трубы задних экранов разведены в фестоны.

Экраны разделены на самостоятельные циркуляционные контуры по числу блоков топки. Барабаны всех котлоагрегатов расположены над топочной камерой. Пароперегреватели котлоагрегатов БГМ-35М и БКЗ-75-39ГМА расположены в горизонтальных газоходах, котлоагрегата ГМ-50-1 — в конвективной шахте. Пароперегреватели всех котлоагрегатов состоят из двух ступеней, в рассечке между которыми включены поверхностные пароохладители. Перед первым и между первым и вторым пакетами пароперегревателя устанавливаются стационарные обдувочные устройства.

Компоновка хвостовых поверхностей нагрева: в котлоагрегатах БГМ-35М и БКЗ-75-39ГМА в конвективной шахте последовательно расположены экономайзер и воздухоподогреватель, в котлоагрегате ГМ-50-1 экономайзер расположен в конвективной шахте, воздухоподогреватель вынесен из шахты и установлен на самостоя-

тельном каркасе. Общие виды газомазутных однобарабанных котлоагрегатов приведены на рис. 9-4 и 9-5.

К двухбарабанным котлоагрегатам относится ГМ-50-14, конвективная шахта которого расположена за горизонтальной поворотной камерой. Топочная камера полностью экранирована, трубы фронтального и заднего экранов в нижней части образуют наклонный двухскатный под, в верхней части трубы заднего экрана разведены в фестон; трубы боковых экранов в верхней части образуют потолок топки; экраны разделены на самостоятельные циркуляционные контуры по числу блоков топки. В горизонтальном газоходе между барабанами расположен вертикальный котельный пучок барабаны соединены по торцам двумя рядами необогреваемых опускающих труб; в центре котельного пучка, вдоль барабанов, расположен ряд обогреваемых опускающих труб. Питание всего чистого отсека экранной системы осуществляется из нижнего барабана.

Компоновка конвективных поверхностей нагрева котлоагрегата ГМ-50-14: в конвективной шахте последовательно расположены пароперегреватель и воздухоподогреватель; экономайзер — за шахтой, на самостоятельном каркасе. Общий вид котлоагрегата ГМ-50-14 изображен на рис. 9-6, схема циркуляционного контура — на рис. 9-7.

Все газомазутные котлоагрегаты оборудуются комбинированными газомазутными

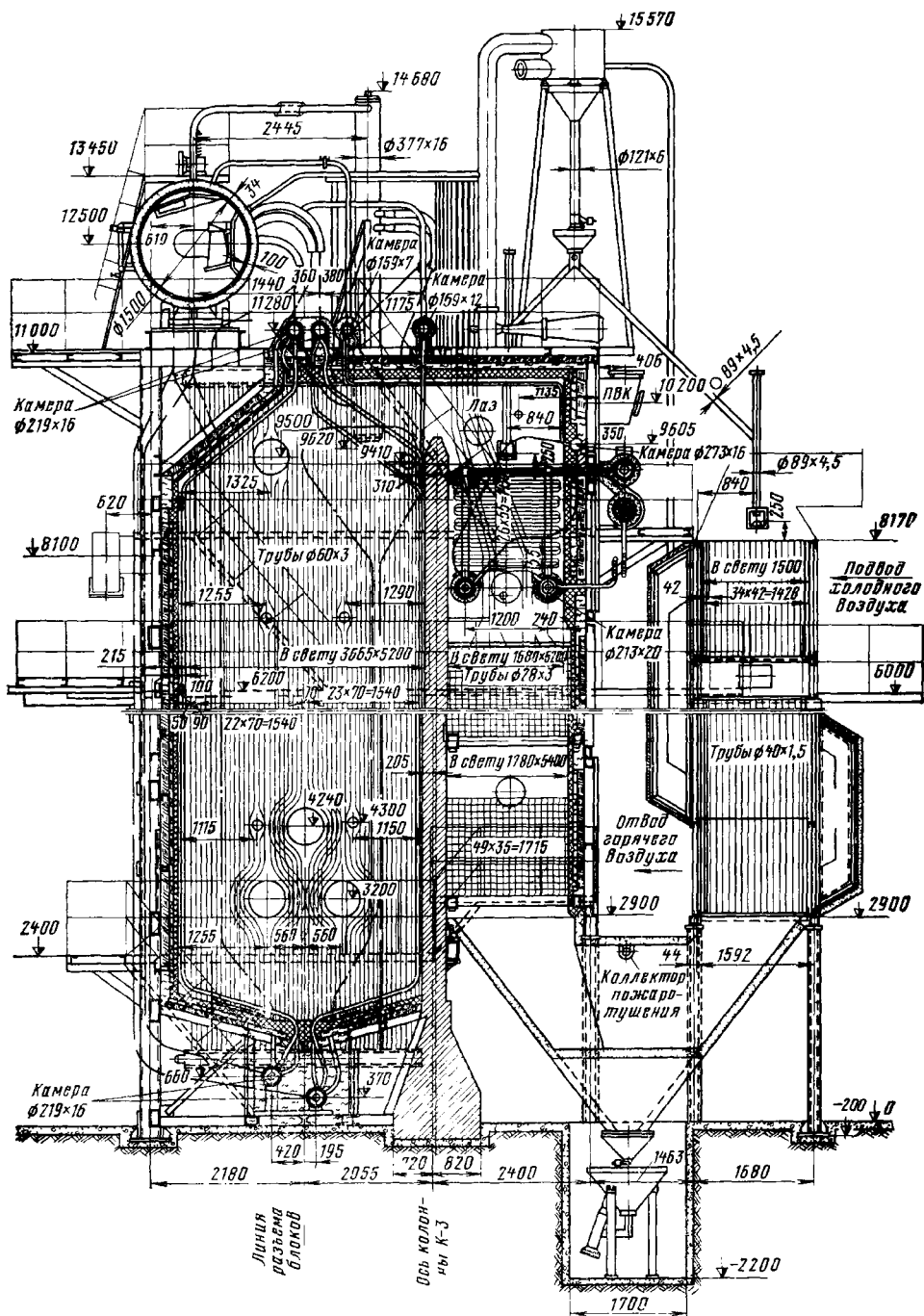


Рис. 9-4. Коллоагрегат ГМ-50-1.

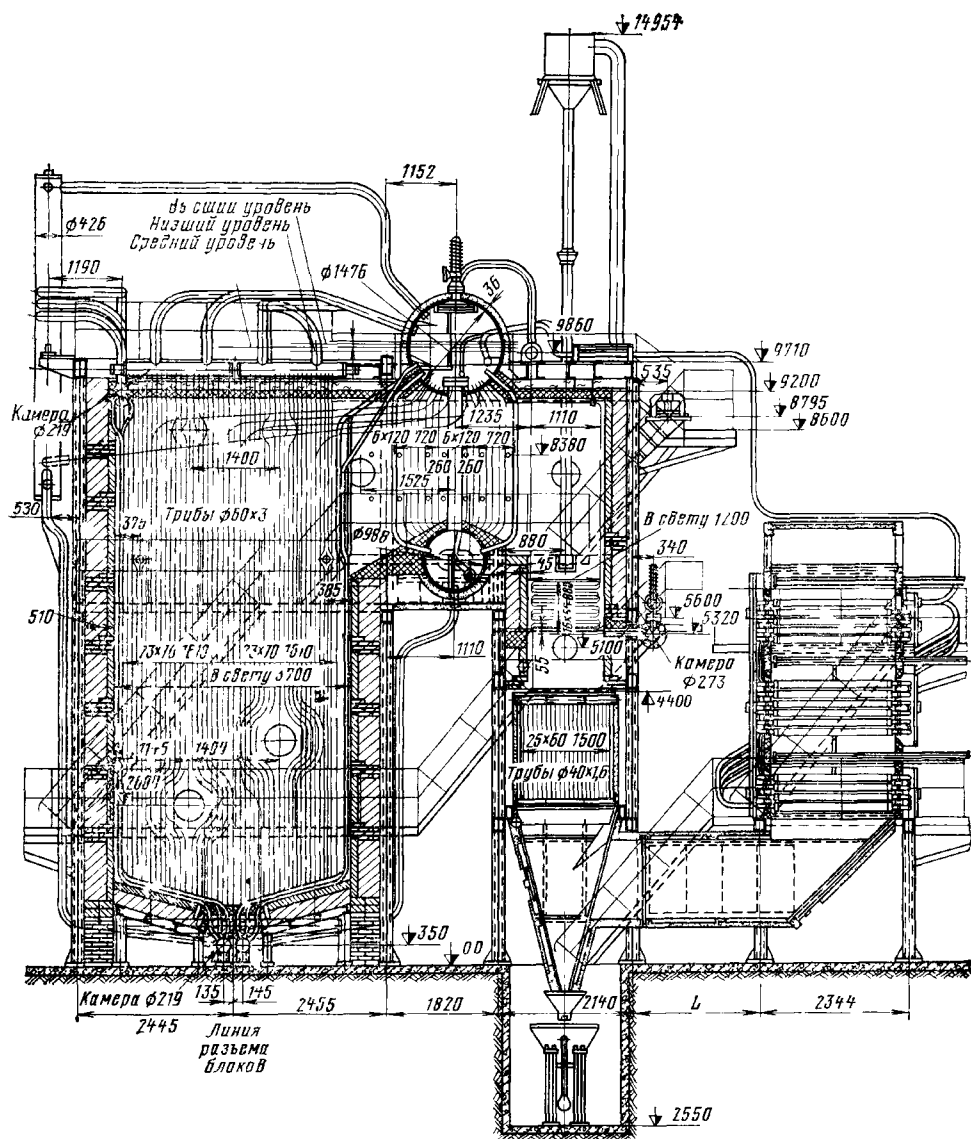


Рис 9 6 Котлоагрегат ГМ 50 14

горелками для попеременного сжигания газа и мазута. Для поддержания постоянной температуры перегрева пара при изменении вида топлива устанавливаются дополнительные форсунки механического распыливания. Котлоагрегаты, работающие только на мазуте, оборудуются форсунками механического распыливания. Характеристики горелочных устройств приведены в § 8 5.

Все газомазутные котлоагрегаты имеют верхний выход газов, котлоагрегат БКЗ-75 39ГМА — нижний. Для очистки конвективных поверхностей нагрева предусмотрены установки дробовой очистки.

Конструкция котлоагрегатов БГМ 35М и ГМ 50 1 предусматривает возможность их установки в районах с сейсмичностью до 7 баллов, ГМ 50 14 и БКЗ-75 39ГМА — до 8 баллов.

Технические и конструктивные характеристики газомазутных котлоагрегатов приведены в табл. 9 15 и 9 16.

Котлоагрегаты пылеугольные запроектированы для пылевидного сжигания при твердом шлакоудалении каменных, бурых углей и фрезерного торфа. Котлоагрегаты выполнены с П образной компоновкой поверхностей нагрева по разомкнутой схеме;

Технические характеристики паровых газомазутных котлоагрегатов средней производительности

Наименование	Тип котлоагрегата							
	Заводская маркировка							
	БГМ-35М		ГМ-50-14		ГМ-50-1		БКЗ-75-39ГМА	
	Маркировка по ГОСТ							
	Е-35-49ГМ		Е-50-14ГМ		Е-50-401 М		Е-75-40ГМ	
Топливо								
Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	
Номинальная производительность:								
паропроизводительность, т/ч	35/45		50		50		75	
теплопроизводительность, Гкал/ч	22,5/29		29,9		32,2		48,3	
Давление пара за ГПЗ, кгс/см²	40		14		40		40	
Температура, °С:								
перегретого пара	440		250		440		440	
питательной воды	145		100		145		145	
воздуха на выходе из воздухоподогревателя	117	156	146	181	178	207	187	235
уходящих газов	158	178	126	155	188	216	127	175
К. п. д. котлоагрегата (брутто), %	90,8	89,7	92	91	89,6	88,2	92,4	90,4
Теплонапряжение топочного объема, 10³ ккал/(м³·ч)	177	170	247	246	170	251	187	185
Объем топочной камеры, м³	147		133		144		184	
Поверхность нагрева, м²:								
топки лучевоспринимающая	131		158		165		211	
котельного пучка	—		344		—		—	
фестона	39,1		32		26,9		31	
пароперегревателя	271/209/336/304		165		155/300		380/487,5*	
водяного экономайзера	554		1062		524		1070	
воздухоподогревателя	800		496		1428		2150	
Сопротивление по газам, кгс/см²	51		314	291	97	87	83	

* Первая ступень пароперегревателя радиационная $H=187,5$ м², вторая — конвективная $H=300$ м².

Примечание. Для котлоагрегата БГМ-35М в числителе дроби — значения показателей при паропроизводительности 35 т/ч, в знаменателе — при 45 т/ч.

однобарабанные, за исключением К-50-40/14, имеющего второй барабан с самостоятельным котельным пучком. Топочные камеры открытого типа с полным экранированием. Трубы фронтных и задних экранов в нижней части образуют холодную воронку, в верхней части трубы задних экранов разведены в фестон.

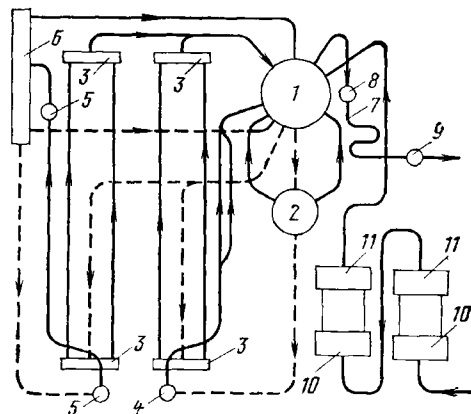


Рис. 9-7. Схема циркуляционного контура котлоагрегата ГМ50-14.

1 — верхний барабан; 2 — нижний барабан; 3 — коллекторы боковых экранов (вторая ступень испарения); 4 — нижний коллектор заднего экрана (первая ступень); 5 — коллекторы фронтального экрана (третья ступень); 6 — выносные циклоны (третья ступень); 7 — пароперегреватель; 8 и 9 — камеры насыщенного и перегретого пара; 10 и 11 — нижние и верхние блоки водяного экономайзера.

**Конструктивные характеристики паровых газомазутных котлоагрегатов
средней производительности**

Наименование	Тип котлоагрегата			
	БГМ-35М	ГМ-50-14	ГМ-50-1	БКЗ-75-39ГМА
Блочность	Неблочный	Блочный	Блочный	Неблочный
Барабаны:				
количество	1	2	1	1
диаметр и толщина стенок, мм:				
верхнего	1580×40	1580×40	1568×34	1580×40
нижнего	—	1000	—	—
Топочная камера:				
размеры в плане (длина×ширина), мм . . .	4140×4400	3700×5060	3665×5200	5140×5900
экранирование	Под неэкранирован	Полное	Полное	Полное
диаметр и толщина экранных труб, мм	60×3	60×3	60×3	60×3
шаг труб экранов, мм:				
боковых	110	70	70	100
фронтального	110	70	70	150
заднего	80	70	70	150
количество экранных блоков	—	8	8	8
Количество горелок (всего)	4 основные, 1 дополнительная	4	6 основных, 2 дополнительные	6
Расположение горелок	Фронтальное	Боковое	Боковое — основных, фронтальное — дополнительных	Фронтальное
Схема испарения	Двухступенчатая	Двухступенчатая	Двухступенчатая	Двухступенчатая
В том числе:				
первая ступень	Внутрибарабанные циклоны	Чистый отсек в верхнем барабане	Чистый отсек с внутрибарабанными циклонами	
вторая ступень	Выносные циклоны 377×10	Выносные циклоны Ø 377×10	Выносные циклоны Ø 377×10	
Содержание питательной воды, мг/л	250	250	200	350
Фестон:				
диаметр и толщина труб, мм	60×3	60×3	60×3	60×3
число рядов труб по ходу газов	3	3	3	4
шаги труб s ₁ /s ₂ , мм	240/220	210/100	210/100	—
расположение труб со стороны газов	Шахматное	Шахматное	Шахматное	—
Пароперегреватель:				
тип	Вертикальный, змеевиковый, двухступенчатый ¹	Конвективный, дренажный, горизонтальный	Конвективный, дренажный, горизонтальный, двухступенчатый	Конвективный, вертикальный, двухступенчатый
диаметр и толщина труб, мм	I ступень — 38×3 II ступень — 32×3	32×3	32×3	42×4.5; 38×3

Наименование	Тип котлоагрегата			
	БГМ-35М	ГМ-50-14	ГМ-50-1	БКЗ-75-39ГМА
число рядов труб по ходу газов	6	17	27	6; 6
шаги труб s_1/s_2 , мм	110/97	75/55	75/55	—
расположение труб со стороны газов . .	—	Шахматное	Шахматное	Шахматное
Котельный пучок:				
диаметр и толщина труб, мм	—	60×3	—	—
число рядов труб по ходу газов	—	14	—	—
шаги труб s_1/s_2 , мм	—	90/120	—	—
расположение труб со стороны газов . .	—	Шахматное	—	—
Водяной экономайзер:				
тип	Гладкотрубный, змеевиковый	Из чугуновых ребристых труб, двухступенчатый	Кипящего типа, гладкотрубный, змеевиковый	Кипящего типа, гладкотрубный, змеевиковый двухступенчатый
диаметр и толщина труб, мм	32×3	76×8	28×3	32×3
число рядов труб по ходу газов . .	70	15 ²	44	—
шаги труб s_1/s_2 , мм	80/60	—	50/35	—/75
расположение труб со стороны газов . .	Коридорное	Коридорное	Шахматное	Шахматное
Воздухоподогреватель:				
тип	Трубчатый вертикальный	Трубчатый вертикальный	Трубчатый вертикальный	Трубчатый вертикальный
диаметр и толщина труб, мм	40×1,5	40×1,5	40×1,5	40×1,5
число рядов труб по ходу воздуха . .	34 ³	48	35 ³	39 ³
шаги труб s_1/s_2 , мм	56/44	60/42	60/42	60/42
расположение труб со стороны газов . .	Продольное	Продольное	Продольное	Продольное
количество ходов по воздуху	Два	Один	Три	Три
Габаритные размеры котлоагрегата, мм:				
отметка оси барабана	12 600	10 000	12 500	15 000
высшая отметка котла	15 180 ⁴	14 536 ⁴	14 680 ⁴	19 375 ⁵
глубина по осям колонн	9850	14 204 ⁶	9778 ⁶	9900
ширина по осям колонн	5740	6320	5930	6810

Наименование	Тип котлоагрегата			
	БГМ-35М	ГМ-50-14	ГМ-50-1	БКЗ-75-39ГМА
Масса, т:				
наиболее тяжелого поставочного блока .	12	12	13,5	21,5
металла под давлением	45,7	85,7	63	90
металла в объеме заводской поставки .	131	139	145	250
обмуровочных материалов	348	287	113	—
полная масса	479	426	258	—

¹ Показатели даны для пароперегревателя при работе котлоагрегата на мазуте, $D=35$ т/ч.

² Число рядов труб по ходу газов в каждой ступени.

³ По одному ходу воздуха.

⁴ Отметка верха бункера дробн: у котлоагрегата БГМ-35М 17 596 мм, ГМ-50-14—14 954 мм, ГМ-50-1 — 15 570 мм.

⁵ Отметка верха бункера дробн.

⁶ Минимальный размер, так как привязка отдельно стоящего экономайзера, воздухоподогревателя выполняется в проекте котельной.

Примечание. К котлоагрегату ГМ-50-14 без пароперегревателя каркас топочной камеры поставляется россыпью.

Котлоагрегаты К-35-40, Б-35-40 и Т-35-40 предназначены для сжигания каменных, бурых углей и фрезерного торфа, имеют общую конструктивную схему, унифицированы по форме и размерам топочной камеры, размерам конвективной шахты и барабана. Отличаются котлоагрегаты только величиной поверхностей нагрева пароперегревателя, водяного экономайзера и воздухоподогревателя, которые выбираются применительно к виду топлива. Водяной экономайзер и воздухоподогреватель установлены в конвективной шахте в рассечку. Пароперегреватель и поверхностный пароохладитель — в горизонтальном газоходе.

Котлоагрегаты К-50-40-1 и К-50-40/14 унифицированы по каркасу, топочной камере, барабану, воздухоподогревателю, стальному водяному экономайзеру, что позволяет переводить котлоагрегаты типа К-50-40/14, поставляемые для работы с давлением 14 кгс/см², на давление 40 кгс/см². При этом по условиям прочности не устанавливаются котельный пучок с барабаном (диаметр 800 мм) и чугунный водяной экономайзер. Оба котельных агрегата приспособлены для сжигания каменных и бурых углей и фрезерного торфа.

Водяной экономайзер котлоагрегата К-50-40-1 расположен в конвективной шахте в рассечку с воздухоподогревателем. Экономайзер котла К-50-40/14 состоит из двух частей: верхней стальной (один блок) и нижней из чугунных ребристых труб (два блока для котла, работающего на каменном угле, три — на буром угле и торфе). Водяной экономайзер и воздухопо-

догреватель установлены в конвективной шахте. Пароперегреватели котлоагрегатов К-50-40-1 и К-50-40/14 размещаются за фестоном. Температура перегретого пара на котлоагрегатах К-50-40-1 регулируется поверхностным пароохладителем, расположенным в рассечке пароперегревателя.

В котлоагрегатах К-50-40/14 в поворотной камере между топкой и опускным газоходом расположен котельный пучок, представляющий собой самостоятельный циркуляционный контур с многократной естественной циркуляцией, состоящий из барабана и наклонных секций.

Общий вид котлоагрегата К-50-40/14 представлен на рис. 9-8, схема циркуляционного контура — на рис. 9-9.

Котлоагрегат БКЗ-75-39ФБ предназначен для работы на бурых и каменных углях и фрезерном торфе. Топочные экраны котлоагрегата разделены на 12 самостоятельных циркуляционных контуров по числу блоков топки. Для обеспечения устойчивого сгорания фрезерного торфа часть поверхности боковых экранов топки на уровне амбразур утепляется.

Пароперегреватель установлен в поворотном газоходе, температура перегрева регулируется поверхностным пароохладителем, расположенным в рассечку пароперегревателя. В конвективной шахте последовательно расположены водяной экономайзер и воздухоподогреватель, установленные в рассечку, в следующей последовательности: блок экономайзера — блок воздухоподогревателя — два блока экономайзера — два блока воздухоподогревателя.

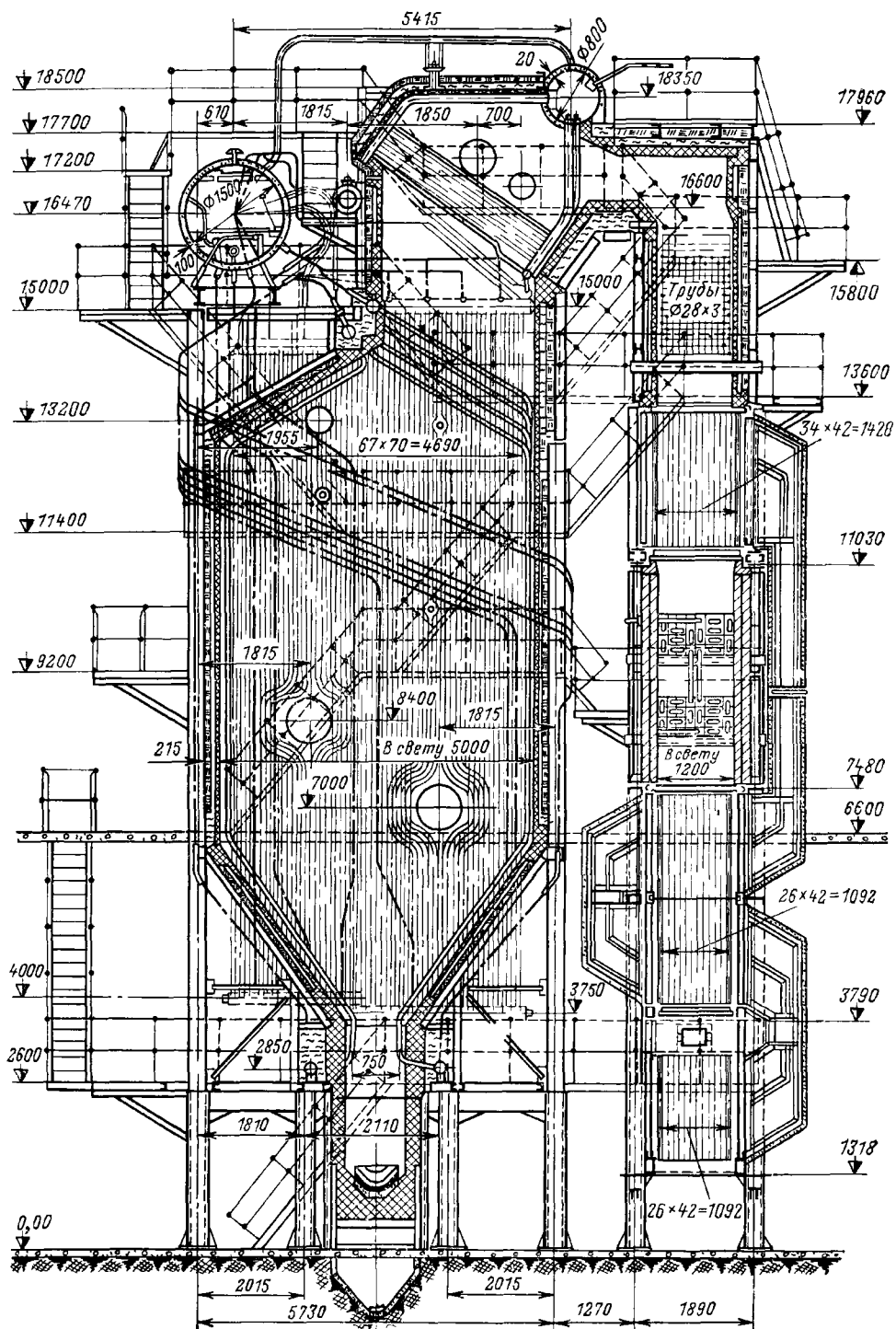


Рис 9 8 Котлоагрегат К-50-40/14.

**Технические характеристики паровых котлоагрегатов с камерным сжиганием
твердого топлива средней производительности**

Наименование	Тип котлоагрегата											
	Заводская маркировка											
	К-35-40	Б-35-40	Т-35-40	К-50-40/14			К-50-40-1			БКЗ-75-39ФБ		
	Маркировка по ГОСТ											
	Е-35-40			Е-50-14			Е-50-40			Е-75-40		
	Топливо											
Каменный уголь	Бурый уголь	Фрезерный торф	Каменный уголь	Бурый уголь	Фрезерный торф	Каменный уголь	Бурый уголь	Фрезерный торф	Каменный уголь	Бурый уголь	Фрезерный торф	
Номинальная производительность:												
паропроизводительность, т/ч	35			50			50			75		
теплопроизводительность, Гкал/ч	22,5			29,9			32,2			48,3		
Давление пара за ГПЗ, кгс/см ²	40			14			40			40		
Температура, °С:												
перегретого пара	440			250			440			440		
питательной воды	145			100			145			145		
воздуха на выходе из воздухоподогревателя	325	156	178	335	375	300	290	317	387	290	317	387
уходящих газов	170	152	178	136	151	146	131	125	125	131	125	125
К. п. д. котлоагрегата (брутто), %	88,6	87,2	83,3	91	89,8	89,4	89,3	92,3	86,7	89,3	92,3	86,7
Теплонапряжение топочного объема, 10 ³ ккал/(м ³ ·ч)	144,5	140	143	135	152	145	113	112	119	113	112	119
Объем топочной камеры, м ³	179			238			238			454		
Поверхность нагрева, м ² :												
топки лучевоспринимающая	176			224			224			326		
конвективная:												
котельного пучка	—			180			—			—		
фестона	31			22			22			62		
пароперегревателя	324	291	212	50	50	314	720	620	520	720	620	520
водяного экономайзера	379	318	379	602	678	456	810	940	750	810	940	750
воздухоподогревателя	1485			2473			2473			3620		
Сопротивление по газам, кгс/м ²	63	71	113	186	90	100	109	166	166	100	109	166

Примечание. Котел К-50-40/14 может вырабатывать насыщенный пар.

Очистка экранов топки и пароперегревателя от загрязнений производится стационарными обдувочными устройствами. При необходимости котлоагрегат может быть оборудован дробевой очисткой поверхностей водяного экономайзера и возду-

хоподогревателя, а также защитой от дробевого наклепа.

Все пылеугольные котлоагрегаты имеют нижний выход газов. Конструкция котлоагрегатов Б-35-40, Т-35-40, К-35-40, К-50-40-1 и К-50-40/14 предусматривает их

Конструктивные характеристики паровых котлоагрегатов с камерным сжиганием твердого топлива средней производительности

147

Наименование	Тип котлоагрегата							
	К-35-40	Б-35-40 и Т-35-40	К-50-40/14	К-50-40-1			БКЗ-75-39ФБ	
	Топливо							
	Каменный уголь	Бурий уголь и фрезерный торф	Каменный уголь	Бурий уголь и фрезерный торф	Каменный уголь	Бурий уголь и фрезерный торф	Бурий уголь	Фрезерный торф
шаги труб s_1/s_2 , мм	—/110	90/75	90/75	75/55	—	—	—	—
расположение труб со стороны газов	Коридорное	Шахматное	Шахматное	Коридорное	Коридорное	Коридорное	Коридорное	Коридорное
Котельный пучок:								
диаметр и толщина труб, мм	—	60×3	60×3	—	—	—	—	—
число рядов труб по ходу газов	—	12	12	—	—	—	—	—
шаги труб s_1/s_2 , мм	—	195/64	195/64	—	—	—	—	—
расположение труб со стороны газов	—	Шахматное	Шахматное	—	—	—	—	—
Водяной экономайзер:								
тип	Кипящего типа, гладкотрубный, змеевиковый, двухступенчатый	Двухступенчатый I ступень: чугунный II ступень: стальной, гладкотрубный, змеевиковый	Двухступенчатый I ступень: чугунный II ступень: стальной, гладкотрубный, змеевиковый	Стальной, гладкотрубный, змеевиковый, двухступенчатый	Кипящего типа, гладкотрубный, змеевиковый, из трех блоков	Кипящего типа, гладкотрубный, змеевиковый, из трех блоков	Кипящего типа, гладкотрубный, змеевиковый, из трех блоков	Кипящего типа, гладкотрубный, змеевиковый, из трех блоков
диаметр и толщина труб, мм	28×3	76×8	28×3	28×3	32×3	32×3	32×3	32×3
число рядов труб по ходу газов	—	12	16	32	—	—	—	—
шаги труб s_1/s_2 , мм	45/—	—	193/107	90/50	—	—	—	—
расположение труб со стороны газов	Шахматное	Коридорное	Шахматное	Шахматное	Шахматное	Шахматное	Шахматное	Шахматное
Воздухоподогреватель:								
тип	Трубчатый, вертикальный, двухступенчатый	Трубчатый, вертикальный, двухступенчатый	Трубчатый, вертикальный, двухступенчатый	Трубчатый, вертикальный, двухступенчатый	Трубчатый, вертикальный, двухступенчатый	Трубчатый, вертикальный, двухступенчатый	Трубчатый, вертикальный, двухступенчатый	Трубчатый, вертикальный, двухступенчатый
диаметр и толщина труб, мм	40×1,5	40×1,5	40×1,5	40×1,5	40×1,5	40×1,5	40×1,5	40×1,5
число рядов труб по ходу воздуха	27; 23	27; 35	27; 35	27; 31	27; 31	27; 31	27; 31	27; 31

Наименование	Тип котлоагрегата							
	К-35-40		Б-35-40 и Т-35-40		К-50-40/14		К-50-40-1	
	Топливо							
	Каменный уголь	Бурый уголь и фрезерный торф	Каменный уголь	Бурый уголь и фрезерный торф	Каменный уголь	Бурый уголь и фрезерный торф	Каменный уголь	Бурый уголь и фрезерный торф
шаги труб s/s_2 , мм расположение труб со стороны газов количество ходов по воздуху Габаритные размеры, мм. отметка горизонтальной оси барабана высшая отметка котлоагрегата глубина по осям колонн ширина по осям колонн Масса, т: наиболее тяжелого поставочного блока металла под давлением металла в объеме заводской поставки обмуровочных материалов полная масса	—	Продольное	54/42	Продольное	54/42	Продольное	54/45; 54/42	Продольное
	Три	Четыре	Четыре	Четыре	Четыре	Четыре	Четыре	Четыре
	16 150	17 670	17 670	17 670	20 242	20 900	24 535	24 535
	18 300	20 475	20 475	20 475	8890	11 120	7430	7430
	9030	8890	8890	8890	6330	22,9	109,5	340
	5780	6330	6330	6330	15,3	68	210	176
	13,8	13,6	15,3	15,3	69,5	220	230	304
	51,7	49,3	69,5	69,5	202,2	165	367,2	372,3
	207,3	202,2	220	220	230	450	386	644
	372,3	367,2	450	450	386	644	644	644

* Типичное устройство выбирается заводом изготовителем при заказе котлоагрегата в зависимости от принятой схемы пылеприготовления. При необходимости число рядов труб конвективных поверхностей нагрева по ходу газов воздуха приводится на один блок (два ступень).

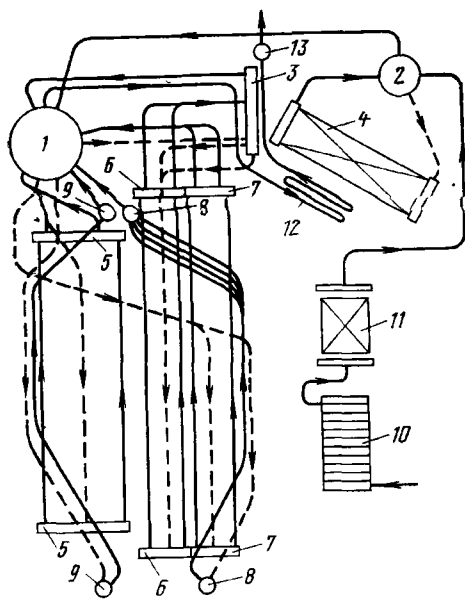


Рис. 9-9. Схема циркуляционного контура котлоагрегата К-50-40/14.

1 — главный барабан; 2 — барабан конвективного пучка; 3 — выносные циклоны (третья ступень испарения); 4 — конвективный пучок; 5 — коллекторы передней части боковых экранов (вторая ступень); 6 — коллекторы средней части боковых экранов (третья ступень); 7 — коллекторы задней части боковых экранов (первая ступень); 8 и 9 — коллекторы заднего и фронтального экранов (первая ступень); 10 и 11 — нижняя и верхняя части водяного экономайзера; 12 — петля пароперегревателя; 13 — выходная камера пароперегревателя.

установку в районах с сейсмичностью до 7 баллов, БКЗ-75-39ФБ — до 8 баллов.

Технические и конструктивные характеристики пылеугольных котлоагрегатов приведены в табл. 9-17 и 9-18.

В объем поставки котлоагрегатов Белгородского котлостроительного завода входят:

собственно котел — барабаны с сепарационными устройствами, трубная система, пароперегреватели с парохладителями; водяные экономайзеры, воздухоподогреватели, обмуровка, каркас, лестницы и площадки;

шахты к молотковым мельницам, пылевые и газомазутные горелки, мазутные форсунки, паромазутопроводы в пределах котлоагрегата;

трубопроводы в пределах котлоагрегата, арматура с электрическими и ручными встроенными и дистанционными приводами, контрольно-измерительные приборы непосредственного действия, стационарные обдувные приборы и дробеструйные устройства с трубопроводами, арматурой и шитами автоматического управления, оборудование непрерывной и периодической

продувки и фосфатирования, гарнитура котлоагрегата;

батарейные циклоны с каркасами (без площадок обслуживания), установки непрерывного механизированного шлакоудаления, calorиферы для подогрева воздуха перед воздухоподогревателями;

комплект запасных частей — прямые отрезки труб разных диаметров, дистанционные гребенки для крепления труб пароперегревателя, подвески для труб, притяжные крючки экранных труб, детали крепления обмуровки.

Оборудование, поставляемое трестом Энергокомплектооборудование с других заводов-изготовителей: углеразмольное оборудование и оборудование системы пылеприготовления, тягодутьевые устройства, оборудование гидрозолоудаления, поршневые насосы-дозаторы с электродвигателями для установок фосфатирования, аппаратура автоматического регулирования; оборудование золоулавливания, кроме электрофильтров и электрооборудования к ним, которые, включая трансформаторы, поставляются через трест Газочистка.

Каркасы к электрофильтрам изготавливаются на месте монтажа и в комплектную поставку не входят.

9-4. КОТЛОАГРЕГАТЫ ВОДОГРЕЙНЫЕ И ПАРОВОДОГРЕЙНЫЕ

Водогрейные котлоагрегаты

Водогрейные котлоагрегаты выполняются безбарабанными с прямоточным движением воды. Поверхности нагрева выполнены из труб малого диаметра в виде вертикальных экранных панелей, расположенных на стенках топочной камеры, и горизонтальных пакетов змеевиков, размещенных в конвективной шахте, в которых происходит подогрев сетевой воды при принудительном движении. Гидравлическое сопротивление в системе поверхностей нагрева преодолевается за счет напора, создаваемого сетевыми насосами.

При разработке конструкций водогрейных котлоагрегатов за основу был принят температурный график работы систем теплоснабжения 150—70°C. Для котлоагрегатов теплоспроизводительностью 30 Гкал/ч и выше было учтено повышение температуры в тепловых сетях до 200°C. Котлоагрегаты запроектированы на природном газе, мазуте и твердом топливе в горизонтальной компоновке, П-образного и башенного типа; предназначены для работы в качестве основного источника теплоснабжения (районные котельные) и пикового для установок на ТЭЦ. Типоразмеры водогрейных котлоагрегатов приводятся в табл. 9-19.

Котлоагрегаты горизонтальной компоновки, предназначенные для сжигания газа (КВ-Г), газа и мазута (КВ-ГМ), твердого

Типоразмеры водогрейных котлоагрегатов

Номинальная теплопроизво- дительность, Гкал/ч	Топливо					
	Газ	Газ и мазут		Тип котлоагрегата		
		П-образного типа	Башенного типа	Горизонтальной компоновки		П-образного типа
				Без воздухоподогре- вателя	С воздухоподогрева- телем	
4	КВ-Г-4 ***	КВ-ГМ-4 **	—	—	—	—
6,5	КВ-Г-6,5 ***	КВ-ГМ-6,5 **	—	—	—	—
10	—	КВ-ГМ-10 *	—	КВ-ТС-10 *	КВ-ТСВ-10 *	—
20	—	КВ-ГМ-20 *	—	КВ-ТС-20 *	КВ-ТСВ-20 *	—
30	—	КВ-ГМ-30 *	ПТВМ-30М *	—	—	КВ-ТК-30 ***
50	—	—	КВ-ГМ-50 *	ПТВМ-50 *	—	КВ-ТК-50 ***
100	—	—	КВ-ГМ-100 *	ПТВМ-100 ****	—	КВ-ТК-100 **
180	—	—	КВ-ГМ-180 **	ПТВМ-180 ****	—	—

* Котлы входят в номенклатуру Дорогобужского котельного завода как серийное изделие.

** Выпущены головные образцы котлов.

*** Конструкция утверждена НТС Минтяжмаша СССР.

**** Выпуск котлоагрегатов Дорогобужским котельным заводом прекращен. Котлоагрегат ПТВМ-100 выпускается таганрогским заводом «Красный котельщик» по отдельным заказам, котлоагрегат ПТВМ-180 — Барнаульским котельным заводом серийно.

Примечания: 1. Были выпущены головные образцы котлоагрегатов КВ-ТС-4 и ТВ-ТС 65 Серийный выпуск признан нецелесообразным ввиду низких проектных технико-экономических показателей котельных с этими котлоагрегатами по сравнению с котельными с котлоагрегатами ДКВр.

2. До освоения серийного выпуска котлоагрегатов КВ-ТК Барнаульским котельным заводом по отдельным заказам изготавливается котлоагрегат ЭЧМ-60.

топлива в слое (КВ-ТС), а также котлоагрегаты П-образного типа для сжигания газа и мазута (КВ-ГМ) и пылеугольного сжигания твердого топлива (КВ-ТК) представляют собой унифицированные серии водогрейных котлоагрегатов, разработанные совместно ЦКТИ и Дорогобужским котельным заводом, специализированным по выпуску водогрейных котлоагрегатов. Продолжается выпуск разработанных ранее газомазутных водогрейных котлоагрегатов неунифицированных серий: П-образного типа (ПТВМ-30М), конструкции института Энергомонтажпроект и башенных (ПТВМ) конструкции ВТИ и МФ института Оргэнергострой, а также ЭЧМ-60 с камерными топками для сжигания твердого топлива конструкции Уралэнергочермет.

Перспективным является применение водогрейных котлоагрегатов с сжиганием газа и мазута в циклонных предтопках. Получают распространение пароводогрейные котлоагрегаты, выполненные на базе водогрейных П-образного типа.

Котлоагрегаты горизонтальной компоновки. Конструкция котлоагрегатов разработана с учетом максимальной степени заводской блочности и унификации деталей, элементов и узлов котлоагрегатов, работающих на различных видах топлива.

Для котлоагрегатов КВ-ТС принято ограничение по виду и качеству топлива: не подлежат сжиганию высокозольные, высоковлажные бурые угли, отходы углеобогащения, угли с теплотой сгорания $Q_{\text{в}} \leq 2800$ ккал/кг, а также сланцы, торф и другие виды твердого топлива с содержанием серы $S_{\text{в}} \geq 0,2 \cdot 10^{-3} \% \cdot \text{кг/ккал}$.

Газомазутные котлоагрегаты КВ-ГМ-10, КВ-ГМ-20 и КВ-ГМ-30 и котлоагрегаты КВ-ТС-10 и КВ-ТС-20 для слоевого сжигания твердого топлива без воздухоподогревателя и котлоагрегаты КВ-ТСВ-10 и КВ-ТСВ-20 с воздухоподогревателем имеют единый профиль и различаются только глубиной топочной камеры и конвективной шахты. Топочная камера имеет горизонтальную компоновку. Конфигурация камеры в поперечном разрезе повторяет профиль железнодорожного габарита. Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной шахте с подъемным движением газов.

Топочная камера котлоагрегатов КВ-ГМ полностью экранирована. В задней части топочной камеры имеется промежуточная экранированная стенка, образующая камеру догорания, экраны промежуточной стенки выполнены двухрядными. Схема экранирования топочной камеры слоевых котлоагрегатов отличается от газомазутных отсутствием подовых экранов. Конвективная (водогрейная) поверхность нагрева у всех котлоагрегатов расположена в вертикальной шахте с полностью экранированными стенами. Передняя стена конвективной шахты, являющаяся одновременно задней стенкой топки, выполнена в виде

цельносварного экрана, переходящего в нижней части в четырехрядный фестон. Боковые экраны конвективной шахты являются коллекторами конвективной поверхности нагрева, выполненной из U-образных шпирм.

Воздухоподогреватель котлоагрегатов КВ-ТСВ вынесен за пределы конвективной шахты. Конвективные блоки котлоагрегатов КВ-ГМ, КВ-ТС и КВ-ТСВ конструктивно оформлены одинаково, блок котлоагрегатов КВ-ТСВ состоит из одного конвективного пакета. Схема циркуляции КВ-ГМ-10 и КВ-ТС-10: последовательное движение воды по поверхностям нагрева, вход — в нижний коллектор левого бокового топочного экрана, выход — из нижнего левого коллектора конвективного блока; в КВ-ГМ-20 и КВ-ТС-20 — вход воды в нижние левый и правый коллекторы топочного блока параллельно, выход — из нижнего левого коллектора конвективного блока.

Обмуровка натрубная, несущего каркаса нет. Топочный и конвективный блоки имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам котлоагрегата. Коэффициент опор зависит от типоразмера и габарита котлоагрегата. Опоры на стыке топочного и конвективного блоков неподвижные. Котлоагрегаты, работающие на мазуте, обмываются дробевой очисткой.

Технические характеристики котлоагрегатов КВ-ГМ приведены в табл. 9-20; КВ-ТС и КВ-ТСВ — в табл. 9-21. Общий вид котлоагрегатов — на рис. 9-10 и 9-11.

Котлоагрегаты П-образной компоновки имеют сомкнутое расположение поверхностей нагрева и состоят из топочной камеры и конвективной шахты. Топочная камера, стены и потолок поворотной камеры и стены конвективной шахты экранированы. Конвективная поверхность состоит из U-образных шпирм.

Циркуляционная схема котлоагрегатов предусматривает возможность работы по двум режимам: основному и пиковому. При основном режиме сетевая вода проходит через все элементы поверхностей нагрева последовательно, при пиковом параллельно, двумя потоками.

При работе на мазуте осуществляется подогрев воздуха в калориферах, для очистки конвективных поверхностей нагрева предусмотрена дробевая очистка. Выход дымовых газов — нижний, двумя параллельными газоходами. Обмуровка облегченная натрубная. Котлоагрегаты поставляются крупными блоками.

Неунифицированный газомазутный котлоагрегат ПТВМ-30М теплопроизводительностью 30 Гкал/ч выпускается в трех модификациях: ПТВМ-30М-2 — для газа, ПТВМ-30М-4 — для газа и мазута, ПТВМ-30МС — для газа и мазута с усиленным каркасом для районов с сейсмичностью 9 баллов. Котлоагрегаты предназначены для работы в качестве

Технические характеристики водогрейных газомазутных котлоагрегатов серии КВ-ГМ

Наименование	Тип котлоагрегата					
	КВ-ГМ-10		КВ-ГМ-20		КВ-ГМ-30	
	Топливо					
	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут
Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	10		20		30	
Давление воды, кгс/см ² :						
расчетное	25		25		25	
минимальное на выходе из котла	8		8		8	
Температура воды, °С:						
на входе	70		70		70	
на выходе	150		150		150	
Расход воды, м ³ /ч	123,5		247		370	
Гидравлическое сопротивление, кгс/см ²	1,5		2,3		1,9	
Температура уходящих газов, °С	185	230	190	242	185	250
К. п. д. при номинальной нагрузке (срутто), %	89,79	88,90	89,89	88,00	89,80	87,70
Расход топлива, м ³ /ч (кг/ч)	1290	1220	2580	2460	3860	3700
Теплонапряжение топочного объема, 10 ³ ккал/(м ³ ·ч)	290	294	364	372	430	442
Объем топочной камеры, м ³	38,3		61,2		77,6	
Поверхность нагрева, м ² :						
радиационная	73,6		106,6		126,9	
конвективная	221,6		406,5		592,6	
Сопротивление газового тракта, кгс/м ²	44	46	57	60	65	67
Сопротивление воздушного короба с горелкой, кгс/м ²	135		180		280	
Основные размеры, мм:						
глубина топочной камеры	3904		6384		7680	
ширина топочной камеры	2880		2880		2880	
глубина конвективной шахты	768		1536		2080	
ширина конвективной шахты	2880		2880		2880	
ширина по обмуровке	3200		3200		3200	
длина по обмуровке*	6500		9700		11 800	
высота от уровня пола до верха обмуровки (оси коллектора)	6680		6680		6680	
ширина габаритная	6000		6000		6000	
длина габаритная	8350		11 540		13 530	
высота габаритная (высшая отметка по бункеру дробы)	9810		9810		9810	
Масса, т:						
топочного блока	5,29		7,39		8,66	
конвективного блока	8,24		13,44		18,39	
полная масса котлоагрегата**	20,20		28,30		34,70	

* Длина по обмуровке приводится с горелкой.

** По чертежам Дорогобужского котельного завода.

Примечания: 1. Температура воды на выходе из котлоагрегата при работе на мазуте постоянна и равна 150°С.

2. Расчетные топлива: среднесервистый мазут с теплотой сгорания $Q_H^D = 9240$ ккал/кг и природный газ Ставропольского месторождения, $Q_H^C = 8620$ ккал/м³.3. Расчетные коэффициенты избытка воздуха: в топке $\alpha_T = 1,1$; за конвективным пучком $\alpha_{\text{пч}} = 1,15$.

4. Размеры топочной камеры и конвективной шахты приводятся по осям экранных труб.

Технические характеристики водогрейных котлоагрегатов серии КВ-ТС со слоевым сжиганием

Наименование	Тип котлоагрегата			
	КВ-ТС-10	КВ-ТСВ-10	КВ-ТС-20	КВ-ТСВ-20
Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	10	10	20	20
Давление воды, кгс/см ² :				
расчетное	25	25	25	25
минимальное на выходе из котла	8	8	8	8
Температура воды, °С:				
на входе	70	70	70	70
на выходе	150	150	150	150
Расход воды, м ³ /ч	123,5	123,5	247	247
Гидравлическое сопротивление, кгс/см ²	1,2	1,2	1,5	1,5
Температура уходящих газов, °С	220	205	230	218
Температура горячего воздуха, °С	—	212	—	230
К. п. д. при номинальной нагрузке (брутто), %	80,9	82,8	80,66	82,5
Расход топлива, кг/ч	2160	3140	4320	6290
Теплонапряжение топочного объема, 10 ³ ккал/(м ³ ·ч)	302	305	377	380
Объем топочной камеры, м ³	38,5	38,5	61,6	61,6
Поверхность нагрева, м ² :				
радиационная	55,9	55,9	82,8	82,8
конвективная	221,5	110,8	406,5	203,2
воздухоподогревателя	—	364	—	728
Сопротивление газового тракта, кгс/м ²	67,0	100	87,0	106
Сопротивление воздушного короба и воздухоподогревателя, кгс/м ²	65,0	110	65,0	110
Основные размеры, мм:				
глубина топочной камеры	3904		6144	
ширина топочной камеры	2880		2880	
глубина конвективной шахты	768		1536	
ширина конвективной шахты	2944		2944	
ширина по обмуровке	3200	3200	3200	3200
длина по обмуровке	6400	6400	9600	9600
высота от отметки обслуживания до верха обмуровки	7830	5850	7830	5850
ширина габаритная	6000	5580	6000	5580
длина габаритная	7580	8560	10 600	13 400
высота габаритная	10 450	9515	10 450	9515
Масса, т:				
топочного блока	4,06	4,06	5,98	5,98
конвективного блока	8,24	5,36	13,45	8,25
воздухоподогревателя	—	5,33	—	10,66
полная масса котлоагрегата *	16,8	22,13	22,4	35,06

* По чертежам Дорогобужского котельного завода.

Примечания: 1. Температура воды на выходе из котлоагрегата при работе на сернистых углях постоянная и равна 150°С

2. Расчетные топлива: для КВ-ТС — Минусинский каменный уголь марки Д ($Q_H^P = 3380$ ккал/кг, $W^P = 14,5\%$), для КВ-ТСВ — бурый уголь Ирша-Бородниского месторождения ($Q_H^P = 3740$ ккал/кг; $W^P = 33\%$).3. Расчетные коэффициенты избытка воздуха: в топке $\alpha_T = 1,3$; за конвективным пучком $\alpha_{\text{кх}} = 1,4$; за воздухоподогревателем $\alpha_{\text{ух}} = 1,45$.

4. Размеры топочной камеры и конвективной шахты приводятся по осям экранных труб.

5. Габаритные размеры приводятся с площадками и установками возврата уноса.

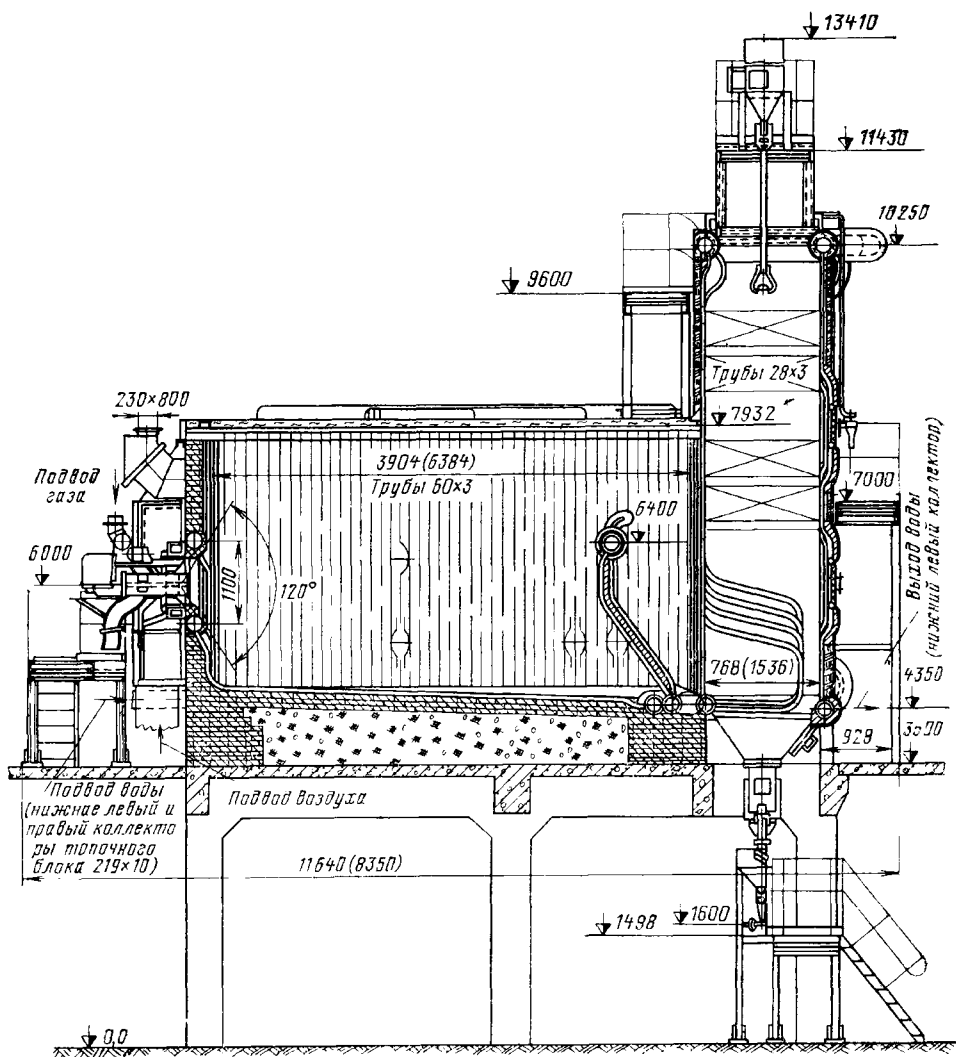


Рис 9-10 Котлоагрегаты КВ-ГМ-10 и КВ-ГМ-20 Размеры в скобках — для котлоагрегата КВ-ГМ-20

основного источника теплоснабжения, надежны при работе на мазуте.

В топочной камере за счет установки верхних коллекторов для фронтального и заднего экранов осуществлено подъемное движение воды во всех интенсивно обогреваемых трубах. Трубы заднего экрана топочной камеры в верхней части образуют фестон.

Циркуляционная схема котлоагрегата, работающего в основном режиме, десятиходовая: подвод воды — в нижний коллектор фронтального экрана топки, выход — из нижнего коллектора бокового экрана топки. Котлоагрегаты оборудованы комбинированными газомазутными горелками, рас-

положенными на боковых стенах топочной камеры. Типовой компоновкой котлоагрегата предусмотрена подача воздуха к горелкам двумя дутьевыми вентиляторами параллельно включенными на общий напорный воздухопровод, с разводкой по группам горелок на боковых стенах топки и индивидуальной подачей к каждой из них. Техническая характеристика котлоагрегата приведена в табл. 9-22. Общий вид котлоагрегата типа ПТВМ-30М показан на рис. 9-12.

Унифицированная серия газомазутных котлоагрегатов теплопроизводительностью 50 и 100 Гкал/ч включает в себя котлоагрегаты КВ-ГМ-50

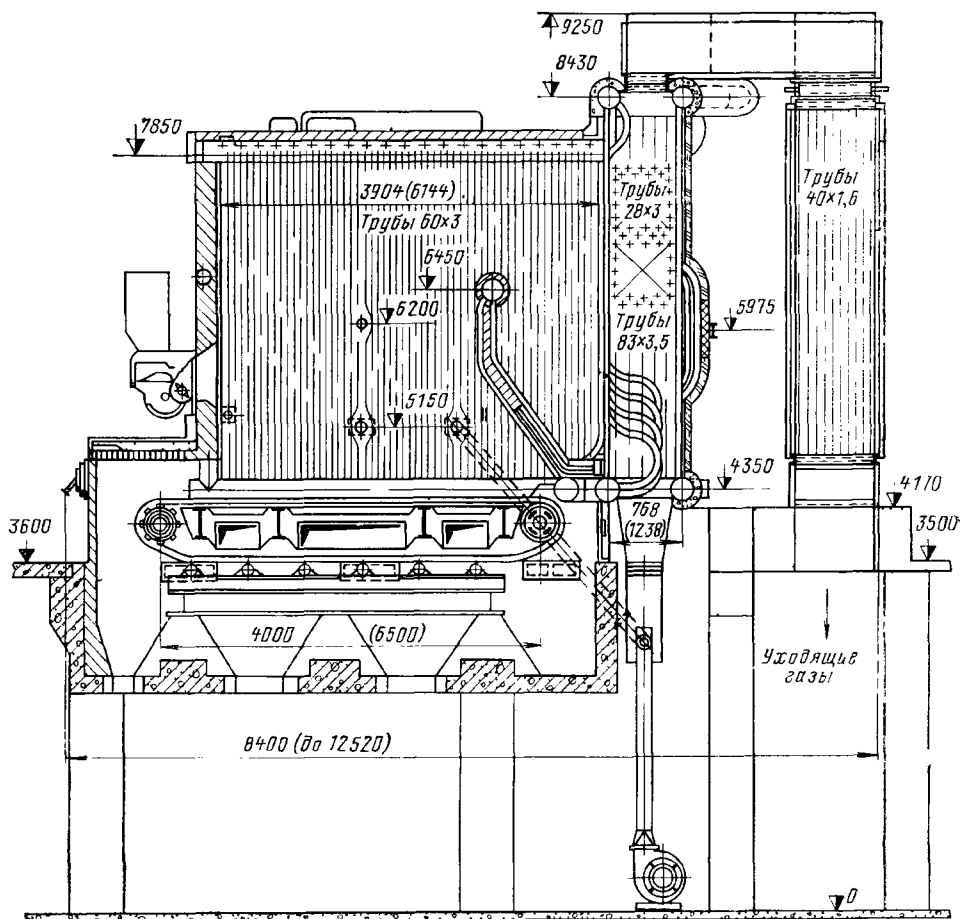


Рис. 9-11. Котлоагрегаты КВ-ТСВ-10 и КВ-ТСВ-20. Размеры в скобках — для котлоагрегата КВ-ТСВ-20, показаны топка ТЛЗ и воздухоподогреватель к котлоагрегату КВ-ТСВ-10.

и КВ-ГМ-100. Они являются первыми крупными котлоагрегатами, где применены газомазутные горелки с ротационными форсунками. Котлоагрегаты КВ-ГМ-50 и КВ-ГМ-100 имеют общий профиль в продольном и поперечном направлении, отличаются только глубиной топочной камеры и конвективной шахты. Топочная камера отделена от конвективной шахты плотным экраном. Трубы боковых экранов экранятся под и потолок топочной камеры, образуя экраны U-образной формы. На фронтальной стене топочной камеры расположены горелочные устройства: на котлоагрегатах КВ-ГМ-50 — две горелки РГМГ-20 по одной горизонтальной оси; на котлоагрегатах КВ-ГМ-100 — три горелки РГМГ-30 по схеме треугольник вершиной вверх.

Циркуляционная схема. Вход воды осуществляется в нижний коллектор заднего экрана конвективной шахты, выход — из

нижнего коллектора фронтальной топочной камеры. Котел не имеет несущего каркаса, трубная система опирается на портал. Технические характеристики котлоагрегатов приведены в табл. 9-22. Общий вид котлоагрегатов КВ-ГМ-50 и КВ-ГМ-100 показан на рис. 9-13.

Газомазутные котлоагрегаты с циклонными предтопками. На основе применения циклонного принципа для сжигания газа и мазута институтом Энергомонтажпроект совместно с МО ЦКТИ разработана конструкция малогабаритного водогрейного газомазутного котлоагрегата теплопроизводительностью 50 Гкал/ч с циклонными предтопками [6]. Уменьшение габаритов котлоагрегата достигается благодаря высокой форсировке сжигания топлива в горизонтальных циклонных камерах (предтопках), работающих с тепловыми нагрузками $Q/F = 16 \cdot 10^6$ ккал/(м²·ч), при тепловом на-

**Технические характеристики водогрейных газомазутных котлоагрегатов
П-образного типа**

Наименование	Тип котлоагрегата					
	ПТВМ-30М		КВ-ГМ-50		КВ-ГМ-100	
	Топливо					
	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут
Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	40	35	50		100	
Давление воды, кгс/см ² :						
расчетное		20	25		25	
минимальное на выходе из котлоагрегата		8	8		8	
Температура воды, °С:						
на входе		70	70/110		70/110	
на выходе		150	150		150	
Расход воды, м ³ /ч	495	435	618/1230		1235/2460	
Гидравлическое сопротивление, кгс/см ²		1,8	1,32		1,65	
Температура уходящих газов, °С	162	250	142	180	138	180
К. п. д. при номинальной нагрузке (брутто), %	91,08	87,91	92,6	91,1	92,7	91,3
Расход топлива, м ³ /ч (кг/ч)	5230	4355	6360	5980	12 720	11 960
Теплонапряжение топочного объема, 10 ³ ккал/(м ³ ·ч)	550	500	215	216	278	280
Объем топочной камеры, м ³		80	251		388	
Поверхность нагрева, м ² :						
радиационная		128,6	245		325	
конвективная		693	1223		2385	
Сопротивление газового тракта, кгс/м ²	106,9	87,6	100		119	
Основные размеры, мм:						
глубина топочной камеры		2240	4096		6208	
ширина топочной камеры		4032	5696		5696	
глубина конвективной шахты		2016	1536		3200	
ширина конвективной шахты		4032	5696		5696	
ширина по осям колонн		4740	5700		5700	
глубина по осям колонн		4970	5824		9408	
отметка верха обмуровки (оси коллектора)		11 700	12 780		12 780	
ширина габаритная	9100	9350	10 000		10 100	
длина габаритная	8130	8300	10 520		14 166	
высота габаритная	12 240	13 970*	14 315*		14 450*	
Масса, т:						
наиболее тяжелого поставочного блока		8,4	—		—	
обмуровочных материалов котлоагрегата в объеме заводской поставки		33,35	—		—	
		54,3	82,2		118	

Высшая отметка котлоагрегата по бункеру дрови.

Примечания: 1. Температура воды на выходе из котлоагрегата при работе на мазуте постоянна и равна 150°С.

2. Расчетные топлива: мазут марки М-100, $Q_H^P=9170$ ккал/кг и природный газ Шебелинского газопровода, $Q_H^C=8472$ ккал/м³ в соответствии с ТУ 24-3-380-72.

3. Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_T=1,1$; за конвективным пучком $\alpha_{УХ}=1,15$.

4. Габаритные размеры ПТВМ-30М: ширина — 9250, длина — 6610, высота — 14 700 мм.

5. В числителе дробей — для основного режима, в знаменателе — для пикового.

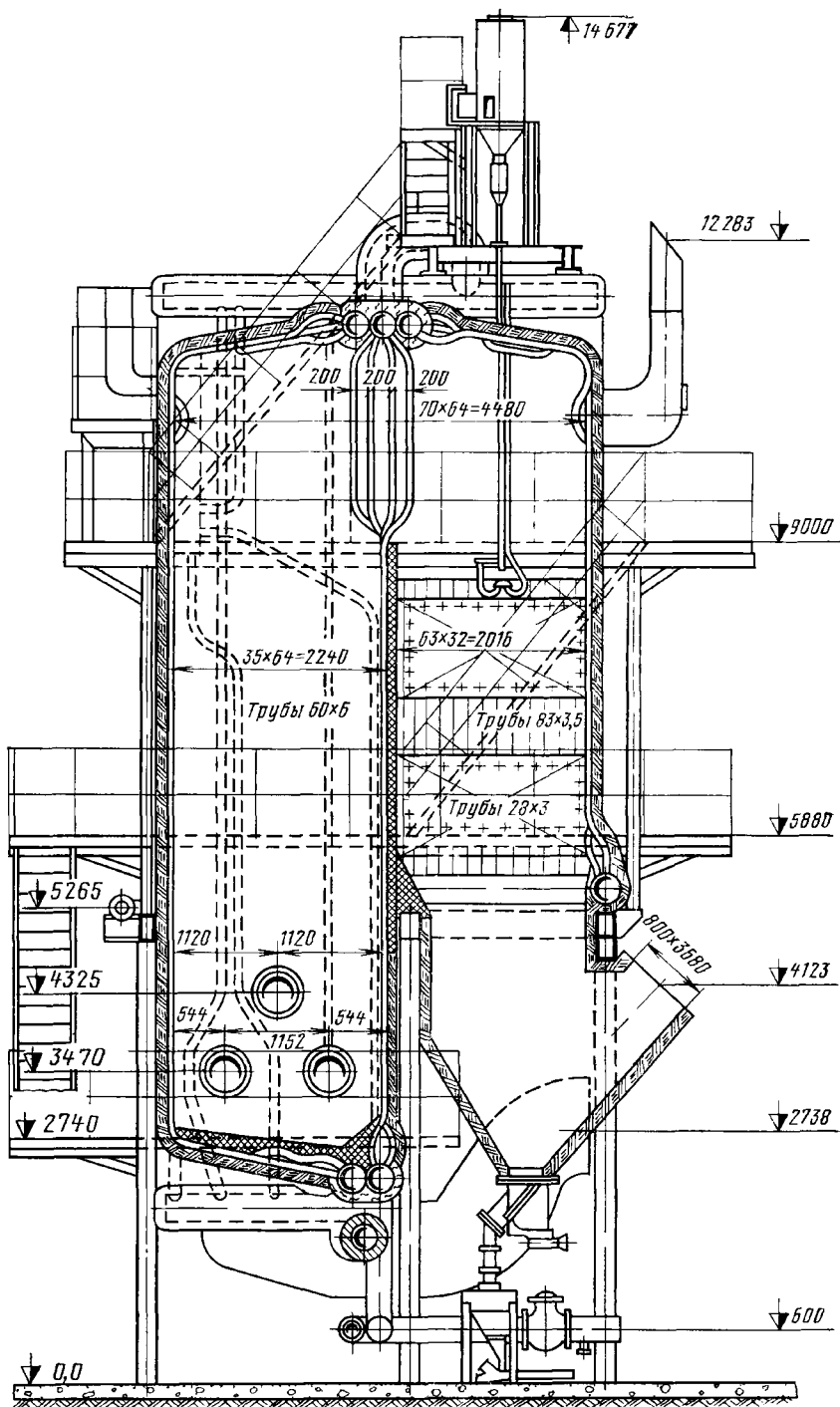


Рис. 9-12. Котлоагрегат ПТВМ-30М.

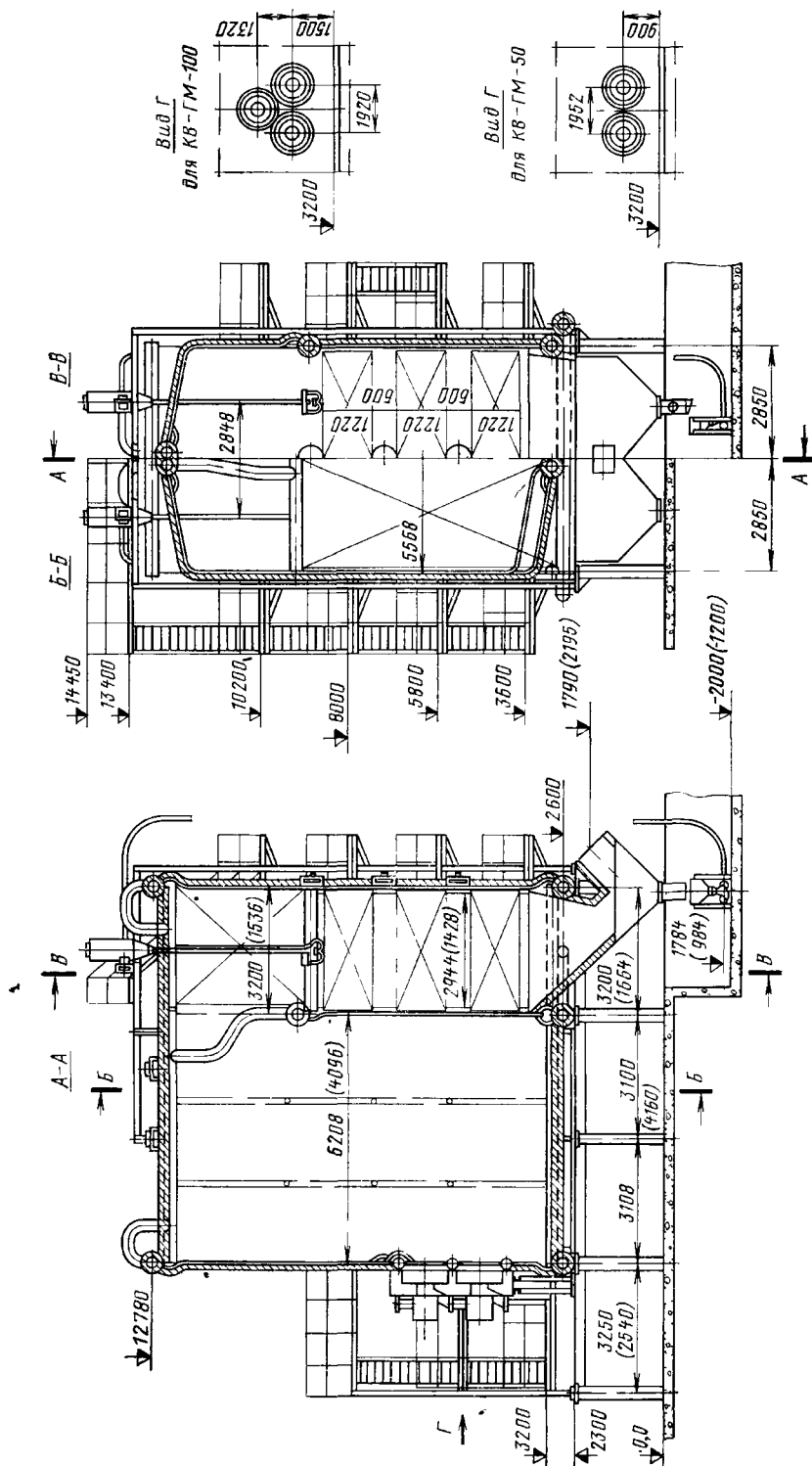


Рис. 9.13. Котлоагрегаты KB-ГМ-50 и KB-ГМ-100 Размеры в скобках — для котлоагрегата KB-ГМ-50.

Таблица 9-23

Техническая характеристика котлоагрегата с циклонными предтопками

пряжении объема топочной камеры котла Q/V до $2 \cdot 10^6$ ккал/(м³·ч), что в несколько раз превышает тепловые напряжения объема топочной камеры для традиционных однокамерных топок.

Котлоагрегат имеет П-образную сомкнутую компоновку поверхностей нагрева и состоит из циклонных предтопок, топочной камеры и конвективной шахты. Циклонные предтопки устанавливаются на фронте топочной камеры и соединяют с ней плоской диафрагмой. На каждый циклонный предтопок устанавливаются по три механические мазутные форсунки «Ильмарине» или по две паромеханические форсунки ЦКТИ конструкции Шатиля. Внутренние стенки циклонных предтопок, торкретированные корундовой массой, охлаждаются сетевой водой, проходящей через циркуляционный контур котла. Корпуса циклонных предтопок находятся под полным рабочим давлением котлоагрегата.

Топочная камера полностью экранирована, диаметр труб экранов 60×3 мм, шаг 64 мм. В верхней части топочной камеры установлены ширмовые поверхности нагрева из труб диаметром 28×3 мм, собранных в ленты по 27 труб в каждой, по шесть лент в блоке с шагом 256 мм между лентами. Топочная камера и ширмовые поверхности образуют общий монтажный блок. Количество блоков по числу предтопок — три. Секционная конвективная часть из труб диаметром 28×3 мм с шагом $s_1 = 64$ и $s_2 = 40$ мм состоит из двух пакетов, секции сварены между водораспределительными трубами (стояками), опираются на нижние коллекторы конвективной части и заднего экрана топки, также конструктивного элемента конвективной части котлоагрегата.

Циркуляционной схемой котлоагрегата предусмотрен ввод обратной сетевой воды через циклонные предтопки параллельно, выход воды — через верхние коллекторы боковых экранов.

Обмуровка котлоагрегата газоплотная в виде металлической обшивки с тепловой изоляцией, прикрепленной к экранным трубам. Температура на внутренней поверхности обмуровки не выше $300-400^\circ\text{C}$. Котлоагрегаты могут работать как под наддувом, так и с уравновешенной тягой. В пределах трубной части котел не имеет каркаса, при малой высоте общая жесткость создается трубами, образующими экранные поверхности. Трубная часть и циклонные предтопки опираются на портал котлоагрегата и свободно расширяются вверх вместе с обмуровкой и поясами жесткости.

Котлоагрегаты с циклонными предтопками серийно не выпускаются, опытные образцы были изготовлены на заводах треста Центроэнергомонтаж для Калининской ТЭЦ № 1 и для районной отопительной котельной г. Калинин. Опыт эксплуатации котлов и исследования МО ЦКТИ показали

Наименование показателей	Топливо	
	Мазут	Газ
Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	50	
Давление воды, кгс/см ² :		
расчетное	20	
минимальное на выходе	8	
Температура воды, °C:		
на входе	70	
на выходе	150	
Расход воды, м ³ /ч	625	
Гидравлическое сопротивление, кгс/см ²	1,9—2,1	
Температура уходящих газов, °C	230	210
Избыток воздуха за котлом	1,05—1,07	—
К. п. д. котлоагрегата при номинальной нагрузке, %	90	91
Расход топлива, кг/ч (м ³ /ч)	6000	6500
Теплонапряжение объема топочной камеры (без учета циклонных предтопок), 10^3 ккал/(м ³ ·ч)		2000
Объем топочной камеры, м ³		31,2
В том числе:		
циклонов (3 шт.)		$1,457 \times 3$
камеры охлаждения		26,8
Циклонная топка *:		
количество циклонов		3/2
диаметр, мм		1200/1600
длина, мм		1200/1600
Сопротивление газового тракта, кгс/м ²	426	
Основные размеры, мм:		
длина		~5443
ширина		~5700
высота		~7800
Масса, т		64,0

* В числителе дроби — для циклонной топки котлоагрегатов Калининской ТЭЦ № 1, в знаменателе — для отопительной котельной.

возможность глубокого регулирования производительности котлоагрегата без выключения отдельных циклонных предтопок. Котлоагрегаты могут работать на мазуте без химического недожога при малых избытках воздуха в топке $\alpha_T = 1,05 \div 1,07$, что

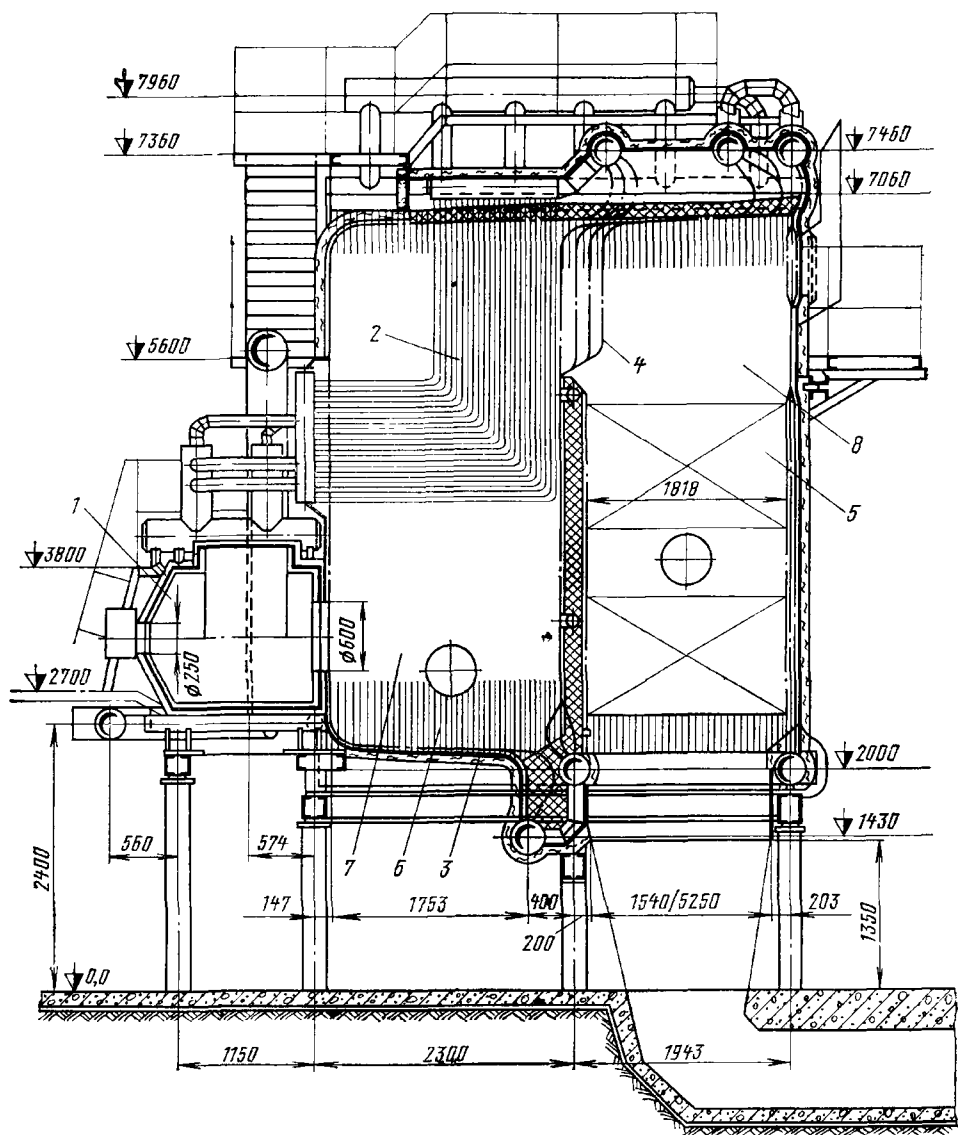


Рис. 9-14. Водогрейный котлоагрегат теплопроизводительностью 50 Гкал/ч с циклонными предтопками.

Пояснения к рис. 9-14 и 9-15: 1 — циклонные предтопки; 2 — ширмовые поверхности; 3 — фронтальный экран; 4 — задний экран; 5 — конвективная часть; 6 — боковой экран; 7 — топочная камера; 8 — поворотная камера.

уменьшает низкотемпературную коррозию, исключает загрязнение поверхностей нагрева и не требует дробевой очистки. Кроме того, сокращается строительный объем здания для установки и расход металла для изготовления котлоагрегатов. Работа под наддувом связана с повышенным расходом электроэнергии на привод дутьевых машин.

Техническая характеристика котлоагрегата с циклонными предтопками приведе-

на в табл. 9-23, общий вид — на рис. 9-14, а циркуляционная схема — на рис. 9-15.

Пылеугольные водогрейные котлоагрегаты теплопроизводительностью 100 Гкал/ч. Барнаульским котельным заводом разработаны рабочие чертежи котлоагрегата КВ-ТК-100, предназначенного для сжигания каменных углей. Котлоагрегат однокорпусный, выполнен в П-образной разомкнутой компоновке. Топочная камера открытая,

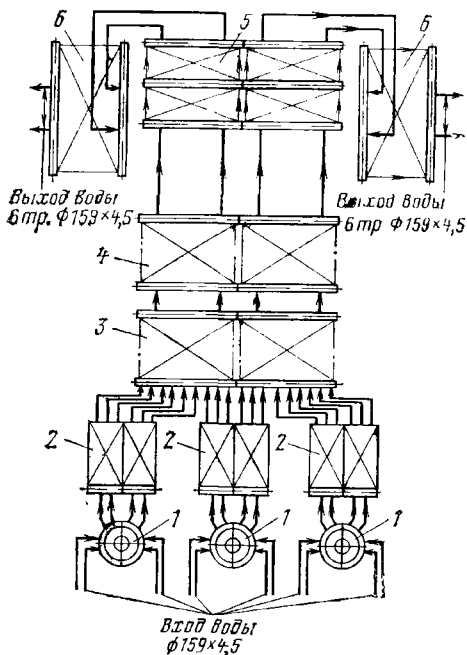


Рис. 9-15. Циркуляционная схема котлоагрегата 50 Гкал/ч с циклонными предтопками.

призматическая, с газоплотными экранами и твердым шлакоудалением. Экраны топочной камеры собираются из 12 вертикальных панелей — блоков из труб $\varnothing 60 \times 4$ мм с шагом 80 мм, между трубами приварены полосы 6×20 мм. Фронтовой и задний экраны образуют скаты холодной воронки. В верхней части задний экран разведен в четырехрядный фестон с шагами $s_1 = 320$ мм и $s_2 = 270$ мм.

Поворотный газоход так же, как и топка, экранирован цельносварными газоплотными панелями. В опускном газоходе размещены пакеты конвективной части; змеевики пакетов из труб диаметром 32×3 мм расположены в шахматном порядке с шагами $s_1 = 80$ мм и $s_2 = 60$ мм. Под конвективными пакетами двухпоточный воздухоподогреватель из труб $\varnothing 40 \times 1,5$ мм с шахматным расположением.

Топка оборудована шестью вихревыми пылеугольными горелками лопаточно-лопаточного типа, установленными на боковых стенах по схеме треугольник вершиной вниз. В центральные трубы горелок встроены растопочные форсунки и электроискровые газовые запальники с ионизационными датчиками.

Ограждение котлоагрегата КВ-ТК-100 — изоляция асбестовой или асбоперлитовой массой. Наружная поверхность изоляции оштукатуривается асбоцементной массой,

поверх штукатурного слоя накладывается стеклопластиковое полимерное покрытие всесоюзного объединения Союзэнергозащита.

Предусмотрены установка непрерывного шлакоудаления, состоящая из двух шнековых транспортеров, переходных шлаковых бункеров и двух одновалковых шлаковых дробилок; дробевая очистка конвективных поверхностей нагрева и обдувка топочных экранов аппаратами ОМ-0,35. Общий вид котлоагрегата КВ-ТК-100 представлен на рис. 9-16.

Техническая характеристика котлоагрегата КВ-ТК-100

Теплопроизводительность, Гкал/ч	100
Давление воды расчетное, кгс/см ²	24
Температура воды, °С:	
на входе	70
на выходе	150
Расход воды, м ³ /ч	1236
К. п. д. при сжигании экибастузского угля, %	89
Расход топлива, кг/ч	25 000
Размеры топочной камеры в плане по осям труб, мм	7060 × 7100
Объем топочной камеры, м ³	902
Лучевоспринимающая поверхность стен топки, м ²	603
Тепловое напряжение топочного объема, ккал/(м ³ ·ч)	120 · 10 ³
Тепловое напряжение сечения топки, ккал/(м ² ·ч)	2,18 · 10 ³
Температура газов на выходе из топки, °С	1136
Температура уходящих газов, °С	196
Температура воздуха, °С:	
перед воздухоподогревателем	60
за воздухоподогревателем	343/370
Поверхность нагрева, м ² :	
конвективных пакетов	830
воздухоподогревателя	8800
Основные размеры котла, мм:	
длина по осям колонн	18 000
ширина по осям колонн	12 300
высота по верху каркаса	28 200
высота по бункеру дробил	31 260

Котлоагрегаты башенной компоновки. ВТИ и МФ института Оргэнергострой была разработана конструкция теплофикационных водогрейных котлоагрегатов для использования на ТЭЦ в качестве пиковых при работе на газе и мазуте. Принятая шкала мощностей котлоагрегатов — 50, 100 и 180 Гкал/ч соответствовала мощности теплофикационных отборов турбин 25, 50 и 100 МВт, что обеспечивало блочную уста-

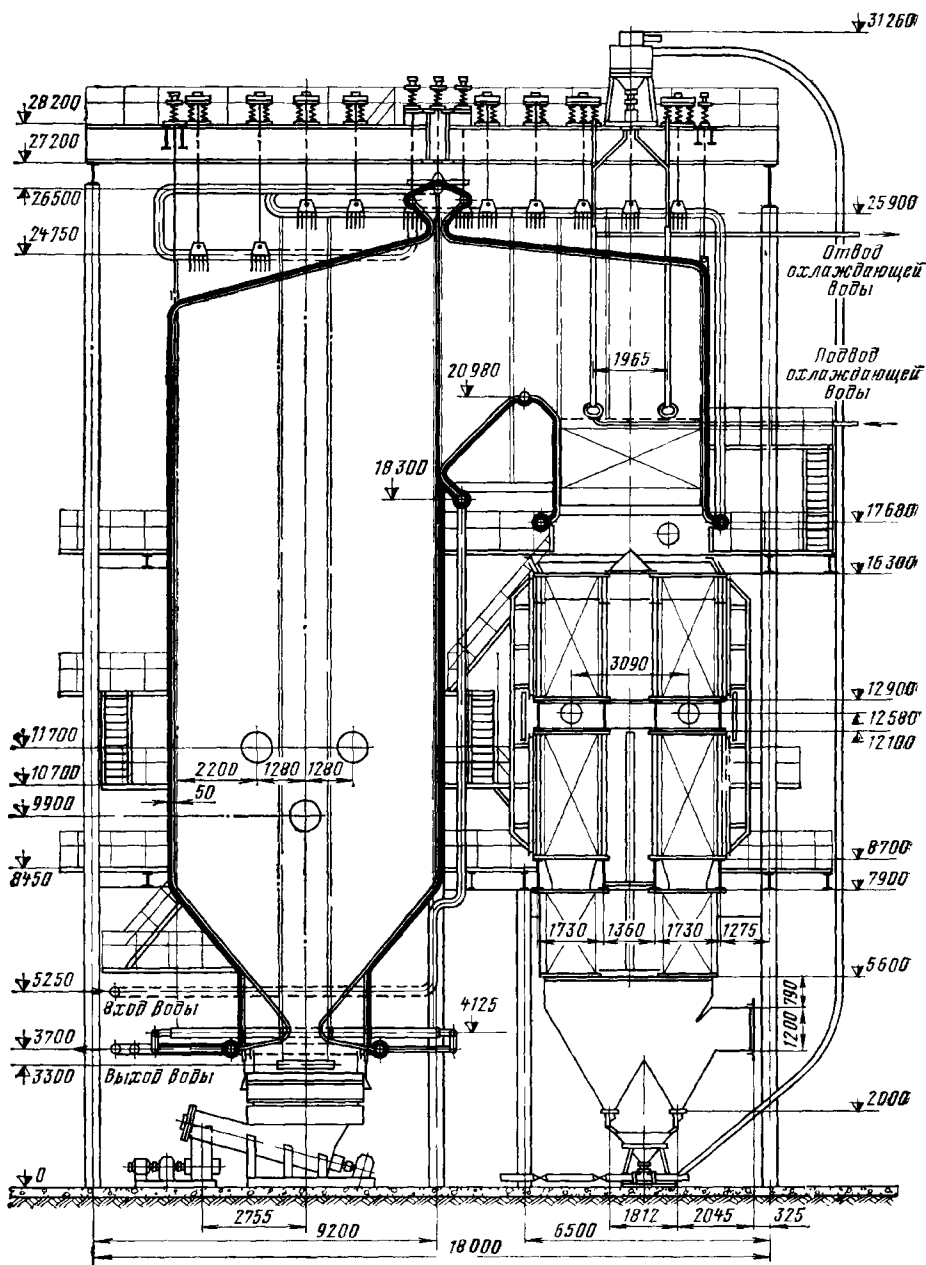


Рис 9-16 Котлоагрегат KB-TK-100.

новку при коэффициенте теплофикации $\alpha_{\text{теп}} = 0,5$. После удачного опыта эксплуатации башенных котлоагрегатов в качестве пиковых они начали широко применяться в отопительных районных котельных в качестве основного источника теплоснабжения.

Котлоагрегаты были запроектированы для работы на природном газе (основное

топливо) и мазуте (для кратковременной работы) с естественной тягой при помощи индивидуальной дымовой трубы, установленной на каркасе котлоагрегата.

Особенность компоновки поверхностей нагрева котлоагрегатов заключается в расположении конвективных поверхностей непосредственно над топочной камерой, вы-

полненной в виде прямоугольной шахты. Стены и под топочной камеры экранированы. Топка котлоагрегатов ПТВМ-180 имеет два ряда двухцветных экранов, которыми она разделяется на три сообщающиеся камеры. Конвективные поверхности нагрева котлоагрегатов различной теплопроводимости однотипны, отличаются длиной U-образных змеевиков и числом параллельно включенных змеевиков в секцию.

Принципиальной особенностью котлоагрегатов башенной компоновки является применение большого числа сравнительно мелких горелок с подводом воздуха от индивидуальных дутьевых вентиляторов. Регулирование тепловой производительности осуществляется изменением числа работающих горелок без изменения режима остальных при постоянном расходе воды и переменом температурном перепаде.

Циркуляционная схема котлоагрегата четырехходовая для основного режима и двухходовая для пикового. В основном режиме вода подается в нижний коллектор фронтального экрана, а отводится из нижнего коллектора заднего экрана. В пиковом режиме вода подводится в нижние коллекторы фронтального и заднего экранов, отводится из нижних коллекторов боковых экранов.

Каркас котлоагрегатов состоит из четырех плоских рам, трубная система подвешивается к несущим балкам потолка каркаса и свободно расширяется вниз. Обмуровка натрубная, газоплотная. Котлоагрегаты поставляются крупными блоками.

Конструкция котлоагрегата допускает полукрытую установку в районах со средней температурой воздуха самой холодной пятидневки до -30°C при размещении в закрытом помещении горелочных устройств, дутьевых вентиляторов и арматуры.

Котлоагрегаты ПТВМ-50 выпускаются для установки с отдельно стоящей дымовой трубой в двух модификациях: ПТВМ-50-2 — на газе и мазуте для работы в пиковом режиме, ПТВМ-50-4 — на газе для работы в основном режиме. Котлоагрегат ПТВМ-100 выпускается для работы на газе и мазуте в основном или пиковом режиме (с индивидуальной металлической дымовой трубой — для работы на газе, с отдельно стоящей — для работы на мазуте); ПТВМ-180 — для работы в пиковом режиме, топливо газ и мазут, дымовая труба отдельно стоящая. Котлоагрегат ПТВМ-180 предназначен для установки на ТЭЦ, может быть использован для крупных районных котельных в качестве основного источника теплоснабжения.

Технические характеристики котлоагрегатов башенной компоновки приведены в табл. 9-24, общий вид котлоагрегата ПТВМ-100 — на рис. 9-17.

В отопительных и промышленно-отопительных котельных башенные котлоагрега-

ты могут быть рекомендованы только при использовании газа в качестве основного топлива, так как при работе на мазуте из-за загрязнения и коррозии поверхностей нагрева на естественной тяге обеспечивается не более 80% номинальной теплопроизводительности. Номинальная теплопроизводительность котлоагрегатов на газе достигается при работе с естественной тягой и индивидуальными дымовыми трубами, высота которых обеспечивает устойчивую самотягу при расчетной температуре наружного воздуха.

Удельные капитальные вложения в котельные с башенными котлоагрегатами ниже, чем с котлоагрегатами типа КВ-ГМ. Например, для котельной с тремя котлоагрегатами ПТВМ-100 в сравнении с котельной с тремя котлоагрегатами КВ-ГМ-100 — на 17%.

Описание конструкций и режим работы башенных котлоагрегатов приведены в [16], рекомендации по проектированию, наладке и эксплуатации — в [15].

Пароводогрейные газомазутные котлоагрегаты

В целях снижения капитальных вложений, эксплуатационных расходов и количества оборудования промышленно-отопительных котельных на базе серийных паровых и водогрейных котлоагрегатов разработаны конструкции котлоагрегатов для одновременного получения горячей воды и пара — пароводогрейные котлоагрегаты.

Пароводогрейный котлоагрегат, выполненный на базе парового вертикально-водотрубного котлоагрегата ДКВр. Нагрев сетевой воды осуществляется в барабане при помощи встроенного струйно-барботажного устройства. Отпуск тепла производится в виде пара и горячей воды в любых соотношениях при минимальном отборе пара 20 кг на тонну поступающей воды. Качество подпиточной воды должно соответствовать качеству воды для водогрейных котлоагрегатов.

Схема пароводогрейного котлоагрегата предложена ЦКТИ. Бийский котельный завод в 1970 г. изготовил опытные образцы внутрибарабанных устройств для котлоагрегатов ДКВр-10-13, которые эксплуатируются с 1971 г. в котельной г. Друскининкай, построенной по проекту института Сантехпроект. Котельные с котлоагрегатами, выполненными по этой схеме, могут быть использованы как в открытых, так и в закрытых системах теплоснабжения.

Пароводогрейные котлоагрегаты КВП-30/8-1 и КТК-100 выполнены на базе газомазутных водогрейных котлоагрегатов. Нагрев сетевой воды в водогрейном котлоагрегате происходит при одновременном отпуске насыщенного пара низкого давления из радиационного парового контура котла. Панели топочных экранов выключаются из гидравлической схемы водогрейного котлоагрегата, образуя

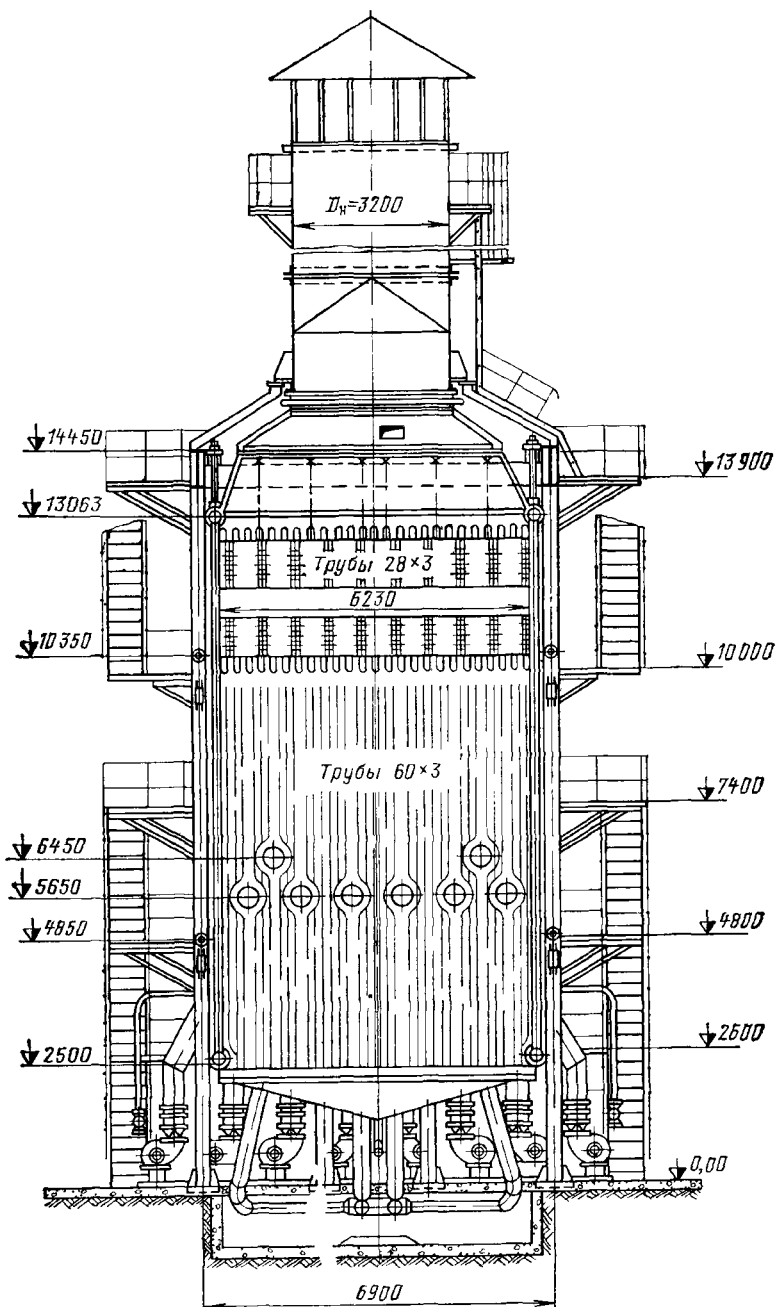


Рис. 9-17. Котлоагрегат ПТВМ-100.

безбарабанные паровые контуры с естественной циркуляцией воды и паросепарирующими устройствами в виде выносных циклонов с двойной сепарацией пара, соединенных с паропроводящими и водоподводящими трубами экранных панелей. Выносные циклоны, кроме того, соединяются по пару и воде с горизонтальными уравнительными

емкостями-аккумуляторами. Запас воды в уравнительных емкостях и циклонах выбирается из условий надежности работы парового контура при кратковременной (не более 2,5 мин) остановке сетевых насосов.

Котлоагрегат КВП-30/8-1 [4] разработан на основе котлоагрегата

Техническая характеристика водогазовых котлоагрегатов
башенной компоновки

Наименование	Тип котлоагрегата					
	ПТВМ-50		ПТВМ-100		ПТВМ-180	
	Топливо					
	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут
Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	50		100		180	
Давление воды, кгс/см ² :						
расчетное	10—25		10—25		10—25	
минимальное на выходе	8		8		8	
Температура воды, °С:						
на входе	70/110		70/110		110	
на выходе	150		160*		150	
Расход воды, м ³ /ч	618/1230		1235/2460		3680	
Гидравлическое сопротивление, кгс/см ²	0,96/0,56**		2,15/0,96		0,9	
Температура уходящих газов, °С	180	190***	185	230	182	223
К. п. д. при номинальной нагрузке (брутто), %	89,6	87,8	88,6	86,8	88,8	87,3
Расход топлива, м ³ /ч (кг/ч)	6780	6340	14 100	12 800	25 300	22 300
Теплонапряжение топочного объема, 10 ³ ккал/(м ³ ·ч)	460	469	460	468	465	442
Объем топочной камеры, м ³	124,5		245		461	
Поверхность нагрева, м ² :						
радиационная	139,06		184,4		479,0	
конвективная	1215		2960		5500	
Сопротивление газового тракта, кгс/м ²	44,4	38,7	—	—	—	—
Основные размеры, мм:						
глубина топочной камеры	4180		6230		6230	
ширина топочной камеры	4160		6230		11 526	
глубина по осям колонн	5180		6900		6900	
ширина по осям колонн	5160		6900		12 196	
отметка оси верхнего коллектора	12 245		13 063		11 903	
длина габаритная	9350		11 908		12 000	
ширина габаритная	8780		10 620		17 340	
отметка верха каркаса	13 500		14 450		13 200	
высшая отметка котла ****	~14 200		14 500		15 690	
Масса, т:						
наиболее тяжелого поставочного блока	—		—		8,2	
обмуровочных материалов котла в объеме заводской поставки	48		55		76,0	
	119		168		262	

* По данным таганрогского завода «Красный котельщик».

** Гидравлическое сопротивление котлоагрегата не более 2 кгс/см².

*** При нагрузке 60% номинальной.

**** По отметке выхода дымовых газов при работе на отдельно стоящую дымовую трубу.

Примечания: 1. Расчетное топливо—мазут марки М-100, $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 9170$ ккал/кг и природный газ Шебелинского газопровода, $Q_{\text{H}}^{\text{C}} = 8472$ ккал/м³.

2. В числителе дроби—для основного режима, в знаменателе—для пикового.

3. Данные по котлоагрегату ПТВМ-180—для пикового режима. Высотные отметки показаны от уровня пола обслуживания ($\pm 0,00$) при установке котлоагрегата на отметке—3,6.

Основные технические данные пароводогрейных котлоагрегатов КВП-30/8-1 и КТК-100

Наименование	Тип котлоагрегата			
	КВП-30/8-1		КТК-100	
Общая теплопроизводительность, Гкал/ч	40*	35**	100	50
Теплопроизводительность в водогрейной части, Гкал/ч	35	29,7	63	27
Предельная паропроизводительность парового контура, т/ч	8,45	8,96	70	42—47
То же при отключенном дополнительном конвективном пучке, т/ч	—	—	47	30
Давление насыщенного пара, кгс/см ² . .	7—20	7—20	7—25	7—25
Давление воды на выходе, кгс/см ² , не менее	8	8	8	8
Запас воды в горизонтальных емкостях при работе с полной нагрузкой, мин . .	6—7	6—7	—	—
Масса металла, т	—	—	170	—

* При работе на газе.

** При работе на мазуте.

Примечание. Показатели для КТК-100 приведены для полной и сниженной (50%) нагрузки.

ПТВМ-30М и имеет следующие конструктивные особенности: при переводе в пароводогрейный режим из гидравлической схемы водогрейного котлоагрегата исключаются только боковые панели топочных экранов; количество выносных циклонов — два; выносные циклоны и емкости-аккумуляторы выполнены из труб диаметром 426×12 мм. Конвективная часть водогрейного котлоагрегата остается без изменений. Технические данные котлоагрегата КВП-30/8-1 приведены в табл. 9-25.

Котлоагрегат КТК-100 [5] разработан на основе котлоагрегата КВ-ГМ-100 со следующими конструктивными особенностями: при переводе в пароводогрейный режим фронтной и боковые экраны топки включаются как парообразующие контуры и выполняются с рециркуляцией; количество выносных циклонов — три; циклоны и емкости изготовлены из труб диаметром 630×15 мм. Параллельно основной конвективной шахте котлоагрегата предусматривается газопход с конвективным пучком парового контура (водяной экономайзер и пароперегреватель) для подогрева и испарения 10—15% циркулирующей воды, что дает возможность поддерживать максимальную производительность паровых контуров при изменении общей теплопроизводительности котлоагрегата. Для регулирования количества дымовых газов, проходящих через дополнительную конвективную шахту, предусмотрен байпас с шиберами. Котлоагрегат КТК-100 запроектирован для работы под наддувом с коэффициентом избытка воздуха $\alpha_T = 1.02 \pm 1.03$.

Принципиальная схема котлоагрегата КТК-100 представлена на рис. 9-18. Общий вид котлоагрегата КТК-100 приведен на рис. 9-19, основные технические данные — в табл. 9-25.

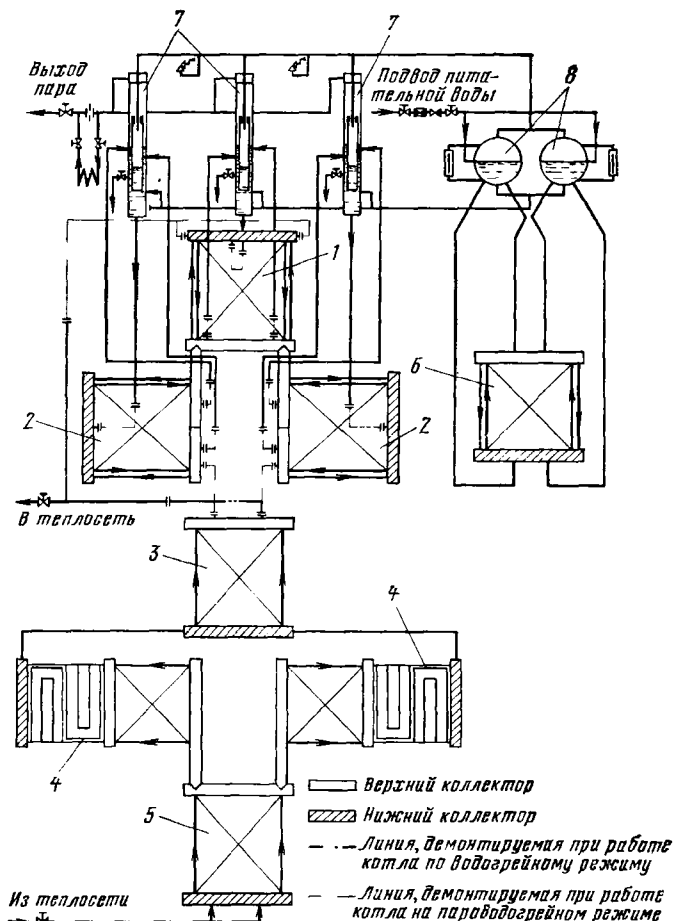
Котлоагрегаты КВП-30/8-1 разработаны для применения в промышленно-отопительных и отопительных котельных. Котлоагрегаты КТК-100 разработаны для обеспечения пиковых паровых технологических нагрузок от промышленно-отопительных ТЭЦ, а также нагрузок собственных нужд в паре для чисто отопительных ТЭЦ и могут быть применены при централизованном теплоснабжении от крупных промышленно-отопительных и отопительных котельных.

При работе пароводогрейных котлоагрегатов на закрытую систему теплоснабжения и давления пара не выше 10 кгс/см² питание паровой части производится из общей линии сетевой воды, при давлении пара свыше 10 кгс/см² устанавливаются отдельные насосы питательной воды. Качество питательной воды должно соответствовать нормам для паровых экранированных котлоагрегатов низкого давления. При работе котлоагрегатов на открытую систему теплоснабжения паровые контуры питаются от отдельных питательных насосов и имеют отдельную водоподготовку.

При изменении общей нагрузки производительности паровых радиационных контуров изменяется медленней, чем общая нагрузка котлоагрегата. Регулирование производительности пароводогрейных котлоагрегатов производится по горячей воде, при этом избытки пара в отдельных режимах

Рис. 9-18. Принципиальная схема пароводогрейного котлоагрегата КТК-100.

1 — фронтальный экран топки;
2 — боковые экраны топки;
3 — задний экран топки;
4 — конвективные поверхности котла; 5 — задний экран котла; 6 — конвективная поверхность парового контура; 7 — выносные циклоны; 8 — емкости-аккумуляторы.



могут быть использованы для подогрева воды в пароводяных подогревателях.

Незначительное различие габаритных размеров пароводогрейных и водогрейных котлоагрегатов одинаковой теплопроизводительности позволяет устанавливать их в одном здании, не увеличивая пролета и высотных отметок котельного зала, а также не требует реконструкции здания при переводе водогрейных котлоагрегатов в пароводогрейный режим. Перевод водогрейных котлоагрегатов ПТВМ-30М в пароводогрейный режим не связан с коренной переделкой основного котлоагрегата, его осуществление возможно в действующих котельных в период летнего останова.

Конструкции пароводогрейных котлоагрегатов КВП-30/8-1 и КТК-100 предложены институтом Энергомонтажпроект совместно с Дорогобужским котельным заводом. Опытные образцы котлоагрегатов КВП-30/8-1 изготовлены Дорогобужским котельным заводом и установлены в районной отопительной котельной г. Резекне

(Латвийская ССР), где проходят промышленное освоение; по котлоагрегатам КТК-100 выполнен технирабочий проект.

Объем поставки водогрейных котлоагрегатов В по объему поставки завода-изготовителя согласно ТУ 24-3-380-72 входят следующие узлы и элементы

Для всех котлоагрегатов поставляются экраны топочной части (для котлоагрегатов ПТВМ-180 — двусветные экраны); пакеты конвективной части с камерами и креплениями; трубопроводы в пределах котлоагрегата; гарнитура; лестницы и площадки (кроме котлоагрегатов КВ-ГМ-4, КВ-ГМ-6,5).

К котлоагрегатам ПТВМ-30М, КВ-ГМ-50, КВ-ГМ-100, ПТВМ-50, ПТВМ-100 и ПТВМ-180 поставляются каркасы (портал); обшивка пода; для ПТВМ-180 — обшивка котла; комбинированные газомазутные горелки, мазутопроводы и трубопроводы горючего газа в пределах котлоагрегата (кроме котлоагрегатов КВ-ГМ-50 и

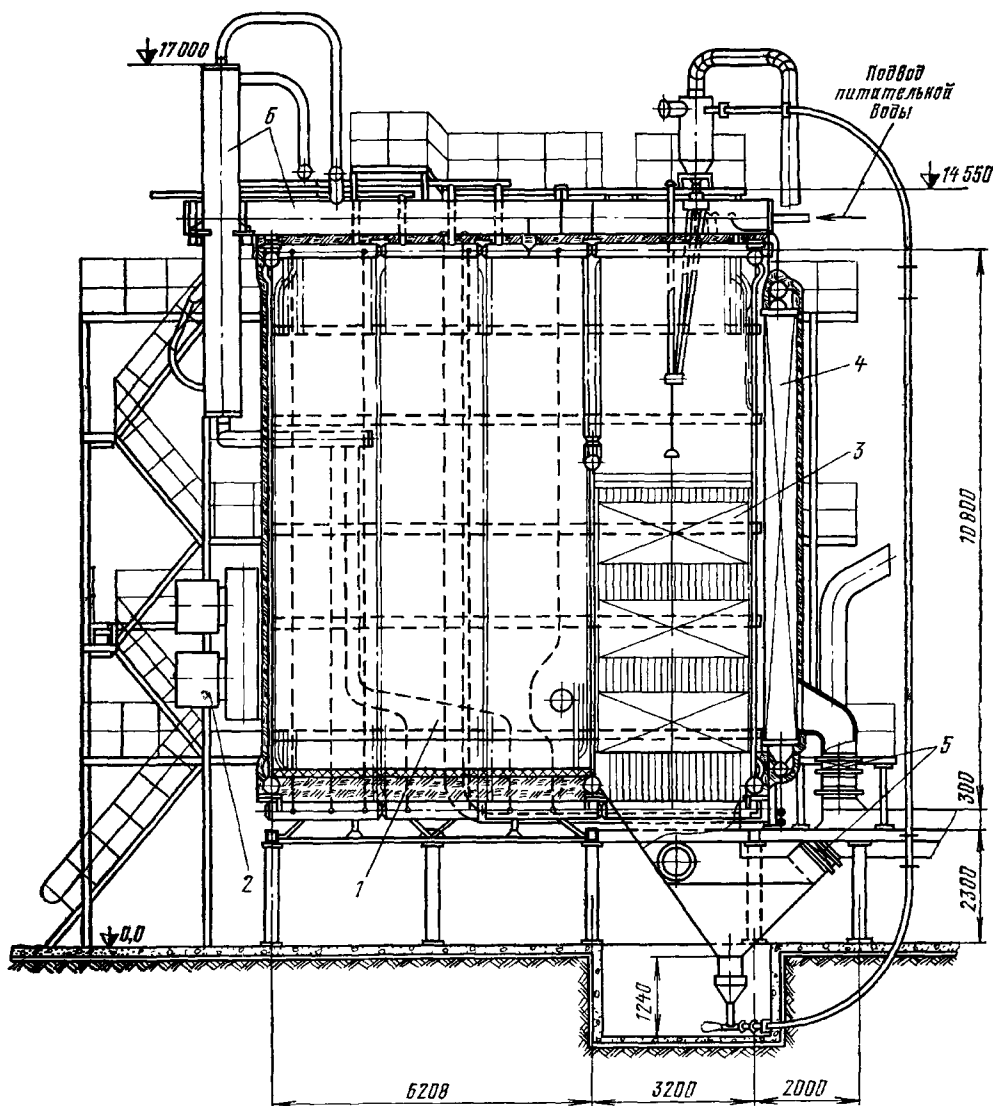


Рис. 9-19. Котлоагрегат КТК-100.

1 — топочная камера; 2 — газомазутные горелки РГМГ-30; 3 — конвективная водогрейная часть котла; 4 — конвективная поверхность парового контура; 5 — регулирующие шиберы; 6 — паросепа-рирующие устройства

КВ-ГМ-100); детали перехода для работы на общую дымовую трубу для котлоагрегатов башенной компоновки или на индивидуальную металлическую дымовую трубу для котлоагрегатов ПТВМ-50 и ПТВМ-100; металлическая дымовая труба диаметром 2500 мм для котлоагрегатов ПТВМ-50. Для котлоагрегатов КВ-ТСВ-10 и КВ-ТСВ-20 поставляется трубчатый воздухоподогреватель с обшивкой.

Для котлоагрегатов, работающих на мазуте, поставляется устройство дробе-

струйной очистки поверхностей нагрева; котлоагрегаты башенной компоновки поставляются с устройством для обмывки.

За дополнительную оплату заводом-изготовителем поставляются арматура в пределах котлоагрегата; ротационные газомазутные горелки и форсуночные вентиляторы к котлоагрегатам КВ-ГМ; дутьевые вентиляторы к котлоагрегатам башенной компоновки, вентиляторы возврата уноса; плотные клапаны к котлоагрегатам

ПТВМ-30М, ПТВМ-50, КВ-ГМ-50 и КВ-ГМ-100.

Комплектующей организацией поставляются механические топки к котлоагрегатам КВ-ТС, вентиляторы подъема дробин ГРМК-4; дымососы и дутьевые вентиляторы ко всем котлоагрегатам, кроме башенных, плотные клапаны к котлоагрегатам ПТВМ-100 и ПТВМ-180.

Оборудование автоматического регулирования, тепловой защиты и дистанционного управления для всех котлоагрегатов поставляется трестом Энергокомплектавтоматика.

Устройства дробеочистки поверхностей нагрева завод поставляет в составе инжекторов, бункеров для сбора дробы, дробеуловителей, распределителей и соединительных труб. Чугунная дробь $\varnothing 3-5$ мм и арматура для установки дробеочистки приобретаются заказчиком. Изоляционный, уплотнительный и обмуровочный материалы, шамотная масса для оштукатуренных экранов также приобретаются заказчиком.

9.5. ЭЛЕМЕНТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА КОТЛОАГРЕГАТОВ

Общие рекомендации по проектированию

Поверхности нагрева (в конструктивном понимании этого термина) — элементы котлоагрегата, в которых **обогреваемая среда** (вода, пар, воздух) получает тепло от продуктов сгорания топлива. К поверхностям нагрева условно относят также подводящие и отводящие трубы, змеевики, ширмы, коллекторы и другие элементы, разграничивающие поверхности нагрева между собой.

По стадии процесса генерации пара различают водоподогревательные, парогенерирующие и пароперегревательные поверхности нагрева. По преобладающему виду теплообмена — радиационные и конвективные. Кроме того, поверхности нагрева различают по конструктивному выполнению и размещению в газоходах. Части поверхно-

Т а б л и ц а 9-26

Наименование поверхностей нагрева и их элементы

Тип поверхностей нагрева	Вид теплообмена	Наименование поверхностей нагрева	Элементы поверхностей нагрева
Водо-, воздухоподогревательные	Конвективный	Водяные экономайзеры	Гладкотрубный змеевик Рёбристая труба
		Конвективные пакеты водогрейных котлоагрегатов	U-образный змеевик
		Воздухоподогреватели	Трубная секция
Парогенерирующие*	Радиационный	Топочные экраны (подовый, фронтальный, боковой, задний, потолочный)	Экранные трубы (подъемные, опускающие). Коллекторы. Камера
	Конвективный	Конвективные пучки	Фестон. Кипятильные трубы. Ширмы. Экраны конвективной шахты
Пароперегревательные	Радиационный	Пароперегреватели	Змеевик гладкотрубный. Камера
	Конвективный		

* Для водогрейных котлоагрегатов — водоподогревательные

Таблица 9-27

Распределение тепла между поверхностями нагрева котлоагрегатов

Параметры перегретого пара		Температура питательной воды, °С	Распределение тепла между поверхностями нагрева, %				
Давление, кгс/см ²	Температура, °С		Парогенерирующие			Пароперегревательные	Водог., воздухоподогревательные
			В том числе		Всего		
			радиационные	конвективные			
14*	250	100	83	50	33	7	10
14**	250	100	88	58	30	5	7
40	440	145	68	66	2	19	13

* Для ДКВр.

** Для котлоагрегатов средней производительности.

стей нагрева, включенные по обогреваемой среде и газам последовательно и разграниченные коллекторами, называются ступенями. Ступени делятся находы — части, включенные по обогреваемой среде последовательно, а по газам — параллельно. Наименование поверхностей нагрева и их основные элементы приведены в табл. 9-26.

Расчет и проектирование поверхностей нагрева котлоагрегатов производится по Нормативному методу теплового расчета котельных агрегатов [57], поверочный расчет — по разд. 10 настоящего справочника.

Водяные экономайзеры для подогрева питательной воды паровых котлоагрегатов, конвективные пакеты (секции) водогрейных котлоагрегатов и воздухоподогреватели в соответствии с тепловой схемой котлоагрегатов располагаются последними по ходу дымовых газов в зоне низких температур и называются низкотемпературными, или хвостовыми, поверхностями нагрева.

Распределение тепла между поверхностями нагрева котлоагрегатов приведено в табл. 9-27. Как следует из таблицы, в котлоагрегатах низкого и среднего давления по условиям сжигания топлива топочные экраны воспринимают только 50—65% всего количества тепла, выделяемого в топочной камере. Этого тепла недостаточно для полного парообразования. Часть тепла, необходимого для испарения воды, передается в конвективных поверхностях нагрева — экономайзерах кипящего типа и в конвективных пучках. Котлоагрегаты низкого давления выполняются с развитым котельным пучком, что определяет характер компоновки поверхностей нагрева и их весовые характеристики.

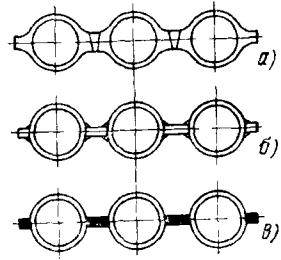


Рис. 9-20. Газоплотные экраны (панели).

а — из плавниковых труб; б — с приварными ребрами прямоугольного сечения; в — с наплавкой металла между трубами

Топочные экраны

Топочные экраны котлоагрегатов с естественной циркуляцией — система вертикальных или вертикально-наклонных труб с параллельным включением по периметру топки. Экраны выполняются гладкотрубными с зазором между трубами не менее 4 мм и газоплотными, состоящими из сварных панелей (рис. 9-20). Гладкотрубные экраны применяются в котлоагрегатах, работающих с уравновешенной тягой. Газоплотные экраны предназначены для котлоагрегатов, работающих под наддувом, из рассмотренных конструкций нашли применение только в котлоагрегатах КВ-ТК-100 и Е-ГМН.

Экраны паровых котлоагрегатов Белгородского котлостроительного завода выполнены в виде системы вертикальных труб без промежуточных коллекторов; в зависимости от конструктивных особенностей топочной камеры предусматриваются наклонные участки (холодная воронка, фестон, потолочные трубы). Верхние концы экранных труб вводятся в барабан непосредственно или через коллектор, нижние концы объединяются коллекторами в отдельные секции. В блок топочной камеры включаются все элементы топочного экрана, образующие самостоятельный циркуляционный контур. Верхняя часть труб заднего экрана фестонируется в 2—4 ряда с относительным шагом $s_1/d \geq 3$; $s_2/d \geq 3,5$. Диаметр экранных труб выбирается из расчета создания полезного напора, обеспечивающего надежную циркуляцию; шаг труб — при тепловом расчете топки по тепловосприятию экранов, а также по условиям тепловой работы обмуровки. В конструкциях котлоагрегатов с облегченной обмуровкой относительный шаг экранов принимается близким к единице (плотный экран).

Характеристика топочных экранов паровых котлоагрегатов

Тип котлоагрегата	ДКВр	КЕ, ДЕ	Котлоагрегаты БелКЗ
Диаметр труб, мм	51× ×2,5	51×2,5	60×3
Относительный шаг:			
боковых экранов	1,57	0,98— —1,08	1,17— —1,83
заднего и фронтального экранов	2,55	0,98— —1,08	1,17— —2,5

Топочные экраны прямооточных водогрейных котлоагрегатов — теплогенерирующая поверхность нагрева, выполненная из параллельно включенных труб, объединенных входными и выходными коллекторами. Водогрейные котлоагрегаты всех типов имеют плотное экранирование из труб диаметром 60×3 с шагом 64 мм, $s/d=1,07$.

Пароперегреватели

В котлоагрегатах низкого давления типов ДКВр, ДЕ, КЕ пароперегреватели выполняются только конвективными, располагаются в конвективном газоходе, заменяя часть поверхности нагрева котельного пучка. В котлоагрегатах низкого и среднего давления $D>25$ т/ч пароперегреватели выполняются конвективными и располагаются в горизонтальном газоходе или в конвективной шахте, за исключением котлоагрегата К-50-40-1, имеющего радиационно-конвективный пароперегреватель, расположенный на выходе из топочной камеры. Конвективные пароперегреватели выполняются с вертикальным или горизонтальным расположением змеевиков, а также в виде наклонной петли (котлоагрегат К-50-40/14). Радиационно-конвективные пароперегреватели выполняются в виде шпоровых поверхностей нагрева.

В котлостроении конструкции пароперегревателей не стандартизированы, поверхность нагрева зависит от вида топлива и температурного режима. Нормализованы для каждого типа котлоагрегата диаметры труб змеевиков (28—42 мм), радиусы гибов и в ряде случаев шаг труб по ширине котлоагрегата и диаметры коллекторов.

Экономические скорости газов в газоходах пароперегревателя для котлоагрегатов с уравнивающей тягой при стоимости топлива 10—12 руб/т составляют для шахматных пучков 12 ± 2 м/с, для коридорных 17 ± 2 м/с. Гидравлическое сопротивление — не более 10% рабочего давления пара. Подвод пара осуществляется рядом труб малого диаметра по всей длине раздающего коллектора, торцевой подвод пара по схемам П и З не рекомендуется. Номинальная температура перегретого пара должна обеспечиваться согласно ГОСТ 3619-76.

В котлоагрегатах среднего давления перегрев пара регулируется в поверхностных парохладителях, питательная вода из парохладителя возвращается в питательную линию котлоагрегата или в промежуточный коллектор экономайзера. Устройства для регулирования перегрева пара давлением 40 кгс/см² должны обеспечивать номинальную его температуру при 70—100% номинальной производительности котлоагрегата.

Конструктивные характеристики пароперегревателей котлоагрегатов средней производительности низкого и среднего давления приведены в табл. 9-15—9-18.

Низкотемпературные поверхности нагрева

Величина и компоновка низкотемпературных поверхностей нагрева должны обеспечивать оптимальную температуру уходящих газов за котлоагрегатом по условию эффективного использования тепла топлива и расхода металла на хвостовые поверхности нагрева. Установка хвостовых поверхностей нагрева приводит к снижению температуры уходящих газов на 12—16°C и соответственно повышению к.п.д. котлоагрегата примерно на 1%.

Паровые котлоагрегаты низкого и среднего давления производительностью более 25 т/ч на всех видах твердого топлива, мазуте и природном газе оборудуются водяными экономайзерами и воздухоподогревателями, которые, за исключением отдельных конструкций газомазутных котлоагрегатов, komponуются в конвективной шахте по одноступенчатой или двухступенчатой схеме (рис. 9-21).

При одноступенчатой компоновке экономайзер и воздухоподогреватель располагаются по ходу газов последовательно (рис. 9-21,а). При этом подогрев воздуха ограничивается величиной 270—300°C. По условиям эффективности теплообмена температурный напор на горячем конце воздухоподогревателя должен быть не ниже 50—70°C. При двухступенчатой компоновке экономайзер и воздухоподогреватель располагаются в газовом тракте в рассечку: между первой и второй ступенью воздухоподогревателя — первая ступень экономайзера, вторая ступень экономайзера — перед воздухоподогревателем по ходу газов (рис. 9-21,б). В результате переноса второй ступени воздухоподогревателя в область более высоких температур увеличивается температурный напор на горячем конце и подогрев воздуха до 350—400°C. Температура газов на входе во вторую ступень воздухоподогревателя не должна превышать температуру, допускаемую для металла труб и трубных досок, для углеродистой стали — 500°C. Двухступенчатая схема рекомендуется для котлов, сжигающих топлива с малым выходом летучих, а также при жидком шлакоудалении.

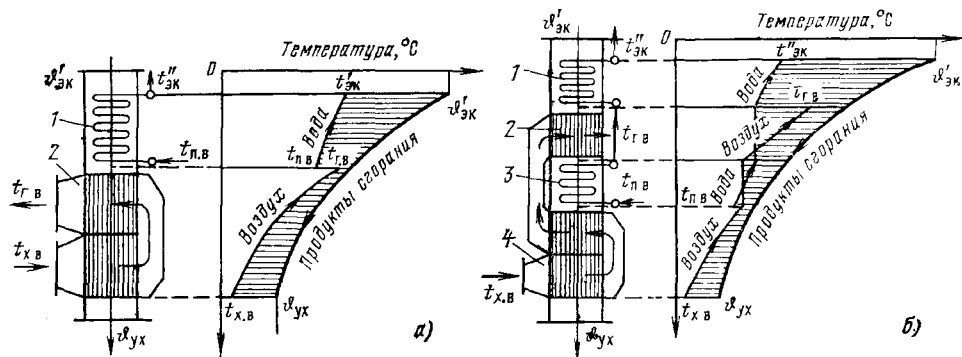


Рис. 9-21. Схемы компоновок низкотемпературных поверхностей нагрева в конвективной шахте.

а — одноступенчатая; 1 — экономайзер; 2 — воздухоподогреватель; б — двухступенчатая; 1 и 3 — вторая и первая ступени экономайзера; 2 и 4 — то же воздухоподогревателя.

Паровые котлоагрегаты низкого давления производительностью < 20 т/ч при сжигании всех видов топлива, кроме фрезерного торфа и древесных отходов, оборудуются водяными экономайзерами; при сжигании фрезерного торфа и древесных отходов — воздухоподогревателями. Котлоагрегаты паропроизводительностью 20—25 т/ч при сжигании влажных твердых топлив — экономайзером и воздухоподогревателем. Хвостовые поверхности нагрева котлоагрегатов выносятся за пределы собственно котла. В целях интенсификации сжигания по [57] подогрев воздуха целесообразен при сжигании всех видов топлива. В случаях, когда в действующих установках не обеспечиваются нормативные значения t_{yx} , хвостовые поверхности, предусмотренные заводской компоновкой котлоагрегата, пересматриваются.

Конвективная часть водогрейных котлоагрегатов по условиям работы является теплофикационной экономайзерной поверхностью нагрева. Конструкция и схема включения конвективной части выбираются из условий предотвращения, при работе на твердом топливе — шлакования и износа конвективных поверхностей нагрева; при работе на мазуте и сернистых топливах — низкотемпературной коррозии. Последнее обеспечивается при оптимальных значениях t_{yx} , при которых минимальная температура стенки обогреваемых труб не ниже 130°C при температуре воды на входе в котлоагрегат $70\text{--}110^\circ\text{C}$, на выходе из котлоагрегата 150°C постоянно. К водогрейным котлоагрегатам КВ-ТС со слоевым сжиганием при работе на бурых углях устанавливаются вынесенные воздухоподогреватели.

Повышение экономичности котлоагрегатов достигается снижением температур уходящих газов t_{yx} , которое ограничивается коррозионной устойчивостью хвостовых поверхностей нагрева и внешнего газового тракта. Для котлоагрегатов низкого давления t_{yx} должна быть не

ниже значений, указанных в табл. 9-28.

Для котлоагрегатов среднего давления паропроизводительностью $D \leq 75$ т/ч t_{yx} определяется исходя из температурных напоров на холодном конце экономайзера (разность температур между газами на выходе из экономайзера и питательной водой) $\Delta t_{\text{эк}}$ и на горячем конце воздухоподогревателя (между газами на входе в воздухоподогреватель и горячим воздухом) $\Delta t_{\text{в}}$ в зависимости от годового числа часов использования установки (n , ч/год) и стоимости условного топлива (a , руб/т):

na , 10^8 ч·руб/(гол·т)	$\Delta t_{\text{эк}}$, $^\circ\text{C}$	$\Delta t_{\text{в}}$, $^\circ\text{C}$
100—50	30—50	35—70
50—10	50—80	70—140

При больших значениях na принимают меньшие значения $\Delta t_{\text{эк}}$ и $\Delta t_{\text{в}}$.

В табл. 9-29 приведены рекомендуемые значения экономически наивыгоднейших температур уходящих газов для котлоагрегатов среднего давления с $D > 75$ т/ч.

Для водогрейных котлоагрегатов, не охваченных рекомендациями [57], температура уходящих газов принимается из условий обеспечения умеренных размеров кон-

Таблица 9-28

Температура уходящих газов для котлоагрегатов низкого давления

Топливо	t_{yx} , $^\circ\text{C}$
Угли с приведенной влажностью $W^n \leq 3$ и природный газ	120—130
Угли, $W^n = 4 \div 20$	140—150
Мазут	150—160
Торф и древесные отходы	170—190*

* При установке воздухоподогревателя.

Т а б л и ц а 9-29

Температура уходящих газов для котлоагрегатов среднего давления

 $D > 75 \text{ т/ч}$

а) При сжигании твердых топлив

Топливо	$t_{yx}, ^\circ\text{C}$	
	Стоимость топлива a , руб/т	
	4—7	12—20
Сухое, $W^p \leq 3$	110—120	110
Влажное, $W^p = 4 \div 20$	120—130	110—120
Сильновлажное, $W^p > 20$	130—140	—

б) При сжигании мазута и природного газа

Топливо	$t_{yx}, ^\circ\text{C}$
Мазут высокосернистый, $SP > 2,0\%$	150—160 *
Мазут сернистый, $SP = 0,5 \div 2\%$	130—140 *
Мазут малосернистый, $SP < 0,5\%$	110—120
Природный газ	110—120

* При $a_T = 1,02 \div 1,03$ и обеспечении плотности топки и газоходов расчетная температура стенки воздухоподогревателя может быть снижена до 85°C , t_{yx} до 120°C при температуре входящего воздуха не ниже 50°C .

Примечания: 1. Более низкие значения температур относятся к более дорогим топливам (европейская часть СССР, Урал).

2 В табл. 9-29, а приведены данные для котлоагрегатов с замкнутой схемой пылеприготовления.

3. Рекомендации табл. 9-29, б даны исходя из условий предупреждения сернистой коррозии.

вективных поверхностей нагрева и надежности работы в зоне низких температур при сохранении среднегодового к.п.д. котлоагрегата. При этом расчетные значения t_{yx} при средней нагрузке водогрейных котлоагрегатов должны быть сопоставимы с рекомендуемыми для паровых котлоагрегатов. Для серийных водогрейных котлоагрегатов температуры уходящих газов при номинальной нагрузке приняты выше, чем для паровых. Расчетные значения t_{yx} паровых и водогрейных котлоагрегатов приведены в соответствующих таблицах их технических характеристик.

Для слоевых топок температура подогрева воздуха ограничивается термическими условиями работы решеток

и характеристиками топлива (влажность, температура плавления золы). Температура горячего воздуха $t_{г.в} = 150 \div 250^\circ\text{C}$, более низкие температуры принимаются для шлакующих топлив. Значения $t_{г.в}$ для слоевых топок различных конструкций были приведены в табл. 8-6 и 8-8.

Температура подогрева воздуха при камерном сжигании топлива приведена в табл. 9-30. Если по условиям сушки высокий подогрев не требуется, температура воздуха за одноступенчатым воздухоподогревателем и первой ступенью двухступенчатого определяется по формуле (10-80).

Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель $t'_{вх}$, предотвращающая низкотемпературную коррозию, приведена в табл. 9-31.

Минимальные скорости газов по условию предотвращения заноса поверхностей нагрева: для поперечно омываемых пучков 6 м/с, при продольном омывании 8 м/с.

Оптимальные скорости газов $w_{опт}$, м/с, для пучков труб из углеродистой стали при уравниваемой тяге в зависимости от стоимости условного топлива a , руб/т:

a	4	10—12	≤ 20
$w_{опт}$	12 ± 2	11 ± 2	10 ± 2

При сжигании газа и мазута $w_{опт} = 13 \div 14$ м/с. При работе под наддувом $w_{опт}$ на всех топливах может быть принято на 10% выше указанного.

Для вынесенных низкотемпературных поверхностей нагрева $w_{опт}$, м/с, принимается равным: экономайзеры стальные 10—13, чугунные 20—12 (газ и мазут), 7—10 (твердое топливо), воздухоподогреватели трубчатые 10—12 м/с.

Водяные экономайзеры подразделяются: по материалу (стальные и чугунные); по типу поверхности нагрева (гладкотрубные и ребристые); по степени подогрева воды (кипящие и некипящие); по условиям компоновки (встроенные в конвективную шахту и отдельно стоящие).

Стальные экономайзеры гладкотрубные змеевиковые кипящего и некипящего типа применяются в паровых котлоагрегатах средней производительности среднего и низкого давления, komponуются в конвективной шахте, выполняются из труб с наружным диаметром 28—38 мм, с шахматным или коридорным расположением. Шаги труб экономайзера между змеевиками s_1 и в направлении газового потока s_2 принимаются по рекомендациям [57]. Змеевики присоединяются к камерам из труб диаметром 200—300 мм. Поверхность нагрева экономайзера разбивается на пакеты, устанавливаемые с разрывом по высоте 600—800 мм для монтажа блоками и очистки от золы. Высота пакета не более 1 м при $s_2/d \leq 1,5$ и не более 1,5 м при более редком расположении труб. Расстояние между

Температура подогрева воздуха при камерном сжигании топлива

Характеристика топочного устройства	Топливо	Температура воздуха $t_{г.в}$, °С
Топки с твердым шлакоудалением и замкнутой системой сушки топлива горячим воздухом	Каменные и тощие угли, $V_{г} < 25\%$	300—350
	Каменные угли, $V_{г} > 25\%$ и сланцы	250—300
	Бурые угли, фрезерный торф	350—400 *
То же смесью воздуха с топочными газами	Бурые угли, фрезерный торф	300—350
Газомазутные топки	Мазут, природный газ	250—300

* При высоковлажном торфе ($W^D > 50\%$) принимается значение 400° С.

соседними ступенями экономайзера и воздухоподогревателя составляет 800 мм.

При П-образной компоновке котлоагрегата плоскость змеевиков экономайзера располагается параллельно фронту при сжигании твердых топлив; при сжигании жидкого, газообразного и твердых мало-зольных топлив принимается поперечное расположение.

Гидравлическое сопротивление экономайзера котлоагрегатов среднего давления не должно превышать 8% давления в барабане. Недогрев воды на входе в «кипя-

щую» ступень экономайзера принимается не менее 40°С.

Скорость воды в некипящей ступени экономайзера принимают в пределах 0,3—1,5 м/с и не менее 1,0 м/с для ступени экономайзера с частичным испарением воды (при минимальной нагрузке). Скорость газов выбирается по [57].

Стальные экономайзеры кипящего типа выполняются неотключаемыми как по газам, так и по воде. За экономайзером запорная арматура не ставится. Запорный орган, обратный клапан и регулятор питания устанавливаются на питательных трубопроводах перед экономайзером.

Чугунные водяные экономайзеры низкого давления применяются для котлоагрегатов малой производительности и для отдельных типов котлоагрегатов средней производительности с давлением пара до 24 кгс/см². Экономайзеры стойки по отношению к газовой кислородной коррозии, подвергаются интенсивному загрязнению золой.

Котлоагрегаты малой производительности комплектуются блочными чугунными водяными экономайзерами Кузинского машиностроительного завода. Блочные экономайзеры собираются из чугунных ребристых труб ВТИ на металлическом каркасе, соединенных дугами (отдельные трубы) и калачами (группы); скомпонованы из последовательных по ходу газов колонок. Колонки выполнены в общей двойной металлической обшивке с совелитовыми плитами внутри и со стальной перегородкой между колонками. Экономайзеры герметичны и пригодны для работы под наддувом.

Технические и конструктивные характеристики блочных экономайзеров приведены в табл. 9-32.

Таблица 9-31

Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель

Топливо	$t'_{вп}$, °С
Сухое, $W^n \leq 3$	30
Влажное, $W^n = 4 \div 20$	45—55
Сильновлажное, $W^n > 20$	60—70
Природный газ	30
Мазут малосернистый, $S^p < 0,5\%$	30
Мазут сернистый, $S^p = 0,5 \div 2,0\%$	50—70
Мазут высокосернистый, $S^p > 2,0\%$	80—100

Примечания: 1. Подогрев воздуха до $t'_{вп}$ учитывается от уровня $t_{х.в} = 30^\circ \text{С}$.

2. Подогрев воздуха до 70°С осуществляется за счет рециркуляции горячего воздуха, более высокий подогрев — в паровых или водяных калориферах.

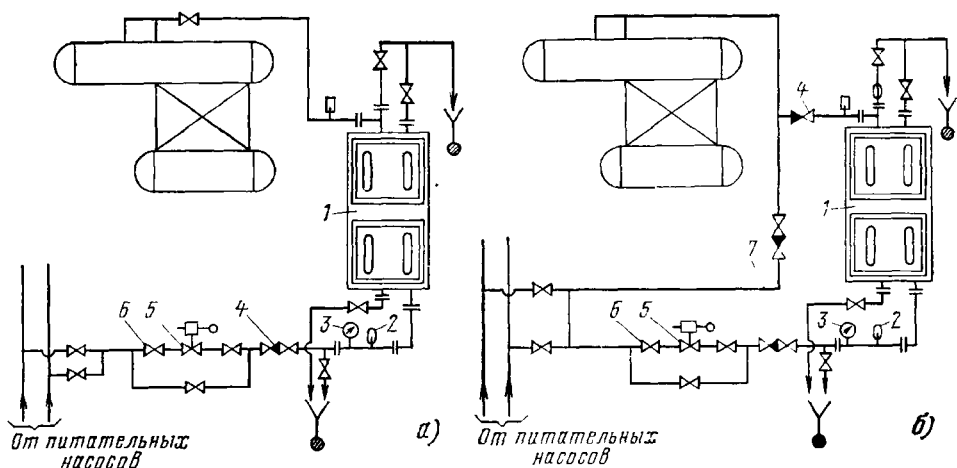


Рис. 9-22. Схемы включения чугунных экономайзеров питательной воды к котлоагрегатам типов ДКВр, КЕ и ДЕ.

а — газомазутным; б — на твердом топливе; 1 — экономайзер; 2 — термометр; 3 — манометр; 4 — обратный клапан; 5 — регулирующий клапан; 6 — задвижка (вентиль); 7 — обводная линия.

К котлоагрегатам средней производительности Белгородский котлостроительный завод поставляет водяные экономайзеры из чугунных ребристых труб ВТИ длиной 2 м россыпью, со сборкой на монтажной площадке. Экономайзеры собираются в группы с числом горизонтальных рядов от 2 до 8, числом труб в ряду от 4 до 10, 12, 14, 16 и 18, поверхностью нагрева от 23,6 до 424,8 м².

Индивидуальные чугунные экономайзеры выполняются неотключаемыми по воде и газам у котлоагрегатов с непрерывным питанием, регулируемым автоматическим регулятором питания, установленным на входе воды в экономайзер. Температура воды на выходе из экономайзера должна быть не менее чем на 20°C ниже температуры насыщенного пара в котлоагрегате.

Экономайзеры питательной воды газомазутных котлоагрегатов включаются без арматуры между котлоагрегатом и экономайзером и без сгонных линий или других устройств для рециркуляции воды мимо экономайзера (рис. 9-22,а). Для котлоагрегатов, работающих на твердых топливах, с толками с большой тепловой инерцией, в схеме питания предусматривается обводная линия, используемая для подпитки котлоагрегата при разрыве трубы экономайзера (рис. 9-22,б).

Воздухоподогреватели по принципу передачи тепла делятся на рекуперативные с передачей тепла от продуктов сгорания к воздуху через неподвижную поверхность нагрева и регенеративные, в которых процесс передачи тепла осуществляется путем аккумуляции тепла набивкой при нагревании ее в потоке газов и передачи потоку

воздуха, для этого ротор воздухоподогревателя с помещенной в нем набивкой вращается, обеспечивая попеременное омывание набивки потоками газов и воздуха.

Рекуперативные воздухоподогреватели применяются для котлоагрегатов любой производительности, выполняются в виде вертикальных трубчатых поверхностей нагрева из стальных труб с наружным диаметром 33—40 мм с толщиной стенки 1,5 мм, при сжигании малозольных топлив и природного газа допускаются трубы диаметром до 29 мм. Трубы расположены в шахматном порядке. Газы проходят внутри труб (продольное омывание), воздух — между трубами (поперечное омывание). Установкой трубных досок воздухоподогреватель разделяется на несколько ходов по воздушной стороне, в местах поворота воздуха устанавливаются перепускные короба. Рекомендуемая скорость воздуха 4,5—6 м/с при относительном поперечном шаге труб $s_1/d=1,5+1,2$; соотношение скоростей воздуха и газов для трубчатых воздухоподогревателей равно 0,5.

Воздухоподогреватели выполняются в виде кубов, заполняющих все сечение конвективной шахты котлоагрегата, имеют одно- или двухпоточную схему по газу и одно- или многоходовую по воздуху с подачей его по широкой стороне. Воздухоподогреватели к котлоагрегатам Белгородского котлостроительного завода изготавливаются и комплектуются как элемент котлоагрегата и в качестве самостоятельного оборудования не выпускаются, их конструктивные характеристики — в табл. 9-15—9-18.

К паровым котлоагрегатам малой производительности устанавливаются вынесен-

Технические и конструктивные характеристики чугунных блочных водяных

Обозначение	Тип котлоагрегата	Наименование			
		Поверхность нагрева, м ²	Количество колонок	Длина трубы, мм	Количество труб в ряду
ЭП2-94	ДЕ-4-14ГМ	94,4	2	2000	2
ЭП2-142	КЕ-4-14С	141,6	2	2000	3
ЭП2-236	ДЕ-6,5-14ГМ	236,0	2	2000	5
	КЕ-6,5-14С				
	ДЕ-10-14ГМ				
ЭП1-236	ДКВр-6,5-13	236,0	2	2000	5
ЭП1-330	ДКВр-10-13	330,4	1	2000	7
ЭП2-330*	КЕ-10-14С	330,4	2	2000	7
	ДЕ-16-14ГМ				
	ДКВр-20-13				
ЭП1-646	КЕ-25-14С	646,0	1	3000	9
	ДКВр-20-13				
ЭП1-808	ДКВр-20-13	808,0	1	3000	9
	ДЕ-25-14ГМ				

Этот типоразмер экономайзера Кустский машиностроительный завод не выпускает
 Примечание. Габаритные размеры приведены для группы экономайзеров без подводящих

ные стальные трубчатые воздухоподогреватели Бийского котельного завода поверхностью нагрева 85, 140, 228, 233 и 300 м².

Регенеративные воздухоподогреватели имеют цилиндрический ротор, помещающийся в неподвижном кожухе с фланцами для присоединения к газовому и воздушному трактам котлоагрегата. Вращение ротора осуществляется электродвигателем через двухступенчатый планетарный редуктор вертикального типа. Частота вращения ротора равна 3,5 об/мин. Ротор разделен на сектора-ячейки с тангенциально установленными нагревательными элементами пакетами, имеющими три слоя по высоте. Верхние пакеты набивки горячей части ротора расположены в зоне входа газа и выхода горячего воздуха, менее подвержены низкотемпературной коррозии и выполнены из

листов $\delta=0,6$ мм, набивка холодной части ротора — из листов толщиной 1,2—1,5 мм. Живое сечение для прохода газов составляет около 60, воздуха — около 40% общего сечения ротора, при этом скорости газов и воздуха принимаются равными: $w_r=9\div 11$, $w_a=6\div 8$ м/с. По условиям самоочистки выбирается верхний предел скоростей газов и воздуха.

Регенеративные воздухоподогреватели выносятся за пределы конвективной шахты.

Для уменьшения утечки воздуха из воздушной стороны ротора в газовую устанавливается система эластичных уплотнений. Обдувка регенеративного воздухоподогревателя от отложений легучей золы производится паром давлением 10—17 кгс/см².

Достоинства регенеративных воздухоподогревателей: компактность, небольшая за-

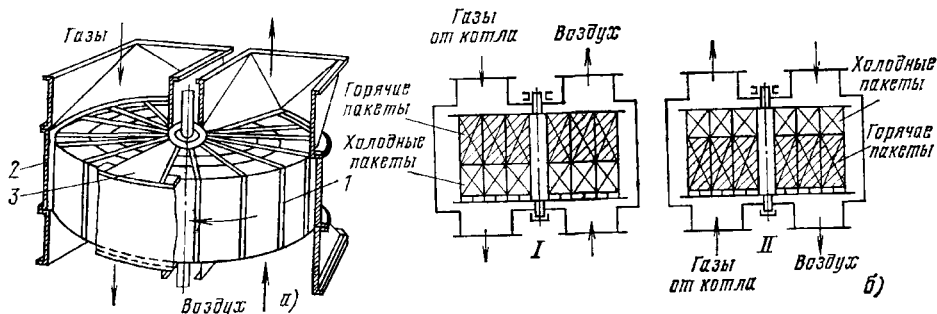


Рис. 9-23 Регенеративный воздухоподогреватель.

а — принципиальная схема, 1 — ротор; 2 — кожух; 3 — секторная плита радиального уплотнения;
 б — схема включения: I и II — при направлении потока газов сверху вниз и снизу вверх.

экономайзеров по ОСТ 24.271.30-74 МЭМ

показателей

Количество рядов труб	Температура газов за экономайзером, °С			Температура воды, °С			Габаритные размеры, мм			Масса, кг	
				На входе	На выходе						
	Твердое топливо	Мазут	Газ		На входе	Твердое топливо	Мазут	Газ	Длина		Ширина
16	—	144	—	100	—	132	—	2620	850	1970	4100
16	165	—	—	100	164	—	—	2620	1150	1970	5500
	—	145	—		—	131	—				
16	161	—	—	100	161	—	—	2620	1750	1970	8200
	—	140	—		—	128	—				
16	—	180	150	100	—	149	140	3950	1000	3685	8700
16	155—165	175	155	100	149—156	142	142	3950	1300	3685	11 500
16	165	—	—	100	159	—	—	—	—	—	—
	—	148	—		—	132	—				
16	155—180	—	—	100	147—174	—	—	4950	1600	3685	20 500
	191	—	—		181	—	—				
20	—	178	158	100	—	165	166	4950	1600	4585	25 500
	—	142	—		—	148	—				

и отводящих труб и газовых коробов.

трата металла, низкое сопротивление. Процесс коррозии мало интенсивен, так как при загрязнении набивки золой температура набивки практически остается неизменной и близкой к средней температуре газа и воздуха. Недостатки: наличие вращающихся элементов, водяное охлаждение ротора и подшипников; сложность уплотнений между

газовым и воздушным потоком, повышенный присос воздуха в дымовые газы (10—15%), ограниченный подогрев воздуха в связи с возможным короблением гофрированной набивки — не выше 300—350°С.

Белгородским котлостроительным заводом для котлоагрегатов паропроизводительностью 35, 50 и 75 т/ч разработаны

Таблица 9-33

Технические и конструктивные характеристики регенеративных вращающихся воздухоподогревателей

Тип	Поверхность нагрева, м²		Живое сечение для газов, м²		Живое сечение для воздуха, м²		Подвод		Высота, мм	Масса, т	Топливо	Количество на котлоагрегат		
												Производительность, т/ч		
	Холодная часть	Горячая часть	Холодная часть	Горячая часть	Холодная часть	Горячая часть	воздуха	газов				35	50	75
PB-29-1;	606	3830	2,61	2,81	1,72	1,85	Сверху, снизу	Снизу, сверху	3708	26,2	Твердое	—	1	—
PB-29-3;							Сверху, снизу	Снизу, сверху						
PB-29-2;	1010	2180	2,61	2,81	1,72	1,85	Сверху, снизу	Снизу, сверху	3328	23,5	Жидкое, газ	—	1	—
PB-29-4;							Сверху, снизу	Снизу, сверху						
PB-29-5;	582	3660	2,5	2,7	1,65	1,78	Сверху, снизу	Снизу, сверху	3708	26,2	Твердое	1	—	2
PB-29-7;							Сверху, снизу	Снизу, сверху						
PB-29-6;	970	2080	2,5	2,7	1,65	1,78	Сверху, снизу	Снизу, сверху	3338	23,5	Жидкое, газ	1	—	2
PB-29-8														

Примечания: 1. Геометрические размеры воздухоподогревателя в плане по выступающим частям, мм: длина 3840, глубина 4010, диаметр ротора с листами горячей и холодной части 2900 мм.

2. Присоединительные размеры неподвижного кожуха, мм: по воздуху 1800×1000, по газам (два патрубка) 1000×1000.

3. Сопротивление воздухоподогревателей в зависимости от скорости газов, режима обдувки, типа и состояния уплотнений составляет от 25 до 60 кгс/м².

конструкции регенеративных воздухоподогревателей типа РВ с диаметром ротора 2900 мм. Воздухоподогреватели изготавливаются по индивидуальным заказам. Технические и конструктивные характеристики воздухоподогревателей типа РВ приведены в табл. 9-33, схема воздухоподогревателя — на рис. 9-23.

9-6. УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ И ЗАКАЗА ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОАГРЕГАТОВ

Поставка паровых котлоагрегатов регламентируется отраслевым стандартом «Котлы паровые стационарные. Поставка. Общие технические условия» ОСТ 24.030.46-74 и техническими условиями заводов-изготовителей: Бийского котельного завода и Белгородского котлостроительного. Поставка водогрейных котлоагрегатов определяется техническими условиями Дорогобужского котельного завода «Котлы теплофикационные водогрейные. Технические условия. Поставка» ТУ 24-3-380-72. ТУ предусматривают два вида поставки паровых котлоагрегатов — блочную и неблочную, ТУ на водогрейные котлоагрегаты — только блочную поставку.

При блочной поставке котлоагрегат поставляется крупными транспортными блоками, законченными изготовлением, прошедшими гидравлические испытания и не требующими доводочных работ на монтажной площадке. Масса блока, как правило, не должна быть менее 2 т, масса блоков пароперегревателя, трубопроводов в пределах котла, элементов каркаса котлоагрегата и металлоконструкций — не менее 1 т. Элементы котлоагрегата, не вошедшие в блоки, поставляются отдельными деталями массой не менее 100 кг. Масса узлов парового котлоагрегата, отправляемых отдельными деталями, не должна превышать 20% общей массы его металла.

Поставочный блок включает в себя поверхности нагрева в виде труб, приваренных к камерам, элементы постоянного каркаса котла с помостами и лестницами, а также другие детали котла, включая и мелкие. Конструкция поставочных блоков должна по возможности исключать необходимость стыковки обогреваемых труб на монтаже. Габариты заводских поставочных блоков, узлов и элементов котлоагрегата позволяют осуществлять перевозку их на одной или двух четырехосных железнодорожных платформах.

Основные элементы блочного котлоагрегата в объеме поставки. Барабаны — с собранными сепарационными устройствами. Топочная камера — в виде законченных панелей-бло-

ков, состоящих из поверхностей нагрева, одной или двух камер и деталей крепления труб поверхности нагрева, по возможности в них включаются элементы каркаса котла, щиты обшивки, помосты и лестницы. Пароперегреватели, водяные экономайзеры и другие конвективные поверхности нагрева — в виде законченных блоков. Трубчатые воздухоподогреватели — собранными секциями (кубами).

Трубопроводы в пределах котлоагрегата с арматурой и креплениями включаются в основные поставочные блоки или поставляются в виде самостоятельных заводских блоков (узлов) с концами, обработанными под сварку.

Элементы каркаса котлоагрегата, обшивка, а также лестницы и площадки, не вошедшие в поставочные блоки топки и поверхности нагрева, — отдельными транспортными панелями, блоками (узлами), допускающими последующую сборку на монтаже в укрупненные монтажные блоки.

Конструкция котлоагрегата обеспечивает возможность включения блоков обмуровки, изготовленных на специальных заводах, в состав монтажных блоков котлоагрегата.

При неблочной поставке (россыпью) котлоагрегат поставляется отдельными узлами и деталями. Поставка всех частей производится в соответствии с техническими условиями на их изготовление.

Все отклонения от чертежей завода-изготовителя котлоагрегата и технических условий, выявленные в процессе монтажа и превышающие пределы допусков, устраняются за счет завода-изготовителя.

В случаях массовой поставки котлоагрегатов неблочной конструкции в соответствии с перечнем Госплана СССР может быть произведена переработка рабочих чертежей, котлоагрегатов, поставившихся ранее россыпью, на котлоагрегаты блочной поставки.

Поставка паровых котлоагрегатов в страны с тропическим климатом, в районы Крайнего Севера, а также в сейсмические районы производится с соблюдением ТУ и инструкций для указанных поставок. Поставка котлоагрегатов на экспорт осуществляется по действующим в СССР ОСТ, ГОСТ, Правилам Госгортехнадзора с соблюдением ТУ и инструкций для указанных поставок. Все элементы оборудования должны быть при необходимости проверены на патентную чистоту по стране данной поставки на год осуществления поставки.

Паровые котлоагрегаты производительностью до 25 т/ч Бийского котельного завода и водогрейные котлоагрегаты теплопроизводительностью до 100 Гкал/ч поставляются и комплектуются трестом Союзкотлокомплект при Союзглавтяжмаше Госнаб СССР.

Паровые котлоагрегаты Белгородского котлостроительного завода и водогрейные теплопроизводительностью 100 Гкал/ч и выше поставляются и комплектуются трестом Энергокомплектоборудование Минэнерго СССР.

Оборудование автоматического регулирования, тепловой защиты и дистанционного управления поставляется трестом Энергокомплектавтоматика.

Отдельные виды комплектующего оборудования котлоагрегатов могут поставляться заводами-изготовителями.

При заказе паровых котлоагрегатов Белгородского котлостроительного завода генеральный проектировщик котельной представляет заводу согласованное с заказчиком полное техническое задание на проектирование котлоагрегата; завод выдает исходные данные для проектирования, включая компоновочные чертежи, в сроки, указанные в согласованных технических условиях на поставку котла.

В соответствии с техническими условиями на поставку стационарных паровых и водогрейных котлоагрегатов заводами-изготовителями выдается следующая техническая документация:

Спецификация на обмуровочные, изоляционные материалы и набивную массу ошпированных экранов; спецификация и чертежи на фасонные шамотные изделия; чертежи обмуровки поставляются по отдельному платежному узлу и не входят в стоимость оборудования.

Монтажные чертежи и их список, ведомость изменений и монтажных указаний, паспорт котлоагрегата с общими видами входят в стоимость оборудования.

Завод — изготовитель котлоагрегатов должен отправлять генеральному проектировщику для передачи организации, выполняющей рабочие чертежи пылегазовоздухопроводов (КВО), задания на проектирование: чертежи компоновки котлоагрегата, все присоединительные размеры оборудования, чертежи общих видов и узлов каркасов, общих видов лестниц и площадок, а также расчеты пылеприготовления и аэродинамические расчеты. Указанная документация выдается за дополнительную плату.

По головным образцам котлоагрегатов выдаются эксплуатационные инструкции: временная инструкция — за 3 мес. до пуска; постоянная инструкция — после окончания наладочных работ.

Раздел десятый

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛОАГРЕГАТА

10-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Тепловой расчет, изложенный в настоящем разделе, базируется на материалах Нормативного метода теплового расчета котельных агрегатов, изданного в 1973 г. коллективом авторов научно-исследовательских институтов (ВТИ и ЦКТИ) 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.

Поверочный расчет котлоагрегата или его отдельных элементов является более общим случаем теплового расчета. Даже при проектировании новых котлоагрегатов поверхности нагрева отдельных элементов определяются общими компоновочными соображениями, а последующим поверочным расчетом уточняются их тепловосприятия.

Методика поверочного и конструктивного тепловых расчетов является в основе общей. Различие заключается в задачах расчета, исходных данных и определяемых величинах.

В поверочном расчете по принятой конструкции и геометрическим характеристикам поверхностей котлоагрегата (диамет-

рам, шагам, проходным сечениями и др.) для заданной нагрузки и используемого топлива определяются тепловые потери, коэффициент полезного действия, расход топлива, скорости рабочей среды, воздуха, дымовых газов, коэффициенты теплоотдачи и теплопередачи. Неизвестными являются не только промежуточные температуры воздуха и дымовых газов, но и конечные температуры уходящих газов, горячего воздуха и перегретого пара. Для выполнения расчета приходится предварительно задаваться этими температурами и уточнять их путем последовательных приближений как по отдельным поверхностям, так и по агрегату в целом.

Расчет котлоагрегата для одноступенчатой компоновки хвостовых поверхностей нагрева рекомендуется вести в такой последовательности.

В соответствии с рекомендациями выбирают коэффициенты избытка воздуха в топке и присосы воздуха по газоходам, рассчитывают объемы и энтропии воздуха и продуктов сгорания. С учетом всех потерь тепла определяют к. п. д. котлоагрегата $\eta_{ка}$, а с использованием его значения — расход топлива B . При этом для расчета потерь тепла с уходящими газами q_2 предварительно задаются температурой уходя-

щих газов Φ_{yx} (см. рекомендации — табл. 9-28, 9-29).

При поверочном тепловом расчете топочной камеры известны ее объем, лучевоспринимающая поверхность, степень экранирования. Расчетom определяется температура газов на выходе из топки. Ряд необходимых для расчета величин выбирают по соответствующим таблицам с учетом рекомендаций, приведенных в настоящем разделе.

После завершения расчета топки рассчитывают конвективные поверхности в последовательности, соответствующей движению газов от топки до экономайзера.

При поверочном расчете конвективных пароперегревателей, экономайзеров, воздухоподогревателей известны геометрические характеристики теплообменных поверхностей, а также температуры и энтальпии каждой из сред только на одном конце поверхности. Определение энтальпий обеих сред на другом конце поверхностей осуществляют последовательным уточнением предварительно принятой величины тепловосприятия. Для этого оценивают неизвестную конечную энтальпию одной из сред и с помощью соответствующих уравнений теплового баланса определяют по известной и принятой энтальпии тепловосприятие поверхности Q_6 , а также значение энтальпии второй среды; по энтальпиям находят значения температур сред. Далее по температурам сред и скоростям рассчитывают коэффициент теплопередачи, температурный напор, а по уравнению теплообмена — величину тепловосприятия Q_T . Расчет повторяется до получения близких значений обоих тепловосприятий Q_6 и Q_T (§ 10-6).

При двухступенчатой компоновке хвостовых поверхностей нагрева необходимо задаться температурой воды на выходе из экономайзера. По температуре газов на входе и воды на выходе рассчитывают вторую (по ходу воды) ступень экономайзера. Затем по выбранной температуре горячего воздуха и газов на входе рассчитывают вторую (по ходу воздуха) ступень воздухоподогревателя. После этого рассчитывают первую ступень экономайзера (по известным входным температурам воды и газов) и первую ступень воздухоподогревателя (по известной из расчета предыдущей поверхности температуре газов и выбранной температуре воздуха на входе).

Завершающим этапом является расчет температуры уходящих газов Φ_{yx} и горячего воздуха $t_{гв}$ путем уточнения предварительно принятых значений этих величин методом последовательных приближений.

Расчетное задание для поверочного теплового расчета котлоагрегата должно содержать следующие сведения и исходные данные:

а) чертежи котлоагрегата и данные, характеризующие конструкцию его поверхностей и их размеры;

б) характеристики топлива (элементарный состав, выход летучих, теплоту сгорания, температурные характеристики золы и шлака, фракционный состав);

в) паропроизводительность или теплопроизводительность котлоагрегата, параметры рабочей среды;

г) величину непрерывной продувки;

д) данные теплового расчета системы пылеприготовления (количество первичного воздуха, топочных газов, аэросмеси, присасываемого воздуха, влажность и температуру пыли);

е) характеристики рециркуляции газов (коэффициент рециркуляции, объем и энтальпия газов в месте их забора).

10-2. ОБЪЕМЫ И ЭНТАЛЬПИИ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Объемы и энтальпии воздуха и продуктов сгорания рассчитываются на 1 кг твердого, жидкого или на 1 м³ сухого газообразного топлива при 0°C и 760 мм рт. ст.

Теоретический объем сухого воздуха, м³/кг (м³/м³), необходимого для полного сгорания топлива (при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$):

а) для твердого и жидкого топлива

$$V^0 = 0,0889(C^p + 0,375S^p_{ор+к}) + 0,265H^p - 0,0333O^p, \quad (10-1)$$

б) для газообразного топлива

$$V^0 = 0,0476 \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \right. \\ \left. + \Sigma \left(m + \frac{n}{4} \right) C_mH_n - O_2 \right]. \quad (10-2)$$

Теоретические объемы продуктов сгорания, получаемые при полном сгорании топлива с теоретически необходимым объемом воздуха:

а) для твердого и жидкого топлива объем водяных паров, м³/кг,

* В (10-1) и далее элементарный состав рабочей массы топлива — в процентах.

Значения V^0 , $V^0_{H_2O}$, $V^0_{RO_2}$, $V^0_{N_2}$ могут быть взяты из табл. XI, XII Нормативного метода [57], а при отсутствии табличных данных — рассчитаны:

а) по приведенным формулам (10-1) — (10-8);

б) по упрощенной методике с привлечением [34]. Последний способ дает увеличение погрешности на 0,5—1,5% по сравнению с прямым расчетом.

$$V^0_{H_2O} = 0,111N^p + 0,0124W^p + 0,0161V^0; \quad (10-3)$$

объем трехатомных газов, м³/кг,

$$V_{RO_2} = 1,866 \frac{C^p + 0,375S^p_{ор+к}}{100}; \quad (10-4)$$

объем азота, м³/кг,

$$V^0_{N_2} = 0,79V^0 + 0,8 \frac{N^p}{100}; \quad (10-5)$$

б) при наличии парового дутья или парового распыливания мазута к $V^0_{H_2O}$ в формуле (10-3) добавляется слагаемое $1,24G_{\phi}$; для паровых форсунок G_{ϕ} — около 0,3 кг пара на 1 кг топлива, для паромеханических форсунок — 0,03 (расход пара на распыливание мазута, кг/ч, для газомазутных горелок типа ГМГ и ГМГм — см. табл. 8-27);

в) при сжигании сухого газа объем водяных паров, м³/м³,

$$V^0_{H_2O} = 0,01 \left[H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124d_{г\text{ тл}} + 1,61V^0 \right]; \quad (10-6)$$

объем трехатомных газов, м³/м³,

$$V_{RO_2} = 0,01 [CO_2 + CO + H_2S + \sum C_m H_n]; \quad (10-7)$$

объем азота, м³/м³,

$$V^0_{N_2} = 0,79V^0 + \frac{N_2}{100}. \quad (10-8)$$

Действительные объемы газов рассчитываются с учетом объемов присасываемого воздуха соответственно по газоходам котельного агрегата. Поэтому предвари-

Т а б л и ц а 10-1

Присосы воздуха по газоходам котлоагрегата (при номинальной нагрузке)

Газоход	Δα
Топочные камеры слоевых топок	Механические и полумеханические 0,10
Топочные камеры пылеугольных и газомазутных котлоагрегатов	Камерные с твердым шлакоудалением 0,05
	и металлической обшивкой 0,07
	То же при наличии обмуровки и обшивки 0,10
	То же без обшивки 0,10
Газоходы конвективных поверхностей нагрева	Фестон, первый котельный пучок, $D > 50$ т/ч 0
	Первый котельный пучок, $D \leq 50$ т/ч 0,05
	Второй котельный пучок, $D \leq 50$ т/ч 0,10
	Пароперегреватель 0,03
	Экономайзер котлоагрегатов, $D > 50$ т/ч на каждую ступень 0,02
	То же, $D \leq 50$ т/ч:
	стальной 0,08
	чугунный с обшивкой 0,10
	чугунный без обшивки 0,20
	Воздухоподогреватели трубчатые:
	$D > 50$ т/ч на каждую ступень 0,03
	$D \leq 50$ т/ч на каждую ступень 0,05
	Воздухоподогреватели регенеративные:
	$D > 50$ т/ч 0,20
	$D \leq 50$ т/ч 0,25
Золоуловители	Электрофильтры для котлоагрегатов:
	$D > 50$ т/ч 0,10
	$D \leq 50$ т/ч 0,15
Газоходы за котлоагрегатом	Циклонные и батарейные скрубберы 0,05
	Кирпичные борова (на 10 м длины) 0,05
	Стальные борова (на 10 м длины) 0,01

Газо- ход	$V^0 =$ $V_{N_2}^0 =$ $V_{RO_2} =$ $V_{H_2O}^0 =$ $A^p =$							
	Рассчитываемая величина							
	α'	$\alpha_{cp} = \alpha' + \frac{\Delta \alpha}{2}$	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{cp} - 1)V^0$	$V_r = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha_{cp} - 1)V^0$	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_r}$	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_r}$	$r_n = \frac{r_{RO_2}}{r_{RO_2} + r_{H_2O}}$	$\mu_{zn} = \frac{a_{yH} A^p}{100 G_r}$

тельно подсчитывается коэффициент избытка воздуха

$$\alpha_{cp\ i} = \alpha''_{\tau} + \sum_{j=1}^{i-1} \Delta \alpha_{i-1} + \frac{\Delta \alpha_i}{2}, \quad (10-9)$$

где α''_T — коэффициент избытка воздуха на выходе из топки*.

Для котлоагрегатов производительностью $D < 25$ т/ч $\alpha''_T = 1,3 \pm 1,7$ (табл. 8-6, 8-8, 8-14); $D = 25 \pm 50$ т/ч $\alpha''_T = 1,2$; $D \geq 75$ т/ч $\alpha''_T = 1,2 \pm 1,25$ (большие значения для углей типа АШ, ПА, Т); для мазута и газа $\alpha''_T = 1,1$. $\Delta\alpha$ — присосы воздуха по газходам (табл. 10-1 **).

Расчет действительных объемов продуктов сгорания, объемных долей и концентрации золотых частиц следует выполнять в соответствии с табл. 10-2.

Доля золы топлива, уносимой газами, $a_{\text{ув}}$ принимается по табл. 8-6, 8-8, а для котлоагрегатов с сухим шлакоудалением производительностью $D > 25$ т/ч принимается $a_{\text{ув}} = 0.95$.

* При пониженных нагрузках (меньших 70% номинальной для пылеугольных котлоагрегатов и 50% для газомазутных) коэффициент избытка воздуха в топке должен быть увеличен на величину: для пылеугольных то-

топок $\Delta\alpha_T = 0,5 \left(0,5 - \frac{D}{D_{\text{ном}}} \right)$.

При пониженной нагрузке присос воздуха в топке $\Delta\alpha = \Delta\alpha_{\text{ном}} \frac{D_{\text{ном}}}{D}$, в котлоагрегате — $\Delta\alpha = \Delta\alpha_{\text{ном}} \left(\frac{D_{\text{ном}}}{D} \right)^{0,5}$.

Масса дымовых газов:
при сжигании твердого или жидкого
топлива, кг/кг,

$$G_r = 1 - \frac{A^p}{100} + 1,306\alpha_{cp}V^0; \quad (10-10)$$

при сжигании газообразного топлива,
кг/м³,

$$G_r = \rho_{r, \tau, \tau}^c + \frac{d_{r, \tau, \tau}}{1000} + 1,306 \alpha_{cp} V^0, \quad (10.11)$$

где $\rho_{г.т.л.}^c$ — плотность сухого газа, кг/м³,
при 0°C и 760 мм рт. ст.:

$$\rho_{\text{г.т.н}}^{\text{с}} = 0,01 [1,96\text{CO}_2 + 1,52\text{H}_2\text{S} + \\ + 1,25\text{N}_2 + 1,43\text{O}_2 + 1,25\text{CO} + \\ + 0,0899\text{H}_2 + \Sigma (0,536m + 0,045n) \text{C}_m\text{H}_n]; \quad (10-12)$$

$d_{г\text{ тл}}$ — влагосодержание газа (может быть принято порядка 10 г на 1 м³ сухого газа при 10°С).

При наличии рециркуляции дымовых газов в поверхностях котлоагрегата на участке от места ввода до места отбора объем газов V_r , м³/кг (м³/м³), увеличивается:

$$V_{r, \text{pu}} = V_r + r V_{r, \text{отб}}; \quad (10-13)$$

здесь V_{Γ} — объем газов в данном газоходе без учета рециркуляции, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$); $V_{\Gamma, \text{отб}}$ — объем газов за местом забора на рециркуляцию, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$); r — коэффициент рециркуляции, принимаемый из условия регулирования перегрева или предотвращения шлакования ($r = 0-0.5$).

Величины табл. 10-2 рассчитываются для всех газоходов проектируемого котлоагрегата: для топки — по α^*_{τ} (10-9), для фестона, для каждого котельного пучка, для каждой ступени пароперегревателя, экономайзера, воздухоподогревателя — по $\alpha_{\text{ср}}$ ($\Delta\alpha$ — табл. 10-1).

Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при нормальных условиях, ккал/кг (ккал/м³) *,

$$I^0_B = V^0 c_B \vartheta. \quad (10-14)$$

Энтальпия дымовых газов, ккал/кг
(ккал/м³),

$$I_r = I_r^0 + (\alpha - 1)I_B^0 + I_{3\pi}; \quad (10-15)$$

здесь I_0^g — энтальпия газов, ккал/кг (ккал/м³), при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1$ и температуре газов в газоходе θ :

$$I_r = (V_{\text{RO}_2} c_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 c_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 c_{\text{H}_2\text{O}}) \vartheta; \quad (10-16)$$

здесь c_{CO_2} , c_{N_2} , $c_{\text{H}_2\text{O}}$ и c_v , ккал/(м³·°C), и $c_{\text{эл}}$, ккал/(кг·°C), выбираются для возможных температур газов в котлоагрегате (100—2100°C) по табл. 10-3.

Т а б л и ц а 10-3

Средние значения теплоемкостей воздуха, продуктов сгорания и золовых частиц

Темпера- тура газов, °C	Теплоемкости				
	c_D	c_{CO_2}	c_{N_2}	c_{H_2O}	$c_{эл}$
100	0,3165	0,4061	0,3095	0,3595	0,193
200	0,3206	0,4449	0,3121	0,3684	0,210
500	0,3268	0,4750	0,3171	0,3797	0,219
700	0,3338	0,4988	0,3233	0,3920	0,226
900	0,3403	0,5181	0,3295	0,4050	0,232
1100	0,3483	0,5338	0,3352	0,4180	0,238
1300	0,3517	0,5469	0,3404	0,4306	0,250
1500	0,3565	0,5578	0,3449	0,4425	0,280
1700	0,3607	0,5671	0,3490	0,4537	0,290
1900	0,3644	0,5750	0,3525	0,4639	0,300
2100	0,3678	0,5818	0,3557	0,4735	0,300

Энтальпия золы $I_{\text{эл}}$, ккал/кг, рассчитывается по формуле

$$I_{3\lambda} = 0,01 a_{yH} A^p c_{3\lambda} \vartheta. \quad (10-17)$$

Энтальпия золы учитывается, когда

$$\frac{10^3 a_{yH} A^p}{Q_H^p} > 6.$$

* Значения $I^0_{\text{в}}$ и $I^0_{\text{г}}$ могут быть взяты из табл. XIV, XV Нормативного метода [57], а при отсутствии табличных данных рассчитаны:

а) по приведенным формулам (10-14), (10-16);

б) по упрощенной методике с привлечением приведенных характеристик [34]. Последний способ дает увеличение погрешности на 0,5—1,5% по сравнению с прямым расчетом.

Таблица 10-4

Энтальпии продуктов сгорания

Газодод	Температура газод, °C	Значения энгалыи				
		I_{Γ}^0	$I_{\text{в}}^0$	$I_{\text{эл}}$	$I_{\Gamma} - I_{\Gamma}^0 \cdot (\alpha'' - 1) I_{\text{в}}^0 +$ $+ I_{\text{эл}}$	ΔI

Расчеты значений энтальпий рекомендуется вести согласно табл. 10-4 через 100°C.

Таблица 10-4 должна составляться в соответствии с имеющимися газоходами проектируемого котлоагрегата. Примерный диапазон температур для отдельных газоходов: топка, фестон 2100—1100°C, котельные пучки 1300—900°C, пароперегреватель — 1100—700°C, экономайзер 700—300°C, воздухоподогреватель 500—100°C

При рециркуляции газов энтальпия, ккал/кг (ккал/м³), после смешения

$$I_{\text{г.рц}} = I_{\text{г}} + r I_{\text{г отб.}} \quad (10-18)$$

Температура газов после смешения, °С.

$$\vartheta_{r, \text{pu}} = \frac{I_{r, \text{pu}}}{(Vc)_{r, \text{pu}}} \quad (10-19)$$

Температуру газов в месте отбора следует предварительно оценить:

$$\vartheta_{\text{г о т б}} = t_{\text{г.в}} + (30 \div 50) \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (10-20)$$

По $\vartheta_{\text{г.отб}}$ с помощью табл. 10-4 определяется $I_{\text{г.отб}}$. Обе величины ($\vartheta_{\text{г.отб}}$ и $I_{\text{г.отб}}$) уточняются при расчете распределения тепловосприятий по поверхностям нагрева.

В (10-19) $(Vc)_{гр}$ — суммарная тепло-
емкость продуктов сгорания 1 кг (1 м³)
топлива после смешения, ккал/(кг·°C)
[ккал/(м³·°C)]:

$$(Vc)_{\text{г.рц}} = (Vc)_{\text{г}} + r(Vc)_{\text{г.отб}}, \quad (10-21)$$

$$\text{отбора} \left(Vc = \frac{I_r}{9} \right),$$

10-3. ТЕПЛОВАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОТЛОАГРЕГАТА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВА

Совершенство работы котлоагрегата — его тепловая эффективность — характеризуется коэффициентом полезного действия

$\eta_{к.в.}$, %, который может быть определен после расчета тепловых потерь:

$$\eta_{к.в.} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (10-22)$$

Потери тепла с уходящими газами q_2 , %, рассчитываются по формуле

$$q_2 = \frac{(I_{ух} - \alpha_{вх} I_{х.в.}) (100 - q_4)}{Q_p^p}, \quad (10-23)$$

где $I_{ух}$ — энтальпия газов, покидающих котлоагрегат, ккал/кг (ккал/м³). Определяется с помощью табл. 10-4 для соответствующей величины увеличения воздуха $\alpha_{ух}$ и предварительно принятой из таблиц разд. 9 температуры газов * за воздухоподогревателем $\theta_{ух}$; $I_{х.в.}$ — энтальпия холодного воздуха (на входе в воздухоподогреватель, а в его отсутствие — в котел), ккал/кг (ккал/м³), определяется по табл. 10-4 для температуры поступающего воздуха (принимают $t_{х.в.} = 30^\circ\text{C}$); q_4 — потери тепла с механическим недожогом топлива, %. Значения q_4 выбирают по табл. 8-6, 8-8, 8-14, 8-21, 8-22**, для газа и мазута — $q_4 = 0$; Q_p^p — располагаемое тепло сжигаемого топлива, ккал/кг (ккал/м³). Для большинства топлив $Q_p^p = Q_p^н$ или $Q_p^p = Q_p^в$. Исключения составляют сильновлажные твердые топлива, у которых $W^p > Q_p^н/150$, а также жидкие топлива. В этих случаях

$$Q_p^p = Q_p^н + i_{т.л}; \quad (10-24)$$

здесь $i_{т.л}$ — физическое тепло топлива, ккал/кг;

$$i_{т.л} = c_{т.л} t_{т.л}. \quad (10-25)$$

Для твердых топлив в расчетах принимается $t_{т.л} = 20^\circ\text{C}$,

$$c_{т.л} = 0,01 W^p + c_{т.л}^0 (1 - 0,01 W^p). \quad (10-26)$$

Для углей типов Б, К и группы А, ПА, Т теплоемкость сухой массы топлива $c_{т.л}^0$ составляет соответственно 0,27; 0,24; 0,22 ккал/(кг·°C).

Мазут используется подогретым до 90—130°C, а его теплоемкость, ккал/(кг·°C),

$$c_{т.л} = 0,415 + 0,0006 t. \quad (10-27)$$

При предварительном подогреве воздуха вне котельного агрегата (в калорифере,

* При пониженных нагрузках температуры уходящих газов оцениваются с помощью

$$\text{соотношения } \theta_{ух} = \theta_{ух}^{\text{ном}} \sqrt[3]{\frac{D}{D_{\text{ном}}}}, \quad ^\circ\text{C}.$$

** Для частичных нагрузок значения q_4 при сжигании пылевидного топлива принимаются в соответствии с указаниями к табл. 8-22, газа и мазута — к табл. 8-34, для слоевого сжигания характер изменения q_4 показан в табл. 8-11.

Таблица 10-5

Средние значения величин присосов в замкнутых системах пылеприготовления, работающих под разрежением

Мельница и тип системы пылеприготовления	$\Delta\alpha_{пл}$
ШБМ с промбункером пыли при сушке топлива горячим воздухом	0,10
То же при сушке смесью воздуха и топочных газов	0,12
ММ при работе под давлением горячего воздуха	0,00
ММ, СМ, ШБМ с прямым вдуванием	0,04
Мельницы-вентиляторы с подсушивающей трубой	0,20—0,25

отборным паром) тепло подогрева включается в величину Q_p^p , тогда

$$Q_p^p = Q_p^н + i_{т.л} + Q_{внш}. \quad (10-28)$$

В формуле (10-28)

$$Q_{внш} = (\beta''_{вп} + \Delta\alpha_{вп}) (I''_{вп} - I''_{х.в.}), \quad (10-29)$$

где $\beta''_{вп} = \alpha_t - \Delta\alpha_t - \Delta\alpha_{пл}$.

Значение α_t выбирается в соответствии с указаниями (10-9), $\Delta\alpha_t$ — из табл. 10-1, $\Delta\alpha_{пл}$ — величина присосов в системе пылеприготовления — из табл. 10-5.

$I''_{вп}$ и $I''_{х.в.}$ — энтальпии теоретического объема воздуха на входе в воздухоподогреватель (предварительно подогретого) и холодного воздуха (после дутьевого вентилятора, обычно среднегодовое значение его температуры принимается равным $t_{х.в.} = 30^\circ\text{C}$), ккал/кг (ккал/м³). Эти значения энтальпий определяются с помощью табл. 10-4 соответственно по $t'_{вп}$ и $t_{х.в.}$.

Предварительный подогрев воздуха осуществляется в зависимости от влажности и сернистости топлива до температуры $t'_{вп}$ (табл. 9-31).

При паровом дутье или распыливании мазута паром тепло, вносимое в агрегат, Q_ϕ , ккал/кг:

$$Q_\phi = G_\phi (i_\phi - 600), \quad (10-30)$$

где G_ϕ — расход пара, кг/кг [см. разъяснения к формуле (10-3)]; i_ϕ — энтальпия пара, идущего на распыливание, ккал/кг. В этом случае

$$Q_p^p = Q_p^н + i_{т.л} + Q_{внш} + Q_\phi. \quad (10-31)$$

Потери тепла от химической неполноты сгорания q_3 , %. Значение этих потерь выбирается по табл. 8-6, 8-8, 8-14. Для котлоагрегатов на твердом топливе паропроизводительностью 25—50 т/ч q_3 берется равной 0,5%, для котлоагрегатов большей про-

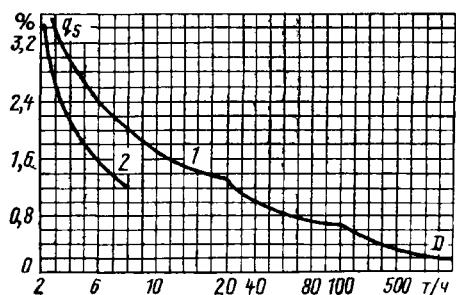


Рис. 10-1. Потери тепла от наружного охлаждения.

1 — котлоагрегат с хвостовыми поверхностями нагрева; 2 — без хвостовых поверхностей нагрева.

изводительности $q_3=0$. При сжигании мазута и природного газа (для $D>75$ т/ч) $q_3=0,5\%$ *.

Потери тепла от наружного охлаждения q_5 выбираются по данным рис. 10-1 **. Разбивка потерь тепла от наружного охлаждения по отдельным газоходам осуществляется введением в формулу, определяющую количество тепла, отданного газам, коэффициента сохранения тепла

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{к.а} + q_5}. \quad (10-32)$$

Потери тепла со шлаком $q_{6шл}$ и потери тепла на охлаждение не включенных в циркуляционную схему котлоагрегата панелей и балок топки $q_{6охл}$, %, определяют по § 8-2, 8-4:

$$q_6 = q_{6шл} + q_{6охл}. \quad (10-33)$$

Расход топлива, подаваемого в топку, B , кг/ч ***:

$$B = \frac{D(i_{п.п} - i_{п.в}) + D_{пр}(i_{кип} - i_{п.в})}{Q_p \eta_{к.а}} \cdot 100; \quad (10-34)$$

здесь D , $D_{пр}$ — количество вырабатываемого пара и расход воды на продувку, кг/ч.

Расчетный расход сжигаемого топлива, кг/ч,

$$B_p = B \left(1 - \frac{q_4}{100} \right). \quad (10-35)$$

* При нагрузках $D < 0,75 D_{ном}$ значение q_3 следует увеличить на $0,5\%$.

** При пониженных нагрузках $D < 0,75 D_{ном}$ $q_5 = q_5^{ном} \frac{D_{ном}}{D}$, %.

*** При пониженных нагрузках значение энтальпии питательной воды $i_{п.в}$ следует уточнить из расчета тепловой схемы.

10-4. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ

При поверочном расчете топочной камеры котлоагрегата предварительно принимается значение температуры газов на выходе из топки (перед фестом или фестонированной частью конвективного пакета) $\theta''_т$, °С. Рекомендации по ее выбору содержатся в табл. 10-6

Для остальных топлив температура газов принимается равной температуре начала деформации зола t_1 , но не выше 1100°C . По принятой температуре газов на выходе из топки $\theta''_т$ и адиабатической температуре сгорания топлива θ_a определяют тепловые, а по принятому значению $\theta''_т$ — излучательные характеристики газов, с использованием геометрических параметров топочной камеры и закономерностей лучистого теплообмена получают расчетным путем выходную температуру газов $\theta''_т$.

Для расчета этой температуры используют следующую формулу:

$$\theta''_т = \frac{T_a}{M \left(\frac{4,9 \phi_{ср} F_{ст} T_a^{0,6}}{10^4 \varphi B_p V c_{ср}} \right) + 1} - 273^\circ\text{C}. \quad (10-36)$$

Значение $\theta''_т$ может быть определено по номограмме (рис. 10-2).

T_a — температура газов, которую они имели бы при адиабатическом сгорании топлива, К ($T_a = \theta_a + 273$ К). Теоретическая (адиабатическая) температура горения

Таблица 10-6

Температура газов на выходе из топочной камеры

Топливо	Температура газов $\theta''_т$, °С
Донецкие АШ, ПА, Т; кизеловский Г и отсевай; кемеровский СС; томь-усинский СС	1050
Донецкий ГСШ; подмосковный Б	1000
Ангренинский Б; ирша-бородинский Б; назаровский Б; березовский Б; фрезерный торф	950
Сланцы северо-западных месторождений	900
Мазут, газ	1050—1100

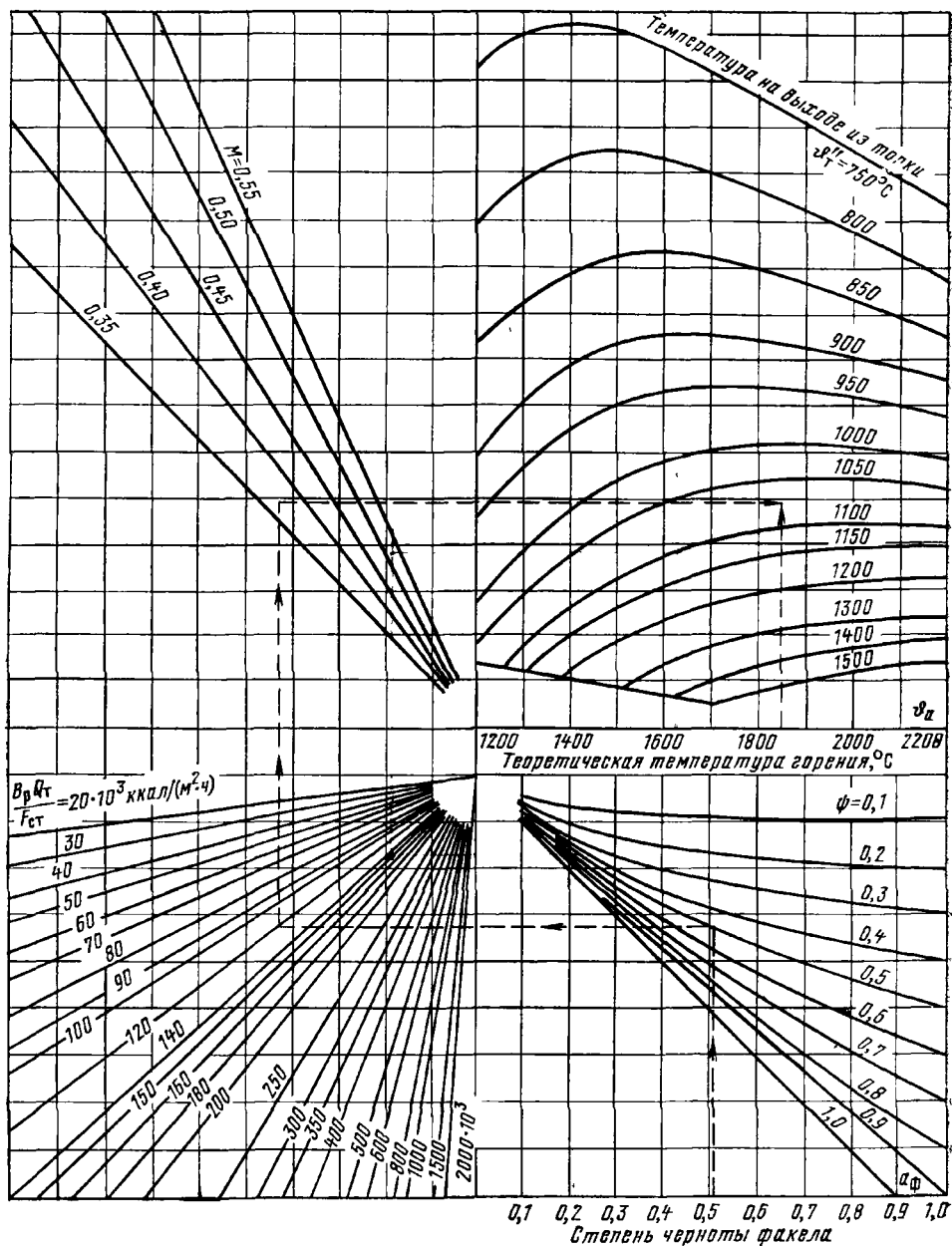


Рис. 10-2. Номограмма для расчета температуры газов на выходе из топки.

ϑ_a , $^\circ\text{C}$, определяется по величине полезного тепловыделения в топке Q_T : при отсутствии рециркуляции — с помощью табл. 10-4 (при α''_T и $I_a = Q_T$); при рециркуляции

$$\vartheta_{a \text{ рц}} = \frac{Q_T}{(Vc)_{\text{рц}}} \quad (10-37)$$

Полезное тепловыделение Q_T , ккал/кг (ккал/м³):

$$Q_T = Q'_p \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_b - Q_{b, \text{внш}} + r I_{г, \text{отб}} \quad (10-38)$$

Тепло, вносимое в топку воздухом, Q_v , ккал/кг (ккал/м³):

$$Q_v = (\alpha''_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл}) I_{в.в.}^{0''} + (\Delta\alpha_T + \Delta\alpha_{пл}) I_{х.в.}^0 \quad (10-39)$$

В формуле (10-39) $I_{в.в.}^{0''}$ — энтальпия воздуха после воздухоподогревателя, определяется с помощью табл. 10-4 по его температуре ($t_{г.в.}$ — по табл. 8-6, 8-8, 8-14 и 9-30) *.

Остальные обозначения в формулах (10-37) — (10-39) пояснены в § 10-2, 10-3.

M — параметр, определяемый в зависимости от относительного положения максимума температуры пламени по высоте топки x_T . При сжигании мазута и газа

$$M = 0,54 - 0,2x_T \quad (10-40)$$

При камерном сжигании высокорективных твердых топлив (каменные и бурые угли, сланцы, торф) и слоевом сжигании всех топлив

$$M = 0,59 - 0,5x_T \quad (10-41)$$

При камерном сжигании малореактивных твердых топлив (А, ПА, Т), а также каменных углей с повышенной зольностью (типа экибастузского)

$$M = 0,56 - 0,5x_T \quad (10-42)$$

Независимо от величины x_T в формулах (10-40) — (10-42) максимальное значение M принимается не выше 0,5 (для камерных топок).

При сжигании смеси топлив коэффициент M определяется по формуле смешения пропорционально долям тепловыделения:

$$M = q'M' + (1 - q')M'' \quad (10-43)$$

Для большинства видов топлив максимум температур по высоте топки практически совпадает с уровнем расположения горелок, однако, имеются исключения, тогда

$$x_T = \frac{h_{гор}}{h'_T} + \Delta x, \quad (10-44)$$

где $h_{гор}$ — высота расположения осей горелок (от пода топки или середины холодной воронки); при расположении горелок в два-три ряда по высоте за $h_{гор}$ принимается средняя высота, если теплопроизводительности горелок всех рядов одинаковы, а при разной теплопроизводительности $h_{гор}$ пропорционально смещается в сторону большей теплопроизводительности ряда; h'_T — расчетная высота заполняющего топку факела

(от середины холодной воронки топки до середины выходного газового окна); Δx — поправка на расположение максимума температур относительно уровня горелок (для большинства котлоагрегатов $\Delta x = 0$).

При сжигании угольной пыли на котлоагрегатах с $D \leq 420$ т/ч и при фронтальном или встречном расположении прямоточных или вихревых горелок в несколько ярусов величина $\Delta x = 0,1$.

В шахтно-мельничных топках с открытыми или эжекционными амбразурами ЦКТИ $\Delta x = 0$. При установке рассекателей, направляющих основную часть потока вниз, $\Delta x = -0,15$.

При сжигании газа и мазута с избытками воздуха в горелках $\alpha_r < 1$

$$\Delta x = 2(1 - \alpha_r); \quad (10-45)$$

для того же топлива, но при $D \leq 35$ т/ч $\Delta x = 0,15$.

Для слоевых топок при сжигании топлива в тонком слое (топки типов ТЛЗ и ТЧЗ) и в скоростных топках ЦКТИ системы Померанцева принимают $x_T = 0$. При сжигании топлив в толстом слое на подвижном или неподвижном колосниковом полотне $x_T = 0,14$.

При сжигании смеси топлив

$$x_T = q'x' + (1 - q')x''; \quad (10-46)$$

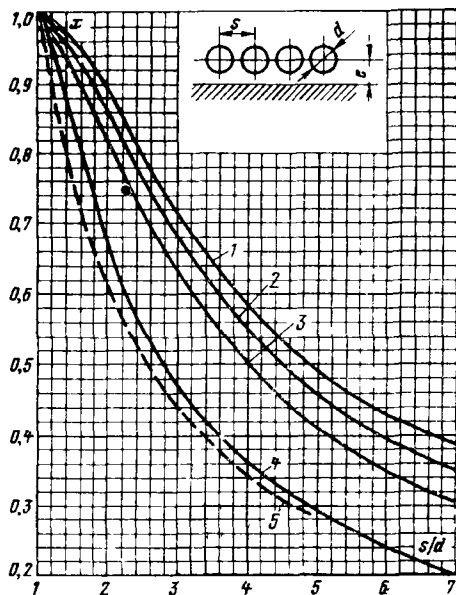


Рис. 10-3. Угловой коэффициент однорядного гладкотрубного экрана

1 — с учетом излучения обмуровки при $e/d \geq 1,4d$; 2 — то же при $e = 0,8d$, 3 — то же при $e = 0,5d$, 4 — то же при $e = 0$, 5 — без учета излучения обмуровки при $e \geq 0,5d$.

* При пониженных нагрузках температура горячего воздуха оценивается с помощью $t_{г.в.} = t_{г.в.}^{ном} \sqrt[3]{\frac{D}{D_{ном}}}$, °С.

Условный коэффициент загрязнения поверхности

Характеристика экрана	Вид топлива	Коэффициент ϵ
Открытые гладкотрубные и плавни- ковые экраны	Газообразное топливо в газомазут- ных топках	0,65
	Мазут в газомазутных топках	0,55
	АШ ПА (при $\Gamma_{ун} \geq 12\%$) и тощие угли (при $\Gamma_{ун} \geq 8\%$)	0,45
	Каменные и бурые угли, фрезерный торф	0,45
	Экибастузский уголь при $R_{90} \leq 15\%$	0,35—0,40*
	Бурые угли с $W^u \geq 14$ при газовой сушке и прямом вдувании	0,55
	Сланцы эстонские	0,25
	Все виды топлив при слоевом сжига- нии	0,60
Экраны, футерованные огнеупорной массой в топках с твердым шлако- удалением	Все виды топлив	0,2
Экраны, закрытые шамотным кирпи- чом	Все виды топлив	0,1

* Меньшее значение при $q_F \leq 3 \cdot 10^6$ ккал/(м² ч) большее при $q_F \geq 5 \cdot 10^6$ ккал/(м² ч)

ψ — коэффициент тепловой эффективности экранов, равен произведению углового ко-
эффициента экрана χ на коэффициент ζ ,
учитывающий загрязнение

$$\psi = \chi \zeta \quad (10-47)$$

Угловой коэффициент однорядного
гладкотрубного экрана χ определяется по
рис 10-3 Для ошпированных и плавниковых
экранов, экранов, закрытых чугунными пли-
тами, $\chi = 1$. Такое же значение берется для
поверхности, проходящей через первый ряд
труб котельного пучка или фестона, распо-
ложенных в выходном окне топки (для

излучения на эти поверхности из топки,
однако для самих поверхностей $\chi < 1$).

Условный коэффициент загрязнения ζ
определяется по табл. 10-7

При сжигании АШ с $\Gamma_{ун} < 12\%$ и Т
с $\Gamma_{ун} < 8\%$ принимают $\zeta = 0,35$.

При работе топки на разных топливах
 ζ выбирается по топливу, вызывающему
наибольшее загрязнение, при сжигании сме-
си топлив — пропорционально долям тепло-
выделения q .

$$\zeta = q' \zeta' + (1 - q') \zeta'' \quad (10-48)$$

Если стены топки закрыты экранами
с разными угловыми коэффициентами χ

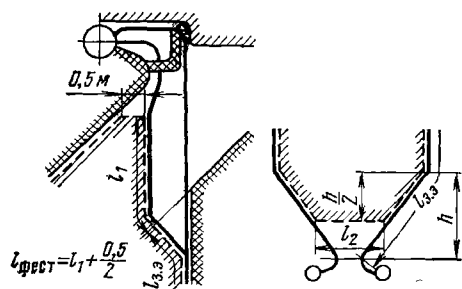


Рис. 10-4. К определению величины $F_{ст}$.
 l — освещенная длина экранов труб, м; h — высота экрана холодной воронки, м.

или экраны покрывают часть поверхности стен, то определяют среднее значение коэффициента тепловой эффективности

$$\psi_{ср} = \frac{\sum \psi_i F_{ст i}}{\sum F_{ст i}}. \quad (10-49)$$

Для неэкранированных участков топочных стен $\psi_i = 0$; $F_{ст}$ — полная поверхность стен топки, m^2 , вычисляется по размерам поверхностей, ограничивающих объем топочной камеры (рис. 10-4); a_τ — степень черноты экранированных камерных и слоевых топков:

$$a_\tau = \frac{a_\phi + (1 - a_\phi) \frac{R}{F_{ст}}}{1 - (1 - a_\phi) (1 - \psi_{ср}) \left(1 - \frac{R}{F_{ст}}\right)}, \quad (10-50)$$

где R — площадь зеркала горения слоя топлива, m^2 (для камерных топков $R=0$, a_τ определяется по номограмме рис. 10-5); a_ϕ — эффективная степень черноты факела.

При сжигании твердого топлива

$$a_\phi = 1 - e^{-k \rho s} \quad (10-51)$$

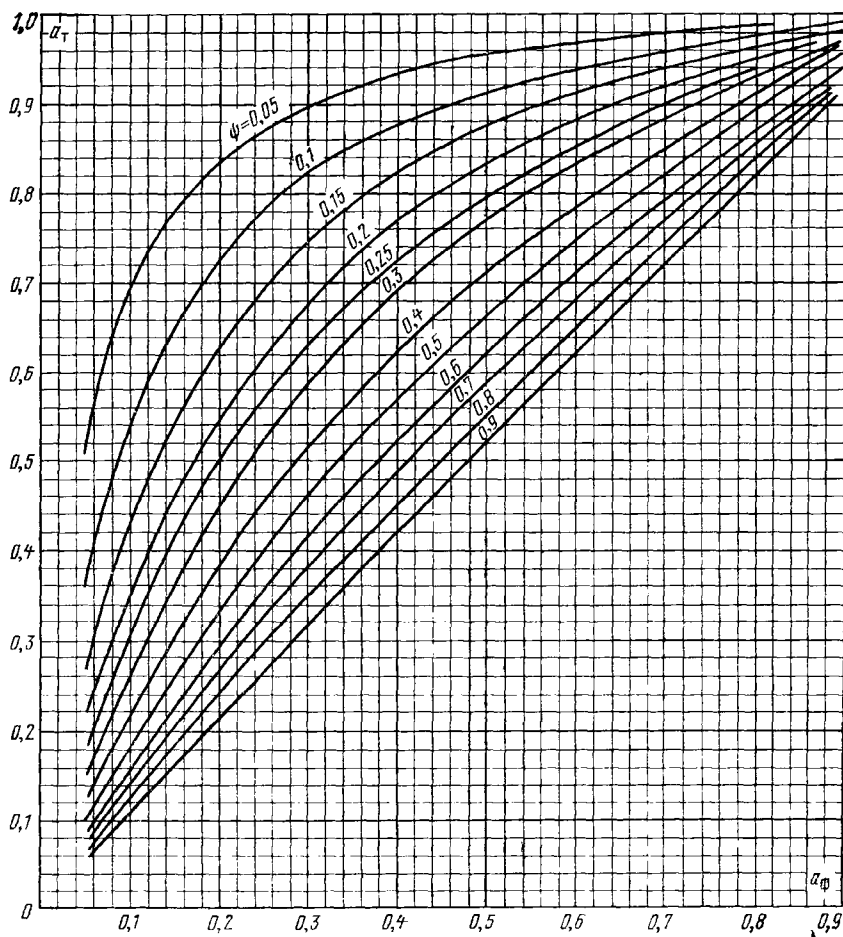


Рис. 10-5. Степень черноты камерных и слоевых топков.

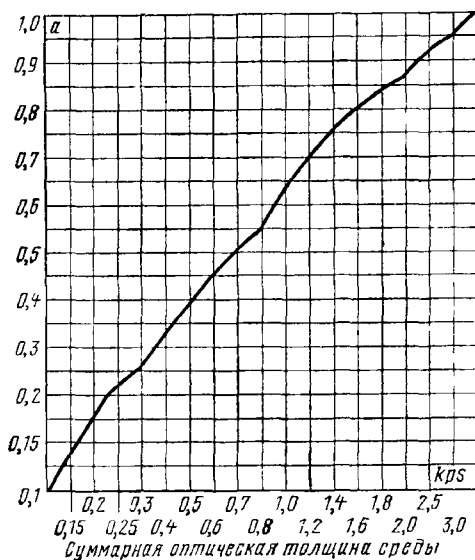


Рис. 10-6. Степень черноты продуктов сгорания.

Для котлоагрегатов без наддува или с наддувом при $p \leq 1,05$ кгс/см² принимать $p=1$ кгс/см².

(или определяется по номограмме рис. 10-6), где e — основание натуральных логарифмов ($e=2,718$), k — коэффициент ослабления лучей топочной средой, $1/(\text{м} \cdot \text{кгс/см}^2)$; p — давление в топочной камере; для котлоагрегатов, работающих без наддува, $p=1$ кгс/см²; s — эффективная толщина излучающего слоя в топочной камере:

$$s = 3,6 \frac{V_T}{F_{CT}}. \quad (10-52)$$

Объем топочной камеры V_T определяется по рекомендациям разд. 8, поверхность стен F_{CT} — с использованием рис. 10-4.

При сжигании твердого топлива коэффициент ослабления лучей топочной средой k' , $1/(\text{м} \cdot \text{кгс/см}^2)$, определяется коэффициентами ослабления лучей, трехатомными газами k_r , золовыми $k_{эл}$ и коксовыми $k_{нокс}$ частицами:

$$k' = k_r r_n + k_{эл} \mu_{эл} + k_{нокс} \chi_1 \chi_2. \quad (10-53)$$

Для коэффициента ослабления лучей трехатомными газами k_r (рис. 10-7) температура газов принимается равной температуре их в конце топки ϑ''_T (табл. 10-6), а суммарное парциальное давление трехатомных газов p_n , кгс/см²:

$$p_n = p r_n, \quad (10-54)$$

где суммарная объемная доля трехатомных газов r_n указана в табл. 10-2.

Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами $k_{эл}$ берется по рис. 10-8, а концентрация золы в дымовых газах $\mu_{эл}$

из табл. 10-2. Коэффициент ослабления лучей коксовыми частицами $k_{нокс}$ и безразмерные величины χ_1 и χ_2 принимаются: для всех твердых топлив $k_{нокс}=1$; для топлив А, IIA, Т — $\chi_1=1,0$; для каменных, бурых углей, торфа, сланцев, древесины $\chi_1=0,5$; при пылевидном сжигании $\chi_2=0,1$, при слоевом $\chi_2=0,03$.

При сжигании газообразного и жидкого топлива степень черноты факела определяется по формуле

$$a_\phi = m a_{св} + (1-m) a_r, \quad (10-55)$$

где m — коэффициент усреднения в открытых топках:

при $q_v \leq 350 \cdot 10^3$ ккал/(м³·ч) для газа $m=0,1$; для мазута $m=0,55$;

при $q_v \geq 10^6$ ккал/(м³·ч) для газа $m=0,6$; для мазута $m=1$;

при $350 \cdot 10^3 < q_v < 10^6$ ккал/(м³·ч) значения m следует определять линейной интерполяцией.

Величины $a_{св}$ и a_r определяются по формулам:

$$a_{св} = 1 - e^{-(k_r r_n + k_c) ps}; \quad (10-56)$$

$$a_r = 1 - e^{-k_r r_n ps}, \quad (10-57)$$

где k_r определяется по рис. 10-7, r_n — по табл. 10-2, p — по указаниям к формуле (10-51); s — по формуле (10-52); k_c — коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами, $1/(\text{м} \cdot \text{кгс/см}^2)$:

$$k_c = 0,03 (2 - a_r) \left(1,6 \frac{T''_T}{1000} - 0,5 \right) \frac{C_p}{H_p}, \quad (10-58)$$

для газового топлива $C_p/H_p = 0,12 \Sigma m/n \times \times C_m H_n$, где m и n — количество атомов углерода и водорода в газах, входящих в состав топлива, а $C_m H_n$ — процентное содержание газов.

При больших избытках воздуха $a_T > 2$ можно принять $k_c=0$.

При сжигании жидкого и газообразного топлива величину k следует рассчитывать по формулам:

$$k'' = k_r r_n + k_c, \quad (10-59)$$

$$k''' = k_r r_n. \quad (10-60)$$

Тогда нахождение значения $a_{св}$ (10-56) и a_r (10-57) можно вести по (10-51) или по рис. 10-6, а a_ϕ получить по (10-55). Значение ϕ определяется по (10-32); V_p — по (10-35); $V_{ср}$ — средняя суммарная тепловая емкость продуктов сгорания 1 кг (1 м³) топлива, ккал/(кг·°C) [ккал/(м³·°C)] в интервале температур, характерном для топочной камеры ($\vartheta_a - \vartheta''_T$):

$$V_{ср} = \frac{Q_T - I''_T}{\vartheta_a - \vartheta''_T}, \quad (10-61)$$

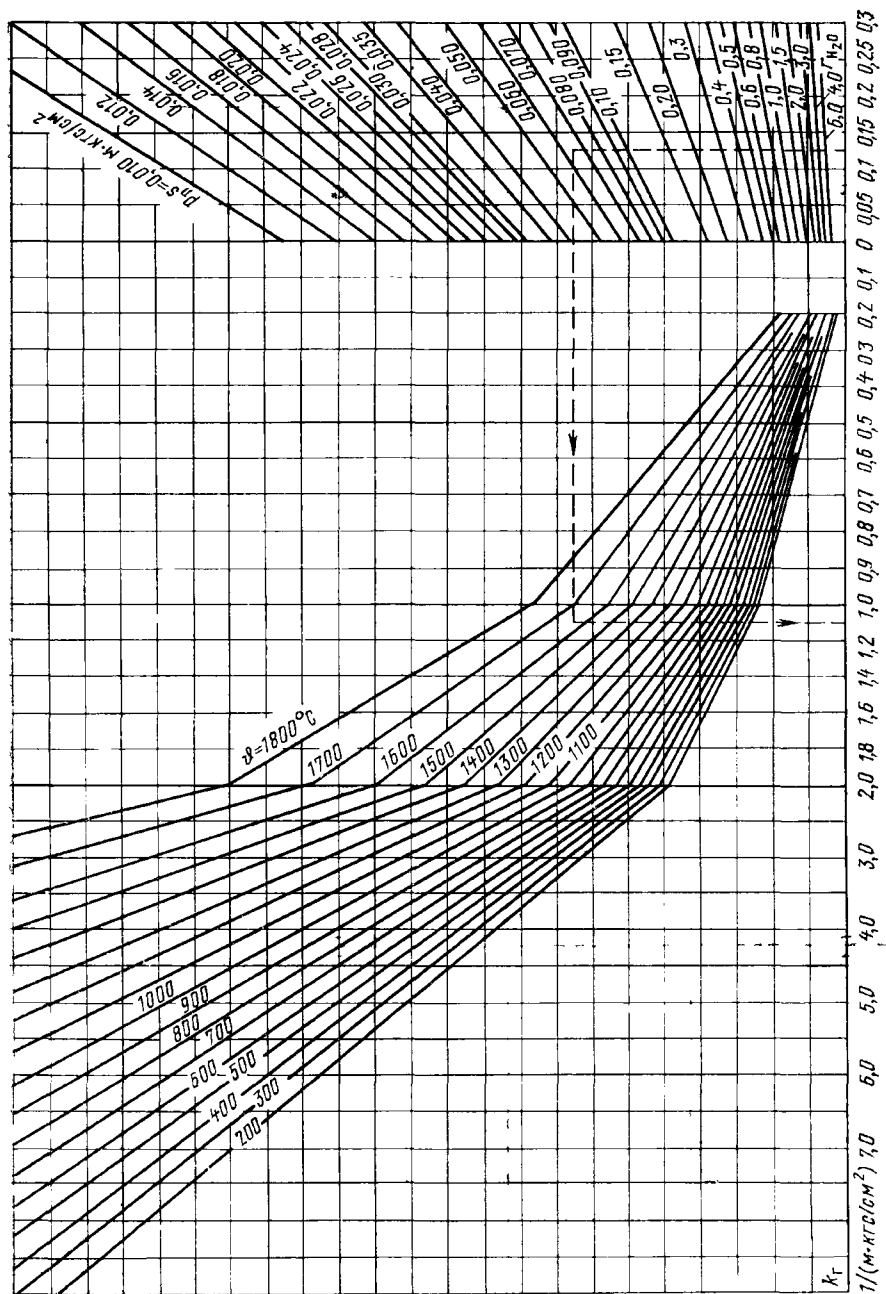


Рис 107 Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами

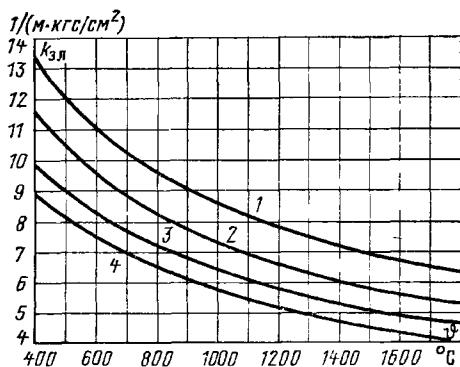


Рис. 10-8. Коэффициент ослабления лучей золотыми частицами.

При сжигании: 1 — угли, размолотых в шаровых барабанных мельницах; 2 — угли, размолотых в среднеходных и молотковых мельницах и мельницах-вентиляторах; 3 — топлива в слое; 4 — торфа в камерных топках.

где Q_t и Φ_a — полезное тепловыделение в топке и теоретическая температура горения, рассчитываются по формулам (10-38) и (10-37); I'_t — энтальпия продуктов сгорания 1 кг (1 м³) топлива, определяемая по предварительно принятым Φ''_t (табл. 10-6) и α''_t с помощью табл. 10-4.

Если полученная по формуле (10-36) или по номограмме (рис. 10-2) температура газов на выходе из топки Φ''_t отличается от принятого значения более чем на $\pm 100^\circ\text{C}$, то следует уточнить величины $V_{св}$ и α_ϕ по полученному расчетом значению температуры и повторить расчет. Окончательная температура газов Φ''_t не должна превышать допустимые значения по условиям шлакования (табл. 10-6). В противном случае необходимо использовать конструктивные мероприятия для понижения температуры газов (например, рециркуляция газов) во избежание шлакования конвективных поверхностей.

В заключение расчета проверяется величина теплового напряжения топочного объема q_v , которая сравнивается с рекомендуемыми значениями, приведенными в разд. 8 настоящего справочника.

10-5. РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕНА В ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА

Порядок и последовательность поверочного теплового расчета конвективных поверхностей котельного агрегата приведены в § 10-1.

Расчет осуществляется с использованием уравнений теплового баланса и теплообмена, с помощью которых определяются тепловосприятия Q , ккал/кг (ккал/м³), рассчитываемой поверхности от омывающих

газов. Для поверхностей, у которых тепло, передаваемое рабочей среде, включает в себя тепловосприятие от газов и излучение из топочного объема, приходится отдельно учитывать оба слагаемых.

Уравнение теплового баланса для конвективного пароперегревателя

$$Q_6 = \frac{D}{B_{p1}} (i'' - i') - Q_{л}, \quad (10-62)$$

Для поверхностей, расположенных в конвективном газоходе, $Q_{л} = 0$, поэтому для пароперегревателя и экономайзера

$$Q_6 = \frac{D}{B_p} (i'' - i'), \quad (10-63)$$

где D — расход среды через рассчитываемую поверхность, кг/ч; i'' и i' — энтальпии среды на выходе и входе в поверхность, ккал/кг.

Для воздухоподогревателя

$$Q_{61} = \left(\beta''_{вп} + \frac{\Delta\alpha_{вп}}{2} + \beta_{рц} \right) (I_{вп}^{0''} - I_{вп}^{0'}), \quad (10-64)$$

где $\beta''_{вп}$ — отношение количества воздуха за воздухоподогревателем к теоретически необходимому (10-29); $\beta_{рц}$ — доля рециркуляции воздуха в воздухоподогревателе:

$$\beta_{рц} = \left(\beta''_{вп} + \Delta\alpha_{вп} \right) \frac{t'_{х.в} - t_{х.в}}{t_{г.в} - t'_{вп}}, \quad (10-65)$$

здесь $t_{х.в}$, $t'_{вп}$ и $t_{г.в}$ — температура воздуха: холодного, на входе в воздухоподогреватель (после смешения с рециркулирующим) и горячего — см. § 9-5, 10-3 и 10-4.

Тепло, отданное дымовыми газами,

$$Q_6 = \varphi (I' - I'' + \Delta\alpha I^0_{прс}), \quad (10-66)$$

где φ — коэффициент сохранения тепла [см. формулу (10-32)]; $\Delta\alpha$ — присосы воздуха по газолодам котла — см. табл. 10-1.

Значения энтальпий рабочей среды i определяются по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара [57].

Энтальпии газов I' и I'' и воздуха $I_{вп}^{0'}$, $I_{вп}^{0''}$ и $I^0_{прс}$, ккал/кг (ккал/м³), принимаются по табл. 10-4 при соответствующих температурах с учетом избытка воздуха (α); $I^0_{прс}$ для всех газоходов находится по $t_{х.в}$, для газохода воздухоподогревателя — по $t = 0,5 [t'_{вп} + t''_{вп}]$.

Перепад энтальпии в пароперегревателе следует рассчитывать с учетом тепловосприятия парохладителя. При поверочном расчете задаются температурой газов на выходе, по (10-66) определяют отданное газам тепло, по (10-62) — температуру перегрева, а если она задана, то тепловосприятие парохладителя, так как $i'' - i' = \Delta i_{пе} = i_{н.п} - i_{н.г} + \Delta i_{н.о}$.

При расчете котельных пучков и фестонов с постоянной температурой рабочей среды уравнение тепловосприятия по обогреваемой среде не составляется.

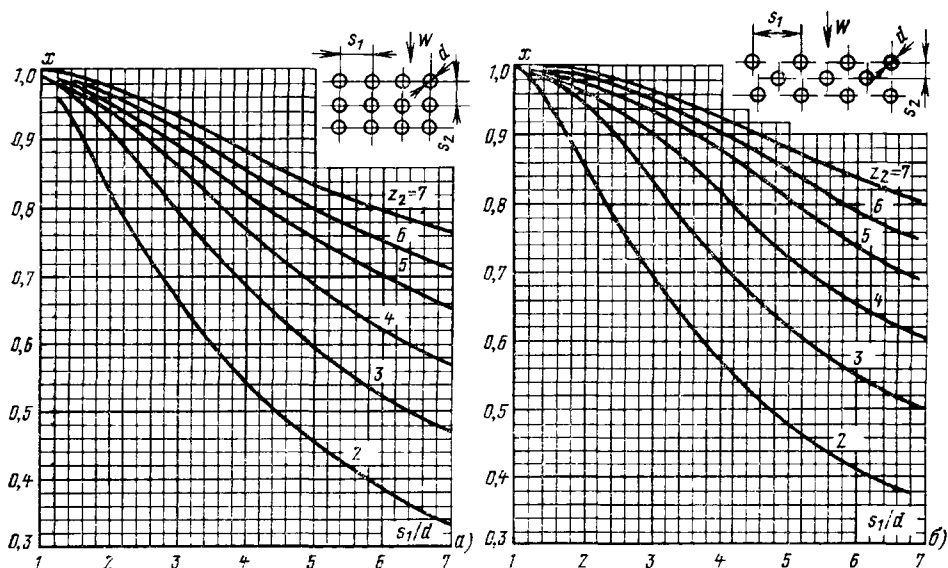


Рис. 10-9. Угловой коэффициент z -рядного трубного пучка.

a — коридорное расположение труб; b — шахматное.

Расчет излучения топочного объема, например, для котельных пучков и фестонов, ккал/кг (ккал/м³), (соответственно $Q_{л.п}$ и $Q_{л.ф}$) производится по формулам:

при отсутствии перед ними теплообменных поверхностей

$$Q_{л.п} = \frac{H_{л.п} \eta_{л.п} q_{л.п}^{ср} x_{п}}{B_p}; \quad (10-67)$$

при наличии перед ними трубного пучка

$$Q_{л.ф} = Q_{л.вых} x_{ф}, \quad (10-68)$$

где

$$Q_{л.вых} = \frac{H_{л.вых.п.п.} \eta_{л.п} q_{л.п}^{ср} (1 - x_{п1})}{B_p}. \quad (10-69)$$

В формулах (10-67) — (10-69) $x_{п}$, $x_{ф}$ — угловой коэффициент соответственно рассчитываемого пучка или фестона (рис. 10-9; фестон со смешанными по ходу газов трубами определяется как для шахматного пучка); $H_{л.п}$ — лучевоспринимающая поверхность, м², входного сечения пучка, рассчитывается как произведение ширины топки на длину труб первого ряда пучка; $H_{л.вых.п.п.}$, $x_{п1}$ — лучевоспринимающая поверхность, м², предвключенного пучка и его угловой коэффициент (рис. 10-9); при числе рядов труб пять и более $x_{п1} = 1$; $\eta_{л}$ — коэффициент распределения тепловой нагрузки по высоте топки (табл. 10-8); $q_{л.п}^{ср}$ — среднее тепловое напряжение поверхности топочной камеры, ккал/(м²·ч):

$$q_{л.п}^{ср} = \frac{B_p Q_{л.п}}{F_{ст}}. \quad (10-70)$$

Количество тепла, воспринятого в топке на 1 кг (1 м³) топлива, составит:

$$Q_{л} = \varphi (Q_{л} - I'' T_{л}). \quad (10-71)$$

Все величины, входящие в (10-71), представлены в § 10-4.

При поверочном расчете для определения $Q_{л}$ по формуле (10-66) приходится задаваться температурой за поверхностью и по ней оценивать энтальпию газов на выходе. При этом можно воспользоваться следующими рекомендациями по охлаждению дымовых газов в поверхностях котельного пучка, фестона: однорядный 7—10°C; двухрядный 15—20°C; трехрядный 30—40°C; четырехрядный 50—60°C (меньшие значения для более влажных топлив).

При расчете конвективного теплопередача $Q_{к}$ (обозначим эту величину

Таблица 10-8

Коэффициент распределения
тепловосприятия по высоте топки ($\eta_{л}$)

Тип топки	Относительная высота h/H_T		
	0,6	0,8	1,0
Пылеугольная с твердым шлакоудалением:			
АИШ, тощий, каменные угли, сушенка	1,1	0,8	0,6
бурого угля, фрезерный торф	1,1	1,0	0,8
Газомазутная	1,0	0,7	0,6

$Q_{л.кпп}$), если перед ним расположен пучок или фестон, определяется по соотношению

$$Q_{л.кпп} = \frac{H_{л.п} \gamma_{в} q_{л}^{cp} (1 - x)}{B_p}, \quad (10-72)$$

где x — угловой коэффициент предвключенной поверхности — см. рис. 10-9. При числе рядов предвключенного пучка пять и более $Q_{л.кпп} = 0$. При поверочном расчете вначале рассчитывается первая по ходу газов (горячая) часть — вторая ступень пароперегревателя. Изменение энтальпии среды, ккал/кг, в этой ступени может быть предварительно оценено как

$$\Delta i_{II} = \Delta i_{пе} - \Delta i_I, \quad (10-73)$$

где Δi_I — приращение энтальпии пара в первой (холодной) ступени конвективного пароперегревателя (можно принять $\Delta i_I \approx (0,4 \div 0,5) \Delta i_{пе}$, а $\Delta p_I \approx 0,5 \Delta p_{пе}$ и тогда оценить i''_I). Тепловосприятие парохладителя $\Delta i_{по}$ принимают равным 15—20 ккал/кг, что позволяет на барабанном котлоагрегате поддерживать номинальный перегрев пара при нагрузке около 70% и выше.

При работе поверхностного парохладителя:

в рассечку

$$i'_{II} = i''_I - \Delta i_{по}; \quad (10-74)$$

на стороне насыщенного пара

$$i'_I = i_{н.п} - \Delta i_{по}. \quad (10-75)$$

Тепловосприятие ступеней пароперегревателя по газовой стороне, ккал/кг (ккал/м^3),

$$Q = \frac{D}{B_p} \Delta i. \quad (10-76)$$

Значения энтальпии газов за ступенями определяются с помощью (10-66), а по i''_{II} и i'_I при соответствующих значениях коэффициента избытка воздуха с помощью табл. 10-4 определяются температуры газов за ступенями пароперегревателя ϑ''_{II} и ϑ'_I .

При расчете экономайзера можно оценить его балансовое тепловосприятие $Q_{б.эк}$, ккал/кг (ккал/м^3), по уравнению

$$Q_{б.эк} = Q_p \gamma_{к а} \frac{100}{100 - q_4} - Q_{л} - Q_{ф} - Q_{п} - Q_{пе}, \quad (10-77)$$

где $Q_{л}$, $Q_{ф}$, $Q_{п}$, $Q_{пе}$ — количество тепла, воспринимаемое на 1 кг (1 м^3) топлива лучевоспринимающими поверхностями топки, а также конвективное тепло (без излучения из топки), воспринятое фестоном (или подвесными трубами), котельными пучками, перегревателями [подставляются величины, полученные из балансовых уравнений (10-62) — (10-66)].

По (10-66) определяется $i''_{эк}$ (с помощью табл. 10-4 при соответствующем $\alpha''_{эк}$ по значению $i'_{эк} - i''_{эк}$).

Температура воды на выходе из экономайзера $i'_{эк}$ определяется по значению энтальпии воды на выходе и давлению в барабане.

При использовании поверхностного парохладителя, включаемого до экономайзера, энтальпия воды на входе в экономайзер, ккал/кг,

$$i'_{эк} = i_{п.в} + \Delta i_{по} \frac{D}{D + pD}, \quad (10-78)$$

где $pD = D_{пр}$ — расход продувочной воды, кг/ч, устанавливаемый в зависимости от качества питательной воды ($p = 0,003 \div 0,05$).

Если $i''_{эк} > i_{кип}$, то принимается $i'_{эк} = i_{кип}$ и находится массовая доля пара на выходе из экономайзера:

$$x'_{эк} = \frac{i'_{эк} - i_{кип}}{r}. \quad (10-79)$$

Энтальпия газов за второй ступенью экономайзера $i'_{экII}$ при двухступенчатой компоновке может быть оценена из условия обеспечения надежной работы верхней трубной доски второй ступени воздухоподогревателя ($\vartheta_{впII} \leq 520 \div 530^\circ \text{C}$). По известной из расчета предыдущей поверхности температуре газов на входе в экономайзер и найденной температуре газов на выходе с помощью (10-66) определяется тепловосприятие второй ступени экономайзера.

Первая ступень экономайзера рассчитывается по значению энтальпии газов и энтальпии воды на входе в ступень. Гидравлическое сопротивление экономайзеров котлов среднего давления принимается не более 8% давления в барабане.

При поверочном расчете воздухоподогревателя известны входные энтальпии газов $i'_{вп}$ и воздуха $i'_{х.в}$. Тепловосприятие воздухоподогревателя может быть оценено с помощью формул (10-64) или (10-66) по предварительно принятым значениям температуры горячего воздуха $t_{г.в}$ (см. § 10-4) или по величине энтальпии уходящих газов $i_{ух}$ (см. § 10-3). Расчет осуществляется методом последовательных приближений, что позволяет уточнить ранее принятые температуры уходящих газов $\vartheta_{ух}$ и горячего воздуха $t_{г.в}$.

В случае двухступенчатой компоновки расчет второй ступени выполняется по известной температуре газов на входе $\vartheta'_{впII}$ и температуре воздуха на выходе $t_{г.в}$. Можно оценить тепловосприятие этой ступени $Q_{впII}$ исходя из того, что температура подогретого воздуха после первой ступени или после всего воздухоподогревателя $t_{г.в}^{опт}$, $^\circ \text{C}$:

$$t_{г.в}^{опт} = t_{п.в} + 40 + 0,7 (\vartheta_{ух} - 120). \quad (10-80)$$

Коэффициент теплопередачи и теплоотдачи для конвективных поверхностей нагрева

Род топлива	Элемент котельного агрегата	Коэффициент теплопередачи k , ккал/(м ² ·ч·°C)	Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке α_1 , ккал/(м ² ·ч·°C)	Коэффициенты загорания ϵ , м ² ·ч·°C/ккал, или использования ξ или тепловой эффективности ψ	Коэффициенты теплоотдачи, ккал/(м ² ·ч·°C)		
					конвекцией от газов к поверхности α_K	излучением продуктов сгорания α_L	конвекцией от поверхности к обогреваемой среде α_2
1	2	3	4	5	6	7	8
Твердое	Пароперегреватели (коридорный пучок)	$k = \psi \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\alpha_1 = \xi (\alpha_K + \alpha_L)$	ψ — по табл. 10-11 $\xi = 1$	$\alpha_K = \alpha_H C_2 C_3 C_{\Phi}$ — по рис. 10-10	$\alpha_L = \alpha_H \alpha$ — по рис. 10-11; α — по формуле (10-51), по рис. 10-6; α'_L — по формуле (10-112)	$\alpha_2 = \alpha_H C_d$ — по рис. 10-12
	Пароперегреватели (шахматный пучок)	$k = \frac{\alpha_1}{1 + (\epsilon + \frac{1}{\gamma_2}) \chi_1}$	$\alpha_1 = \xi (\alpha_K + \alpha_L)$	$\epsilon = \epsilon_0 C_d C_{\Phi} + \Delta \epsilon$; ϵ_0, C_d — по рис. 10-13, для углей и сланцев $C_{\Phi} = 1$, для торфа $C_{\Phi} = 0,7$; $\Delta \epsilon$ — по табл. 10-10; $\xi = 1$	$\alpha_K = \alpha_H C_2 C_3 C_{\Phi}$ — по рис. 10-14	$\alpha_L = \alpha_H \alpha$ — по рис. 10-11; α — по формуле (10-51), по рис. 10-6; α'_L — по формуле (10-112)	$\alpha_2 = \alpha_H C_d$ — по рис. 10-12
	Испарительные поверхности (коридорный пучок), фестоны котлов — $D \geq 75$ т/ч, котельные пучки котлоагрегатов $D < 75$ т/ч, экономайзеры (коридорный пучок)	$k = \psi \alpha_1$	$\alpha_1 = \xi (\alpha_K + \alpha_L)$	ψ — по табл. 10-11; $\xi = 1$	$\alpha_K = \alpha_H C_2 C_3 C_{\Phi}$ — по рис. 10-10	$\alpha_L = \alpha_H \alpha$ — по рис. 10-11; α — по формуле (10-51), по рис. 10-6; α'_L — по формуле (10-112)	—

1	2	3	4	5	6	7	8
Твер- дое	Испарительные поверхности и экономайзеры (шахматные пучки)	$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \alpha_1}$	$\alpha_1 = \xi(\alpha_K + \alpha_{\text{ш}})$	$\varepsilon = \varphi C_d C_{\text{ш}} + \Delta \varepsilon$; $\varepsilon_{\text{ш}} C_d$ по рис. 10-13; для углей и слан- цев $C_{\text{ш}} = 1$, для торфа $C_{\text{ш}} = 0.7$; $\Delta \varepsilon$ — по табл. 10-10; $\xi = 1$	$\alpha_K = \alpha_{\text{ш}} C_2 C_s C_{\text{ш}}$ — по рис. 10-14	$\alpha_d = \alpha_{\text{ш}} a$ — по рис. 10-11; a — по формуле (10-51), по рис. 10-6; $\alpha'_{\text{ш}}$ — по формуле (10- 112)	—
Мазут, газ	Пароперегре- ватели (коридор- ный и шах- матный пучки)	$k = \psi \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\alpha_1 = \xi(\alpha_K + \alpha_{\text{ш}})$	ψ — по табл. 10-12; $\xi = 1$	$\alpha_K = \alpha_{\text{ш}} C_2 C_s C_{\text{ш}}$ — коридорный — по рис. 10-10; шахмат- ный — по рис. 10-14	$\gamma_d = \gamma_{\text{ш}} a C_{\text{ш}}$ — по рис. 10-11; a — по формуле (10-51), по рис. 10-6; $\alpha'_{\text{ш}}$ — по формуле (10- 112)	$\alpha_2 = \alpha_{\text{ш}} C_d$ — по рис. 10-12
	Испаритель- ные поверхно- сти и экономай- зеры (коридор- ные и шахмат- ные пучки)	$k = \psi \alpha_1$	$\alpha_1 = \xi(\alpha_K + \alpha_{\text{ш}})$	ψ — по табл. 10-12; $\xi = 1$	$\alpha_K = \alpha_{\text{ш}} C_2 C_s C_{\text{ш}}$ — коридорный — по рис. 10-10, шахмат- ный — по рис. 10-14	$\alpha_d = \alpha_{\text{ш}} a C_{\text{ш}}$ — по рис. 10-11; a — по формуле (10-51), по рис. 10-6; $\alpha'_{\text{ш}}$ — по формуле (10- 112)	—
Все виды	Экономайзеры чугунные репр- стые ВТИ	$k = k_{\text{ш}} C_{\text{ш}}$; $k_{\text{ш}}, C_{\text{ш}}$ — по рис. 10-15	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 10-9

1	2	3	4	5	6	7	8
Все виды	Воздухоподогреватели трубчатые (стальные, стеклянные)	$k = \xi \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\alpha_1 = \alpha_{\text{в}} + \alpha_{\text{д}}$; для первых ступеней и одноступенчатых воздухоподогревателей $\alpha_{\text{д}} = 0$ и $\alpha_1 = \alpha_{\text{к}}$	ξ — по табл. 10-13	Газы в трубах: $\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{т}}$ — по рис. 10-16; газы между труб: $\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{с}} C_{\text{ф}}$; по рис. 10-11; а — по формуле (10-51), $\alpha_{\text{н}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{т}}$ — по рис. 10-14; стальные трубки — по рис. 10-6; $\alpha_{\text{д}}$ — по формуле (10-112)	Твердое топливо: $\alpha_{\text{д}} = \alpha_{\text{н}} \alpha$; по рис. 10-16; газы: $\alpha_{\text{д}} = \alpha_{\text{н}} \alpha C_{\text{т}}$, $\alpha_{\text{н}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{с}} C_{\text{ф}}$ — по рис. 10-14; воздух в трубах: $\alpha_{\text{н}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{т}}$ — по рис. 10-16; $\alpha_2 = \alpha_{\text{к}}$	Воздух между труб: $\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{с}} C_{\text{ф}}$ — по рис. 10-14; воздух в трубах: $\alpha_{\text{н}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{т}}$ — по рис. 10-16; $\alpha_2 = \alpha_{\text{к}}$
	Воздухоподогреватели регенеративные	$k = \frac{\xi \pi}{\frac{1}{x_1 \alpha_1} + \frac{1}{x_2 \alpha_2}}$	$\alpha_1 = \alpha_{\text{к}}$	ξ — по табл. 10-13; $\pi = 1$	$\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{ф}} C_{\text{т}}$ — по рис. 10-17	—	$\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{н}} C_{\text{д}} C_{\text{ф}} C_{\text{т}}$ — по рис. 10-17; $\alpha_2 = \alpha_{\text{к}}$

Такая оценка позволяет более точно принять с помощью (10-66) значение температуры газов за второй ступенью воздухоподогревателя $\theta''_{\text{впл}}$.

При расчете первой ступени известны температура газов на входе $\theta'_{\text{впл}}$ и температура воздуха на входе $t_{\text{х.в}}$. Расчет промежуточной температуры подогретого воздуха (10-80) и тепловосприятия (10-64) облегчает предварительную оценку неизвестной температуры газов на выходе $\theta''_{\text{впл}}$.

Расчет тепловосприятия регенеративного вращающегося воздухоподогревателя (РВП) осуществляется также с использованием формул (10-64) и (10-66).

После завершения расчетной оценки тепловосприятия теплообменных поверхностей и неизвестных температур сред выполняется расчет теплообмена в поверхностях (последовательность расчета соответствует расположению поверхностей по ходу газа). При этом уточняются тепловосприятия поверхностей и температуры сред. Для расчета используется уравнение теплообмена

$$Q_{\text{т}} = \frac{H_{\text{р}} k \Delta t}{B_{\text{р}}}, \quad (10-81)$$

где $Q_{\text{т}}$ — тепло, воспринятое рассчитываемой поверхностью от омывающих газов за счет конвективного и лучистого теплообмена, отнесенное к 1 кг или 1 м³ топлива, ккал/кг (ккал/м³); $H_{\text{р}}$ — расчетная поверхность нагрева, м²; k — коэффициент теплопередачи, отнесенный к расчетной поверхности, ккал/(м²·ч·°C); Δt — усредненный по всей теплообменной поверхности температурный напор, °C; $B_{\text{р}}$ — расчетный расход топлива, кг/ч [см. формулу (10-35)].

Расчетная поверхность для кипятильных пучков, фестона, подвесных труб, пароперегревателей и экономайзеров определяется как полная наружная поверхность, м²:

$$H_{\text{р}} = z_1 z_2 \pi d l, \quad (10-82)$$

где z_1, z_2 — число труб в ряду и число рядов по ходу газов; l — длина труб, м.

Для трубчатого воздухоподогревателя расчетная поверхность, м², подсчитывается по среднему диаметру $d_{\text{ср}}$:

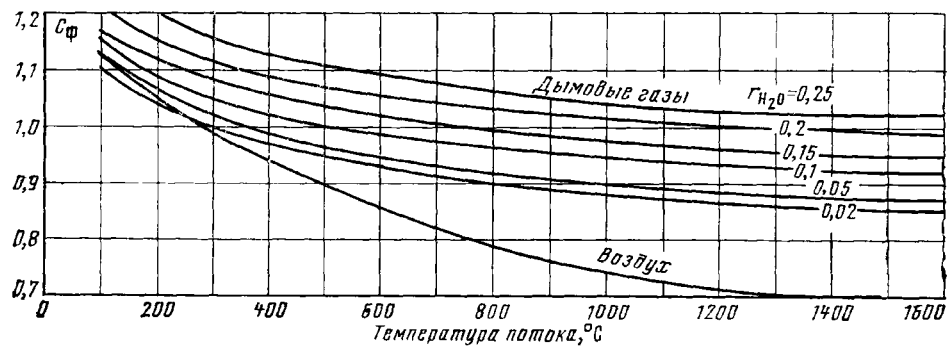
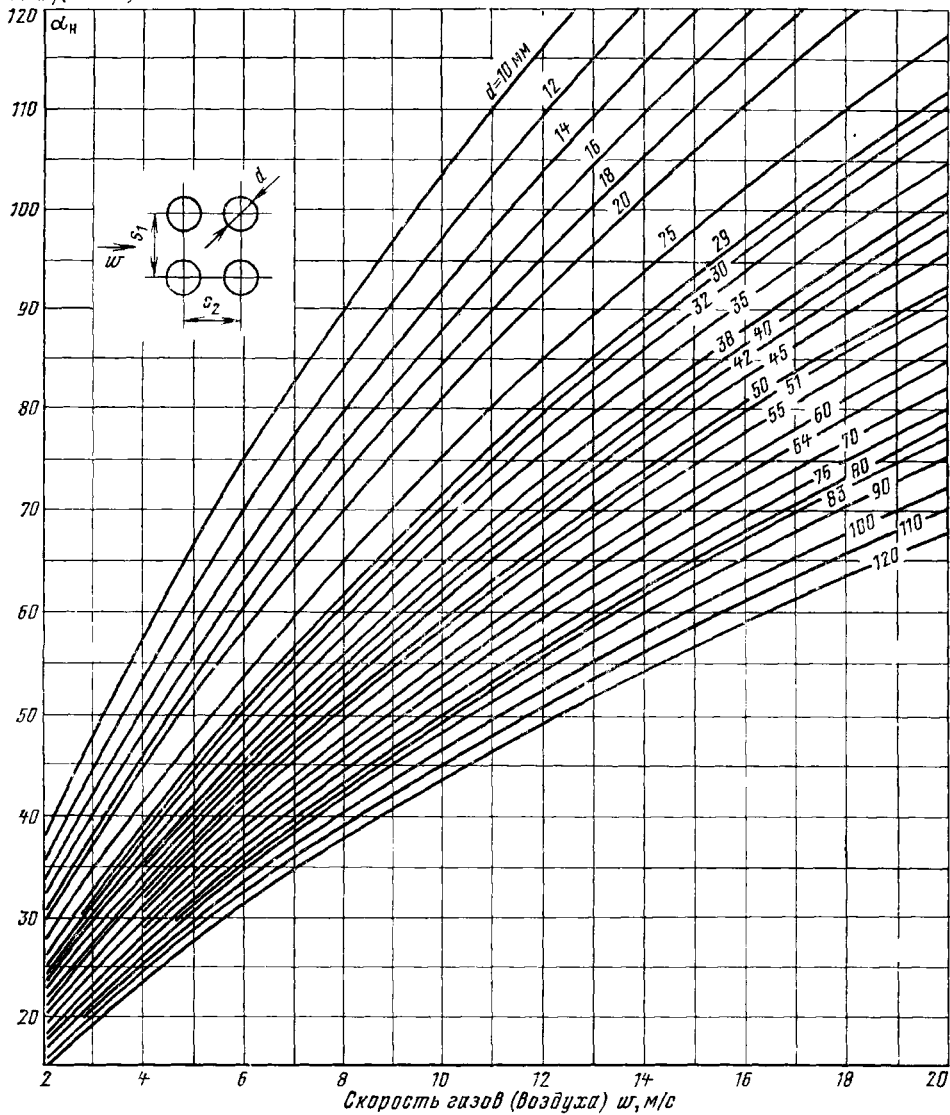
$$H_{\text{р}} = \pi d_{\text{ср}} l, \quad (10-83)$$

где z — полное число труб воздухоподогревателя.

Для РВП расчетной поверхностью является двусторонняя поверхность набивки.

Расчет коэффициентов теплопередачи k для конвективных поверхностей нагрева следует вести по формулам, приведенным в табл. 10-9. Там же приведены формулы и номограммы, необходимые для расчета значений коэффициентов теплоотдачи α , коэффициентов загрязнения ξ , и некоторые другие данные, используемые для расчета коэффициентов теплопередачи.

В случае смешанного поперечно-продольного омывания гладкотрубных пучков

$\alpha_H / (M^2 \cdot s \cdot ^\circ C)$


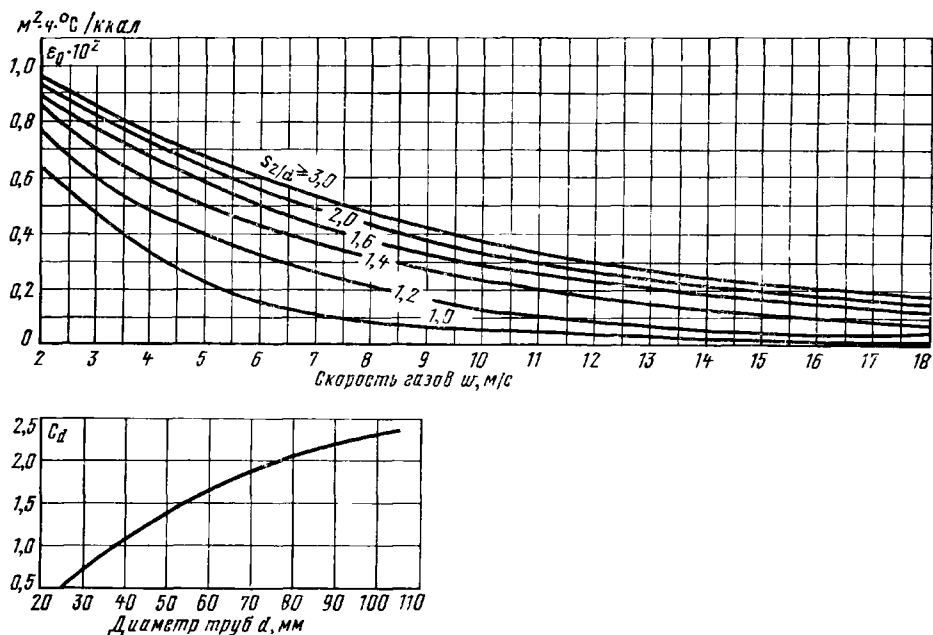


Рис. 10-13. Коэффициент загрязнения шахматных гладкотрубных пучков при сжигании твердых топлив $\varepsilon = \varepsilon_d C_d C_{\Phi p} + \Delta \varepsilon$, $\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{С} / \text{ккал}$.

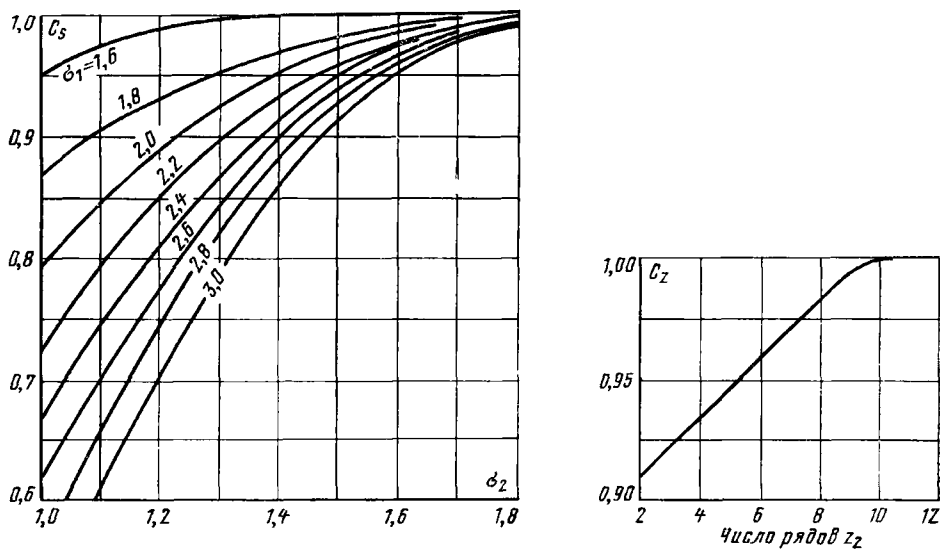


Рис. 10-10 Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании коридорных гладкотрубных пучков для дымовых газов и воздуха $\alpha_k = \alpha_n C_z C_s C_{\Phi}$, $\text{ккал} / (\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{С})$.

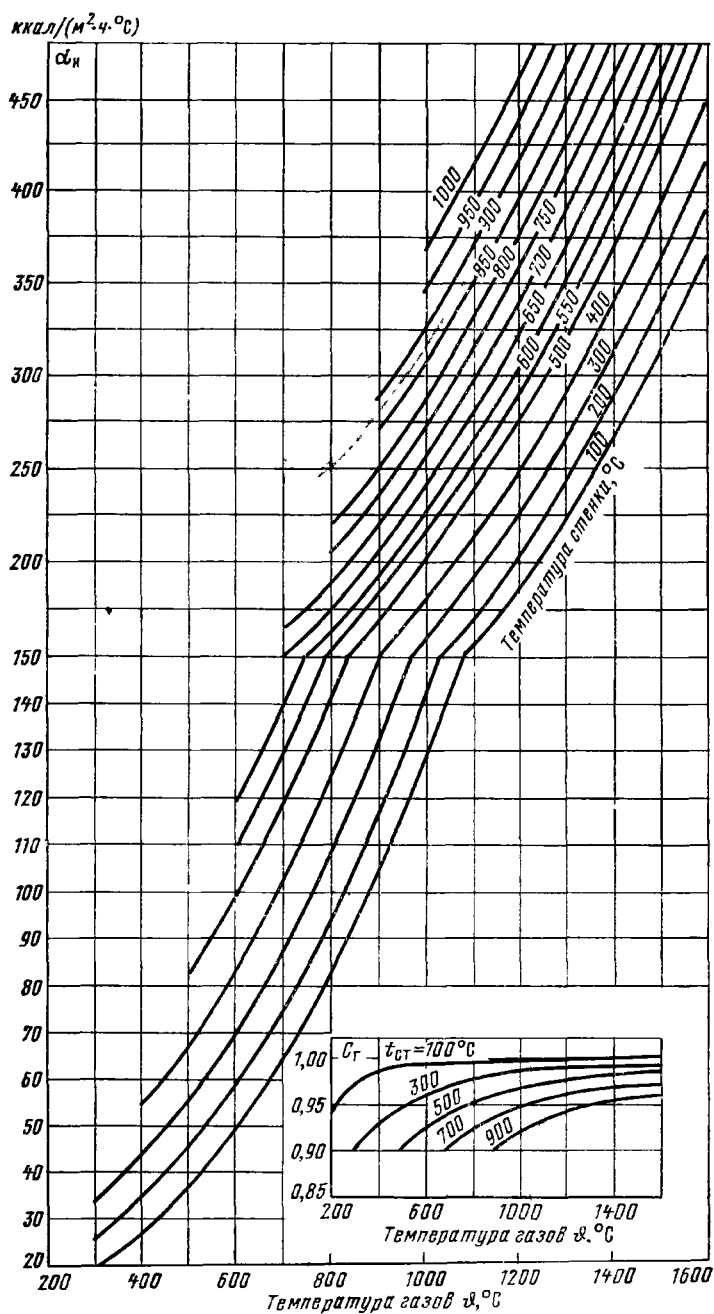


Рис. 10-11. Коэффициент теплоотдачи излучением. Для запыленного потока газов $\alpha_n = \alpha_{na}$, для незапыленного потока $\alpha_n = \alpha_{na} C_g$, $\text{kcal}/(\text{m}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$.

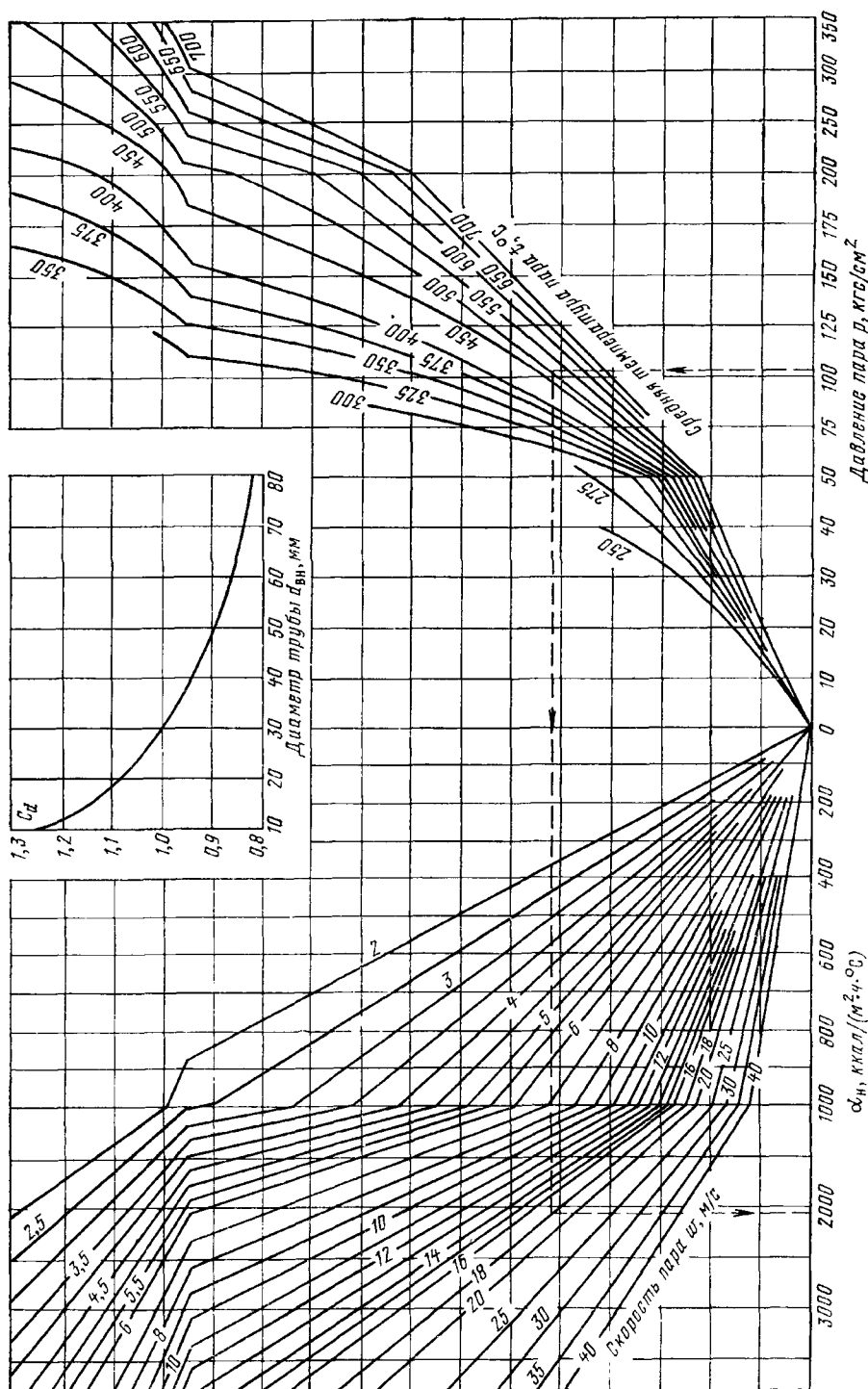


Рис. 10-12. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при продольном омывании для перегретого пара
 $(p < p_{кр}) \quad \alpha_k = a_n C_d, \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$.
 Давление пара p , кг/см²

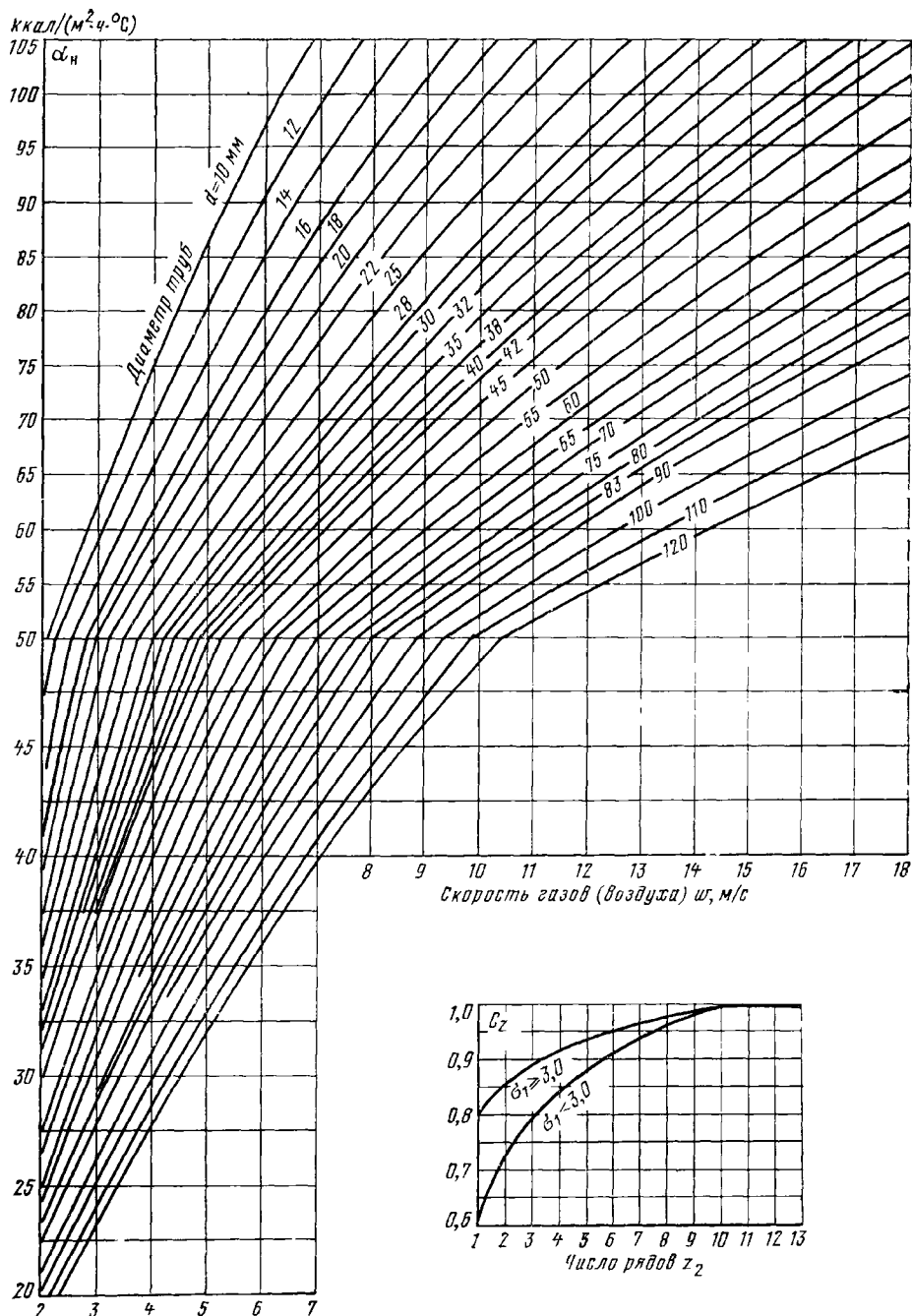


Рис. 10-14. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании шахматных глад-

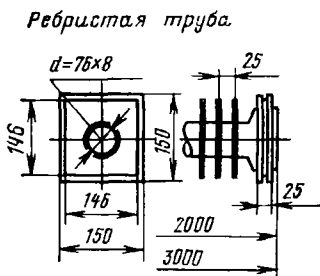
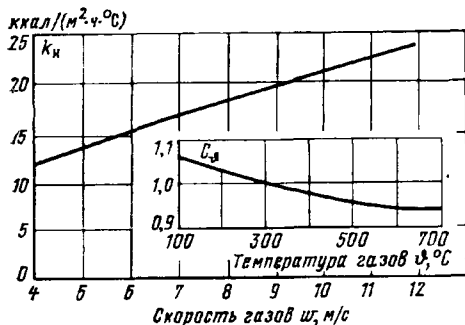
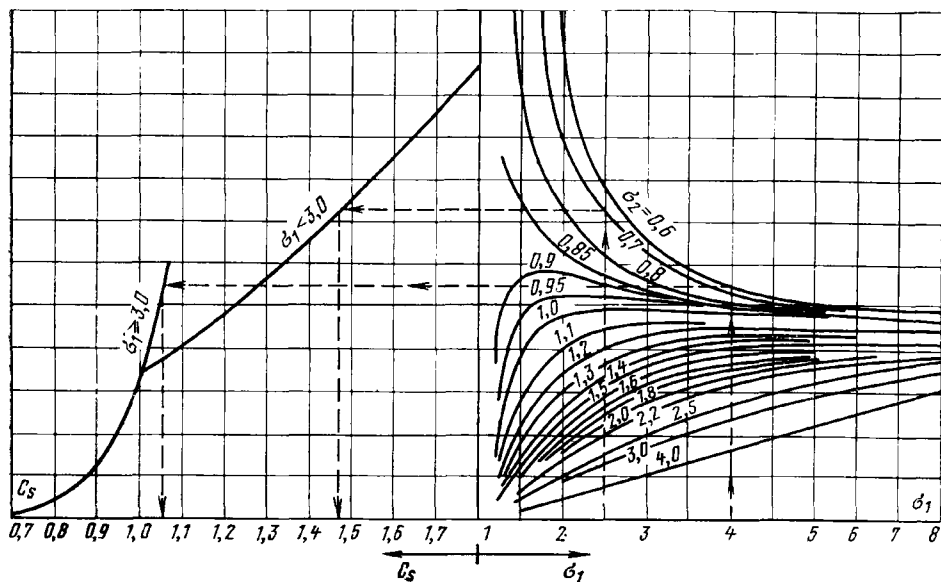
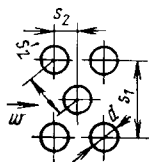


Рис. 10-15. Коэффициент теплопередачи чугунных ребристых водяных экономайзеров ВТИ $k = k_k C_g$, ккал/(м²·ч·°С). При сжигании мазута коэффициент теплопередачи снижается на 25%, в отсутствие обдувки — на 20%.

Характеристика одной трубы	Единица измерения	Значение	Значение
Длина	мм	2000	3000
Поверхность нагрева с газовой стороны . . .	м ²	2,95	4,49
Живое сечение для прохода газов . . .	м ²	0,120	0,184



котрубных пучков для дымовых газов и воздуха $\alpha_k = \alpha_n C_z C_s C_\phi$, ккал/(м²·ч·°С).

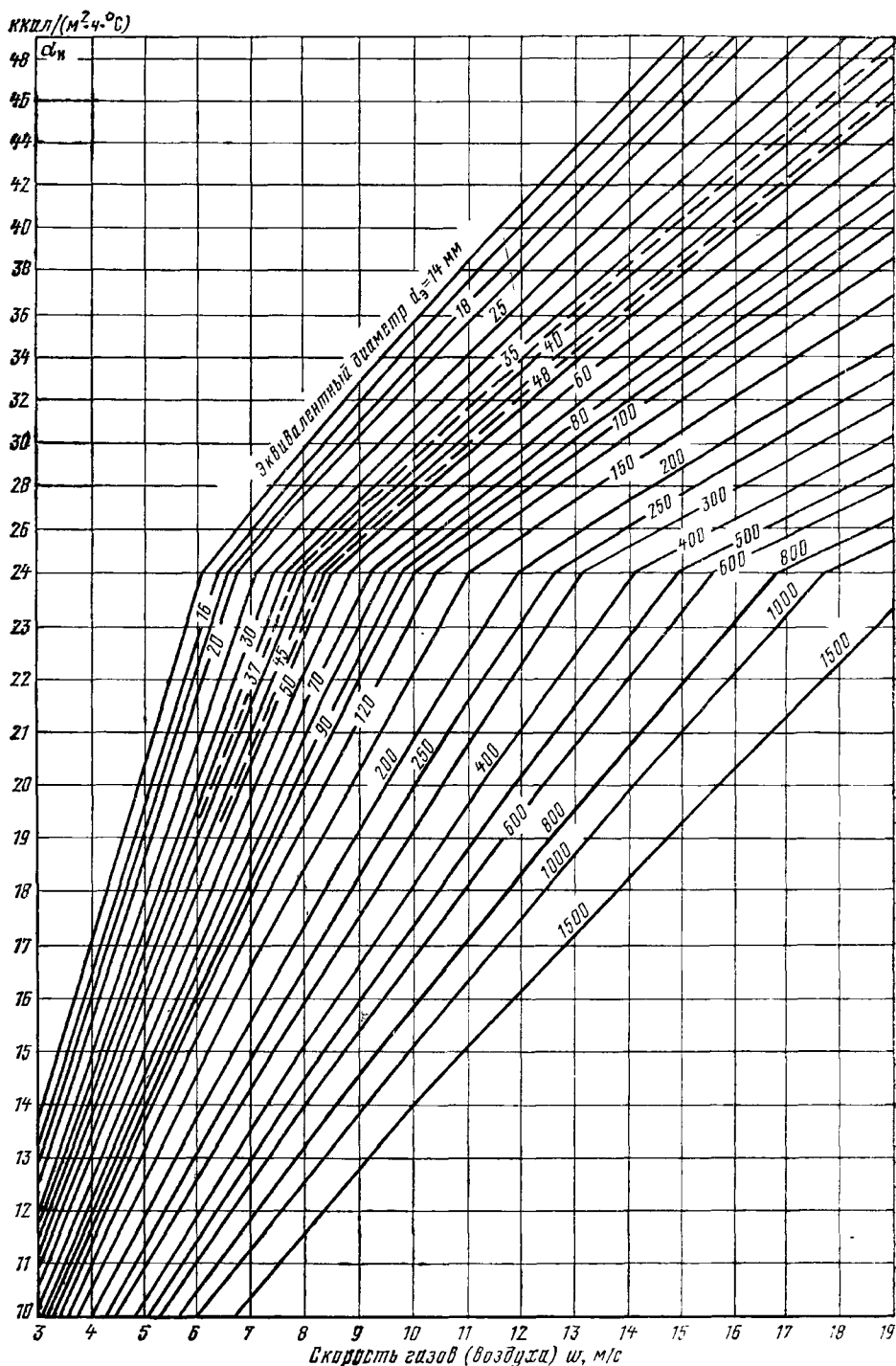


Рис. 10-16. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при продольном омывании для
 вания воздуха

труб коэффициент теплопередачи определяется отдельно для каждого участка по средним скоростям. Продольно омываемая часть рассчитывается с помощью коэффициента тепловой эффективности.

Общий коэффициент теплопередачи находится по формуле

$$k = \frac{k_{\text{поп}} H_{\text{поп}} + k_{\text{пр}} H_{\text{пр}}}{H_{\text{поп}} + H_{\text{пр}}} \quad (10-84)$$

Для определения коэффициента теплоотдачи конвекцией α_k необходимы значения скоростей сред, омывающих теплообменную поверхность, температуры потоков, их физические свойства,

геометрические параметры теплообменных поверхностей и характер их омывания, а в отдельных случаях и температуры стенки поверхности.

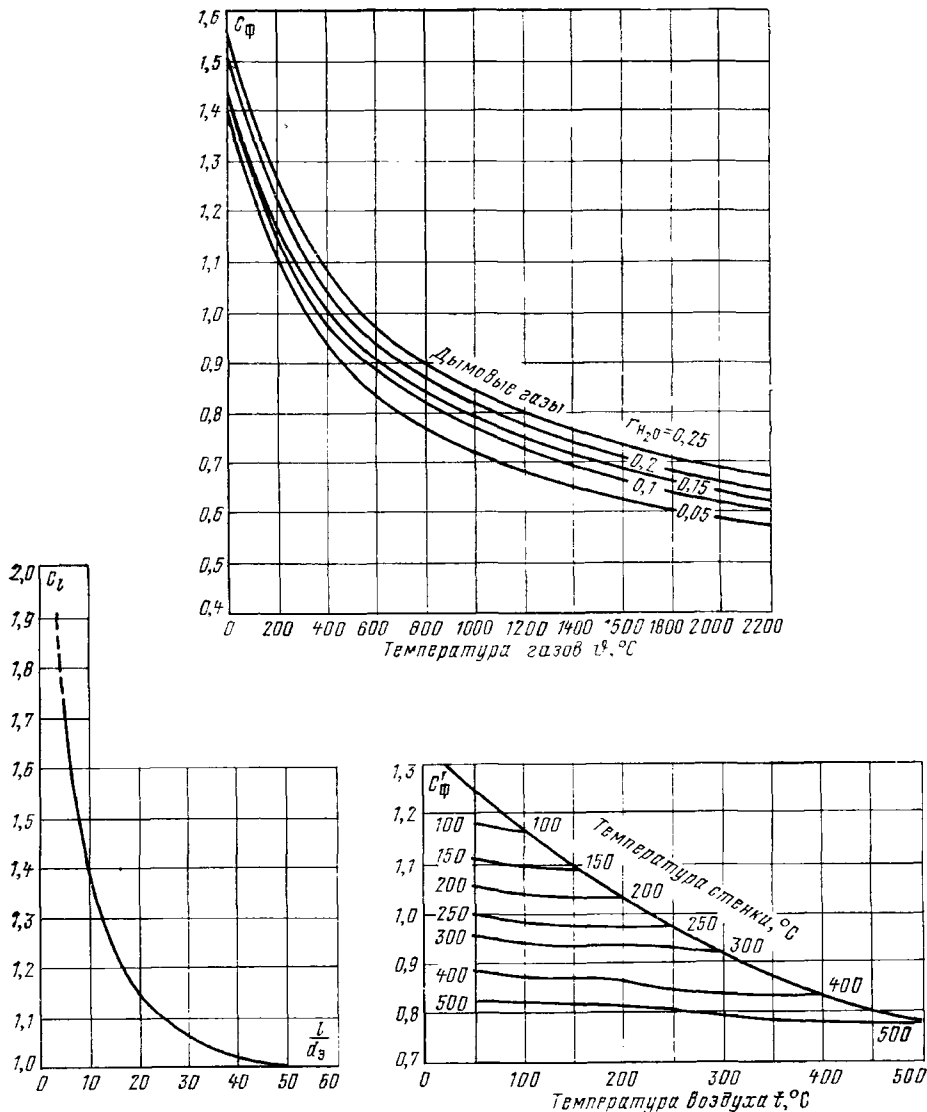
Расчетная скорость дымовых газов, м/с,

$$w_r = \frac{B_p V_r (\theta + 273)}{273F} \quad (10-85)$$

Расчетная скорость воздуха, м/с,

$$w_b = \frac{B_{p\text{вп}} V^0 (t + 273)}{273F} \quad (10-86)$$

где V^0 — см. (10-1), (10-2);



дымовых газов и воздуха. При охлаждении дымовых газов $\alpha_k = \alpha_n C_\phi C_l$, при нагре-
 $\alpha_k = \alpha_n C_\phi C_l$, ккал/(м²·ч·°C).

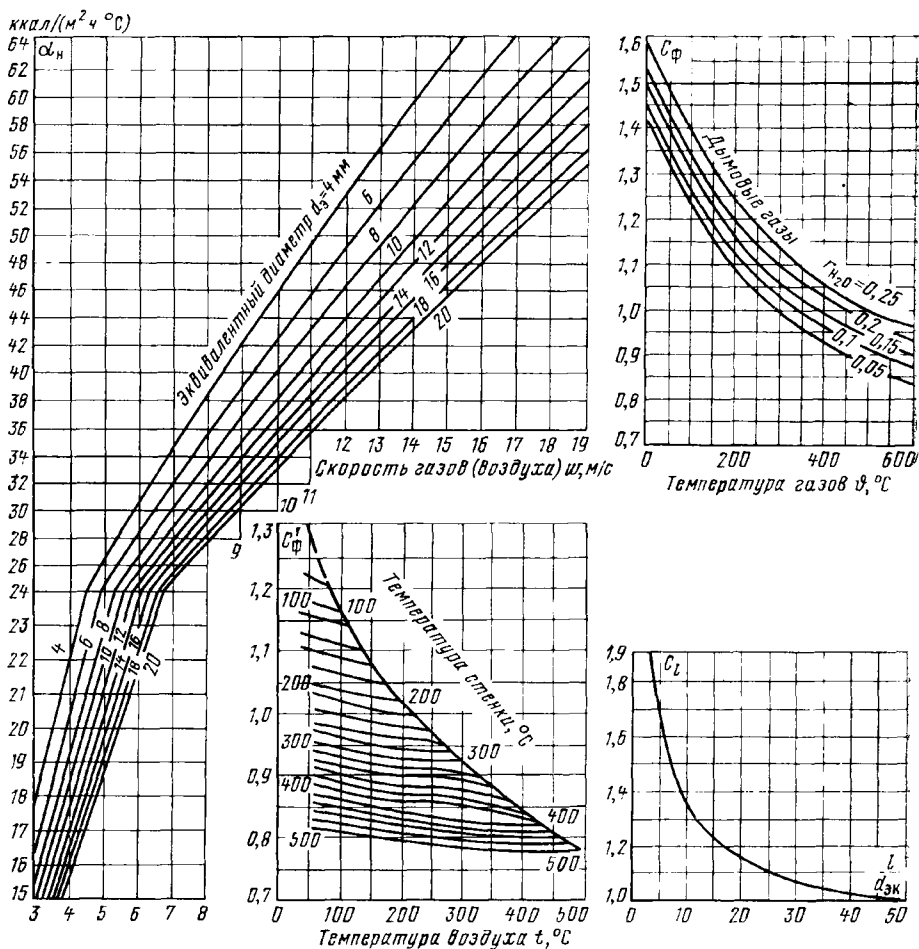


Рис. 10-17. Коэффициенты теплоотдачи конвекцией с газовой и воздушной стороны для регенеративных вращающихся воздухоподогревателей.

При охлаждении дымовых газов $\alpha_k = \alpha_n C_n C_\phi C_l$, при нагревании воздуха $\alpha_k = \alpha_n C_n C_\phi C_l$. $\text{kcal}/(\text{m}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$ Для суммарной глубины впадин соседних листов $(a+b)$, близкой к нулю (гладкие листы), $C_n = 0,9$, при $(a+b) \approx 2,4 \text{ мм}$ (неинтенсифицированная набивка) $C_n = 1,15$, при $(a+b) \geq 4,8 \text{ мм}$ (интенсифицированная набивка) $C_n = 1,6$.

$$\beta_{\text{вп}} = \beta''_{\text{вп}} + \frac{\Delta \alpha_{\text{вп}}}{2} + \beta_{\text{пр}}; \quad (10-87)$$

здесь $\beta''_{\text{вп}}$ — см. (10-29).

Расчетная скорость воды и пара, м/с,

$$w = \frac{Dv}{3600f}, \quad (10-88)$$

где D и v — расход среды, кг/ч, и ее удельный объем, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Площади живого сечения для прохода сред, м^2 , могут быть приняты по конструктивным характеристикам рассчитываемых котлоагрегатов или найдены расчетным путем.

Для поперечно омываемых гладкотрубных пучков

$$F = ab - z_1 ld, \quad (10-89)$$

где a, b — размеры газохода в расчетном сечении, м, z_1 — число труб в ряду трубного пучка, d — наружный диаметр труб, м; l — длина труб, м (при наличии изогнутых труб — проекция труб на плоскость, перпендикулярную направлению движения газов).

При течении среды внутри труб

$$f = z \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (10-90)$$

где z — число параллельно включенных труб, $d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр труб, м.

При течении среды между трубами

$$F = ab - z \frac{\pi d^2}{4}, \quad (10-91)$$

где z — число труб в пучке.

Для газохода с переменным живым сечением и неизменяющимся характером омывания в расчет вводится средняя площадь живого сечения, m^2 ,

$$F_{cp} = \frac{H_1 + H_2}{\frac{H_1}{F_1} + \frac{H_2}{F_2}}. \quad (10-92)$$

При разных входном $F_{вх}$ и выходном $F_{вых}$ сечениях пучка в случае плавного изменения сечения усреднение производится по формуле

$$F_{cp} = \frac{2F_{вх}F_{вых}}{F_{вх} + F_{вых}}. \quad (10-93)$$

При наличии газовых коридоров $F_{ш}$, шунтирующих газоход трубного пакета $F_{п}$, среднее проходное сечение подсчитывается по их сечениям:

$$F_{cp} = F_{п} + F_{ш} \sqrt{\frac{\xi_{п}(\theta_{п} + 273)}{\xi_{ш}(\theta_{ш} + 273)}}, \quad (10-94)$$

где $\xi_{п}$, $\xi_{ш}$ — коэффициенты сопротивления газоходов; $\theta_{п}$, $\theta_{ш}$ — средние температуры газов в них, $^{\circ}C$.

При расхождении площадей сечений не более чем на 25% можно производить арифметическое усреднение сечений.

Расчетная температура (θ , t , $^{\circ}C$) определяется как полусумма температур входа и выхода из поверхности нагрева. Так, например, для температуры газов, $^{\circ}C$, в формуле (10-85)

$$\theta = \frac{\theta' + \theta''}{2}. \quad (10-95)$$

Однако при охлаждении газов в поверхности более чем на $300^{\circ}C$

$$\theta = t + \Delta t, \quad (10-96)$$

где t — средняя температура обогреваемой среды, $^{\circ}C$; Δt — усредненный по поверхности температурный напор, $^{\circ}C$.

При расчете по приведенным в табл. 10-9 формулам и использованию номограмм необходимо, кроме значений ω , d , знать:

а) поперечный и продольный относительные шаги

$$\sigma_1 = \frac{s_1}{d}; \quad (10-97)$$

$$\sigma_2 = \frac{s_2}{d}, \quad (10-98)$$

где s_1 , s_2 — поперечный и продольный шаги труб в пучке, м;

б) объемные доли водяных паров r_{H_2O} (см. табл. 10-2).

Если пучок состоит из участков, отличающихся шагами или диаметрами труб,

то определяют усредненный по поверхности шаг или диаметр, м:

$$s_{cp} = \frac{s'H' + s''H'' + \dots}{H' + H'' + \dots}; \quad (10-99)$$

$$d_{cp} = \frac{H_1 + H_2 + \dots}{\frac{H_1}{d_1} + \frac{H_2}{d_2} + \dots}. \quad (10-100)$$

Если участки с шахматным (коридорным) расположением труб превышают 85% всей поверхности, коэффициент теплоотдачи рассчитывается как для шахматного (коридорного) пучка. В общем случае α_k , $kcal/(m^2 \cdot ^{\circ}C)$, вычисляется отдельно для каждой части (при средних значениях температуры и скорости в пучке), и полученные значения усредняются по формуле

$$\alpha_{k, cp} = \frac{\alpha_{шах}H_{шах} + \alpha_{кор}H_{кор}}{H_{шах} + H_{кор}}. \quad (10-101)$$

Для пучка, частично омываемого продольным и частично поперечным током, коэффициент теплоотдачи рассчитывается путем усреднения величин, полученных для участков по средней для всей поверхности температуре и по средним скоростям на участках:

$$\alpha_{k, cp} = \frac{\alpha_{k, поп}H_{поп} + \alpha_{k, пр}H_{пр}}{H_{поп} + H_{пр}}. \quad (10-102)$$

При включении в поверхность нескольких одинаково омываемых участков с разными живыми сечениями усредняется живое сечение по поверхности нагрева [см. формулу (10-92)].

При косом омывании пучков расчетная скорость газов вычисляется по сечению, проходящему через оси труб. Если при этом угол между осями труб и направлением потока меньше 80° , то к величине коэффициента теплоотдачи, рассчитанного по формуле для поперечного омывания коридорных пучков, вводится поправка в виде коэффициента, равного 1,07. Для шахматных пучков этот коэффициент равен единице.

Эквивалентный диаметр d_3 при течении внутри труб равен внутреннему диаметру. При продольном омывании пучков труб эквивалентный диаметр, м, определяется из соотношения

$$d_3 = \frac{4F}{u}, \quad (10-103)$$

где F — площадь живого сечения канала, m^2 , — см. формулу (10-91); u — полный периметр омываемых поверхностей, м.

Для газохода прямоугольного сечения, заполненного трубами, которые ориентированы вдоль потока (конвективные пучки),

$$d_3 = \frac{4 \left(ab - z \frac{\pi d^2}{4} \right)}{2(a+b) + z\pi d}, \quad (10-104)$$

где a , b — поперечные размеры газохода

в свету, м; z — количество труб в газоход; d — наружный диаметр труб, м.

Для регенеративных воздухоподогревателей эквивалентный диаметр принимается равным: для интенсифицированной набивки $9,6 \cdot 10^{-3}$ м; для неинтенсифицированной $7,8 \cdot 10^{-3}$ м; для гладких листов холодной ступени $9,8 \cdot 10^{-3}$ м.

Температура стенки поверхности нагрева $t_{ст}$, °C, при течении воды, пара равна температуре протекающих сред; для воздухоподогревателя — средней арифметической температуре сред:

$$t_{ст} = \frac{\theta + t}{2}. \quad (10-105)$$

Для регенеративного воздухоподогревателя

$$t_{ст} = \frac{\theta x_1 + t x_2}{x_1 + x_2}, \quad (10-106)$$

где $x_1 = \frac{H_{г}}{H} = \frac{F_{г}}{F}$; $x_2 = \frac{H_{в}}{H} = \frac{F_{в}}{F}$ — доли

поверхностей нагрева при живом сечении, омываемых соответственно газами и воздухом.

При эмалировании листов набивки холодной ступени регенеративного воздухоподогревателя значение коэффициента α_k снижается на 5%.

При определении коэффициента теплоотдачи излучением продуктов сгорания α_l степень черноты потока газов a определяется по (10-51), для чего подсчитывается суммарная оптическая толщина продуктов сгорания $k_{пр}$. Расчет коэффициента ослабления лучей газовой средой k ведут по (10-53), при этом $k_{кокс} = 0$.

Для незапыленного потока газов (продукты сгорания жидких и газообразных топлив) $\mu_{эл} = 0$; $k_{эл}\mu_{эл}$ можно не учитывать при слоевом и факельно-слоевом сжигании твердых топлив.

Эффективная толщина излучающего слоя s , м, при излучении на ограждающие поверхности ограниченного со всех сторон газового объема определяется по формуле (10-52), где в данном случае V — объем излучающих газов, м³.

Для гладкотрубных пучков

$$s = 0,9d \left(\frac{4}{\pi} \frac{s_1 s_2}{d^2} - 1 \right). \quad (10-107)$$

Для вторых (верхних) ступеней воздухоподогревателя

$$s = 0,9d_{вн}. \quad (10-108)$$

Температура стенки $t_{ст}$ при расчете α_l конвективных пароперегревателей при сжигании твердого и жидкого топлива принимается равной температуре наружного слоя золовых отложений на трубах t_3 , °C:

$$t_3 = t + \left(\epsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \frac{B_p}{H} (Q_6 + Q_7); \quad (10-109)$$

здесь $t = (t' + t'') \cdot 0,5$ — средняя температура среды, °C; ϵ — коэффициент загрязнения, м²·ч·°C/ккал. При сжигании твердого топлива для пароперегревателей с шахматным пучком ϵ рассчитывается по формуле из табл. 10-9, для коридорных пучков $\epsilon = 0,005$. При сжигании мазута для коридорных и шахматных пучков $\epsilon = 0,003$; α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к пару, ккал/(м²·ч·°C), — см. рис. 10-12; Q_6 — тепловосприятие поверхности нагрева от газов, ккал/кг (ккал/м³), — см. формулы (10-62), (10-66); Q_7 — тепло, воспринятое поверхностью нагрева излучением из топki или из объема перед поверхностью нагрева, ккал/кг (ккал/м³), — см. формулы (10-67), (10-68), (10-72); H_p — расчетная поверхность нагрева, м², — см. формулы (10-82), (10-83).

Для фестонов и экономайзеров температура загрязненной стенки, °C, рассчитывается по формуле

$$t_3 = t + \Delta t. \quad (10-110)$$

Для фестонов, расположенных на выходе из топki, $\Delta t = 80^\circ\text{C}$. Для одноступенчатых экономайзеров при $\theta' > 400^\circ\text{C}$, вторых ступеней экономайзеров при сжигании твердых и жидких топлив, а также древесины, при шахматном и коридорном расположении труб $\Delta t = 60^\circ\text{C}$.

Для первых ступеней двухступенчатых экономайзеров и одноступенчатых при $\theta' \leq 400^\circ\text{C}$ для шахматных и коридорных пучков при сжигании всех твердых и жидких топлив $\Delta t = 25^\circ\text{C}$. При сжигании газа для всех поверхностей нагрева $\Delta t = 25^\circ\text{C}$.

Для вторых ступеней воздухоподогревателя температура стенки принимается равной полусумме температур газов и воздуха.

Тепло, излучаемое газовым объемом на настенные поверхности, пучки труб или отдельно стоящий ряд труб, Q_l , ккал/кг (ккал/м³), определяется:

$$Q_l = \alpha_l \frac{(\theta_{ср} - t_3) H_l}{B_p}, \quad (10-111)$$

где α_l — коэффициент теплоотдачи излучением, определяемый по рис. 10-11 при средних значениях температуры газов в объеме $\theta_{ср}$, объемной доли водяных паров $\gamma_{н.о.}$, суммарной объемной доли трехатомных газов $\gamma_п$ и концентрации золовых частиц $\mu_{эл}$; H_l — лучевоспринимающая поверхность ($H_l = \sum F_{пл} x$; $F_{пл} = b l$, м²; b — расстояние между осями крайних труб, м; l — освещенная длина экранов, м. При определении $F_{пл}$ исключаются не закрытые трубами участки стен — площади сопел, лючков, клапанов и др.).

Излучение газовых объемов, расположенных перед конвективными пучками или между ними, может учитываться приближенно путем увеличения расчетного коэф-

Поправка $\Delta\epsilon$, $\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ \text{С} / \text{ккал}$, к величине коэффициента загрязнения

Наименование поверхности нагрева	Топливо, дающее сыпучее отложение (в том числе АШ при $\Gamma_{\text{уи}} > 20\%$)	Антрацитовый штыб		Каиско-ачинские угли,* сланцы* и фрезерный торф**
		с дробеочисткой	без дробеочистки	
Шахматные пучки пароперегревателей	0,003	0,003	0,005	0,001***
Вторые ступени экономайзеров, одноступенчатые экономайзеры при $\theta' > 400^\circ \text{С}$	0,002	0,002	0,005	0,003***
Первые ступени экономайзеров, одноступенчатый экономайзер и другие поверхности при $\theta' \leq 400^\circ \text{С}$	0	0	0,002	0

* С дробеочисткой.

** Без дробеочистки.

*** При сжигании ирша-бородинских углей с полуразомкнутой или разомкнутой системой пылеприготовления $\Delta\epsilon$ снижают на 0,002.

Таблица 10-11

Коэффициенты тепловой эффективности при сжигании твердых топлив

Марка топлива	Необходимость очистки	Коэффициент тепловой эффективности ϕ
АШ и тощие угли	Требуется	0,60
Каменные, бурые угли (кроме канско-ачинских), промпродукты каменных углей	»	0,65
Подмосковный уголь	Не требуется	0,70
Бурые угли Канско-Ачинского месторождения, фрезерный торф и древесное топливо	Требуется	0,60*
Сланцы (северо-западные, кашпирские)	»	0,50

* При сжигании ирша-бородинских углей в котлоагрегатах с полуразомкнутой схемой пылеприготовления коэффициент эффективности принимается равным 0,65.

коэффициента теплоотдачи излучением пучка $\alpha_{\text{л}}$ по следующей формуле:

$$\alpha'_{\text{л}} = \alpha_{\text{л}} \left[1 + A \left(\frac{T_{\text{к}}}{1000} \right)^{0,25} + 0,006 \left(\frac{l_{\text{об}}}{l_{\text{п}}} \right) \right], \quad (10-112)$$

где $l_{\text{п}}$ и $l_{\text{об}}$ — глубина (по ходу газов) пучка и газового объема, м; $T_{\text{к}}$ — температура газов в объеме камеры (перед пакетом), К; A — коэффициент, равный 0,3 — при сжигании газа и мазута, 0,4 — каменного угля и антрацитового штыба, 0,5 — бурого угля, сланцев и фрезерного торфа.

Тепло, переданное трубному пучку излучением газового объема, расположенного за пучком, может не учитываться.

Коэффициент загрязнения ϵ для шахматных пучков гладких труб при

сжигании твердых топлив рассчитывается по приведенной в табл. 10-9 формуле; значение поправки $\Delta\epsilon$ принимается по табл. 10-10. Другие случаи использования коэффициента загрязнения ϵ приведены в пояснении к формуле (10-109).

При сжигании смеси топлив коэффициент загрязнения принимается по наиболее загрязняющему топливу.

При поперечно-продольном омывании гладкотрубных пучков коэффициент загрязнения определяется отдельно для поперечно и продольно оmyваемых участков по средним скоростям газов в каждом из них. Коэффициент загрязнения продольно оmyваемых участков, а также температура стенки принимаются по тем же данным, что и при поперечном оmyвании.

Конвективные пароперегреватели и экономайзеры с коридорным расположением труб, фестоны и развитые котельные пучки

Коэффициент тепловой эффективности при сжигании мазута и газа

Наименование поверхности нагрева	Скорость газов, м/с	Коэффициент тепловой эффективности ψ^*
При сжигании мазута		
Пароперегреватели в конвективной шахте при очистке дробью; коридорные поверхности в горизонтальном газоходе без очистки. Котельные пучки котлоагрегатов малой мощности, фестоны	4—12 12—20	0,65—0,6 0,6
Первые и вторые ступени экономайзеров с очисткой дробью	4—12 12—20	0,7—0,65 0,65—0,6
Экономайзеры котлов малой мощности (при температуре воды на входе 100°С и ниже)	4—12	0,55—0,5
При сжигании газа		
Пароперегреватели, вторые ступени экономайзеров и другие поверхности нагрева при $\phi' > 400^\circ\text{C}$	Для любых скоростей 6—14	0,85
Первые ступени экономайзеров, одноступенчатые экономайзеры при $\phi' \leq 400^\circ\text{C}$	Для любых скоростей 6—14	0,9

* Большие значения ψ соответствуют меньшим скоростям газов.

Т а б л и ц а 10-13

Коэффициент использования воздухоподогревателей ξ

Вид топлива	Тип воздухоподогревателя				Стел ланый
	Трубчатый без промежуточ- ных грубых досок		Регенеративный вращающийся		
	Нижняя ступень	Верхняя ступень	при $\Delta\alpha_{\text{вп}} =$ $=0,2\div0,25$	при $\Delta\alpha_{\text{вп}}=0,15$	
АШ, фрезерный торф . . .	0,80	0,75	0,80	0,90	0,70
Мазут, древесное топливо . . .	0,80	0,85	0,80	0,90	0,70
Все остальные топлива . . .	0,85	0,85	0,80	0,90	0,70

при сжигании всех видов топлив рассчитываются с учетом коэффициентов тепловой эффективности; их значения для твердого топлива приведены в табл. 10-11.

При работе котлоагрегатов на мазуте с $\alpha_t > 1,03$ коэффициент тепловой эффективности принимается по табл. 10-12. При сжигании мазута с $\alpha_t \leq 1,03$ и очисткой поверхности нагрева дробью коэффициент тепловой эффективности для всех поверхностей нагрева увеличивается против данных табл. 10-12 на 0,05, при $\alpha_t \leq 1,03$ без дробевой очистки коэффициент тепловой эффективности принимается также по табл. 10-12.

При вводе в мазут твердых присадок

коэффициенты эффективности вторых ступеней экономайзеров и пароперегревателей в связи с ростом загрязнений снижаются на 0,05. При вводе жидких присадок коэффициент эффективности для поверхностей нагрева, приведенных в табл. 10-12, не изменяется; исключение составляют экономайзеры котлоагрегатов малой мощности, для которых коэффициент эффективности увеличивается на 0,05.

При сжигании газа после мазута коэффициент тепловой эффективности принимается средним между значениями для газа и мазута; при сжигании газа после твердого топлива (без остановки котлоагрегата на очистку) — по твердому топливу.

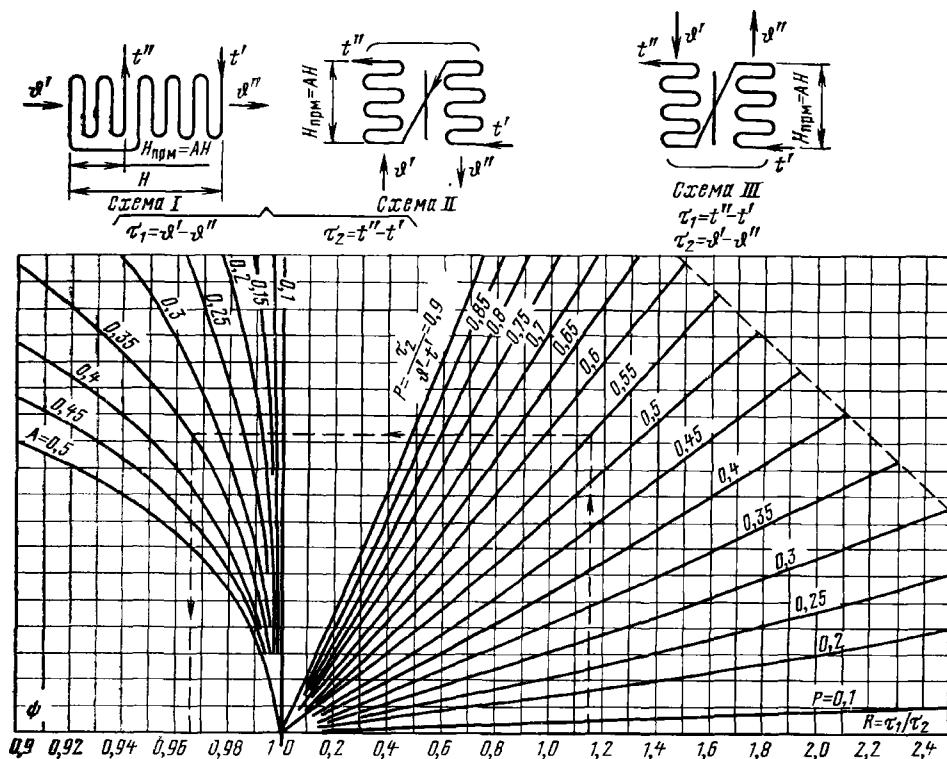


Рис. 10-18. Поправочный коэффициент ϕ для определения температурного напора при последовательно-смешанном токе. Для схем, отличающихся от указанных на рис. 10-18, номограмма неприменима. Номограмму не экстраполировать; при выходе за пределы изображенных линий расчет Δt следует вести по частям.

При поперечно-продольном омывании гладкотрубного пучка коэффициент тепловой эффективности определяют отдельно для поперечно и продольно омываемых участков по средним скоростям газов в каждом из участков. Коэффициент тепловой эффективности продольно омываемых участков, а также температура стенки принимаются по тем же данным, что и при поперечном омывании.

Коэффициент использования воздухоподогревателей приведен в табл. 10-13.

Для трубчатых воздухоподогревателей с промежуточными трубными досками между отдельными ходами коэффициент использования снижается на 0,1 при одной доске (в двух- и трехходовых ступенях) и на 0,15 при двух досках (в трех-, четырех- и пятиходовых ступенях).

Приведенные значения коэффициентов использования воздухоподогревателей всех типов при сжигании мазута даны для случая, когда в нижних их ступенях нет влажных отложений ($t'_{\text{вп}} \geq 80^\circ\text{C}$ в трубчатом и

не ниже 60°C в регенеративном). При сжигании мазута с $\alpha_{\text{т}} \geq 1,03$, при $t'_{\text{вп}} < 80^\circ\text{C}$ для трубчатого и $t'_{\text{вп}} < 60^\circ\text{C}$ для РВВ коэффициент использования снижается на 0,1. При смешанном омывании пучков котлоагрегатов малой мощности $\xi = 0,95$.

Усредненная по всей поверхности нагрева разность температур, участвующих в теплообмене сред, т. е. температурный напор, зависит от взаимного направления движения сред и от их температур.

При движении обогревающей и обогреваемой сред в пределах поверхности нагрева параллельно навстречу друг другу (противоточная схема), в одном направлении (прямоточная), с взаимным перекрещиванием направлений потоков обеих сред (перекрестный ток) с числом ходов более четырех, а также для случаев, когда температура одной из сред постоянная, температурный напор Δt , $^\circ\text{C}$, определяется как среднелогарифмическая разность температур и

рассчитывается по формуле

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{2,3 \lg \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}}, \quad (10-113)$$

где Δt_6 и Δt_m — большая и меньшая разности температур двух сред на границах поверхности, °C.

В случае, когда $\Delta t_6/\Delta t_m \leq 1,7$, температурный напор может быть определен как

среднеарифметическая разность температур (при этом ошибка в расчете не превышает 4%):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 + \Delta t_m}{2} = \vartheta - t; \quad (10-114)$$

здесь ϑ и t — средние температуры сред в пределах поверхности, °C.

В современных котлоагрегатах схемы включения теплообменных поверхностей

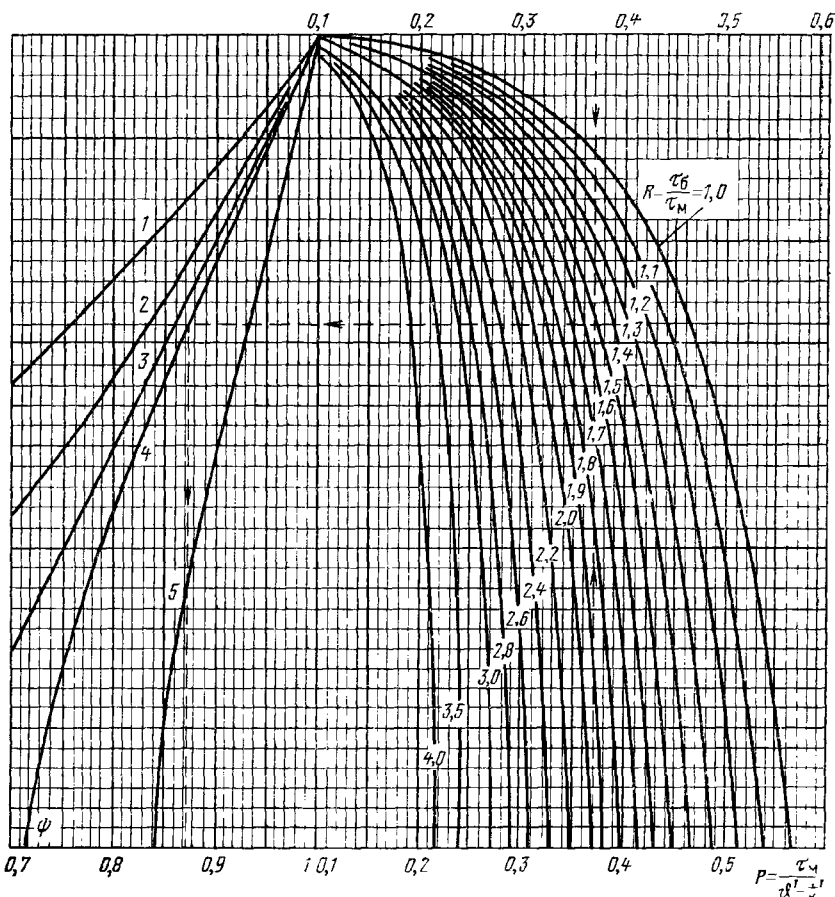
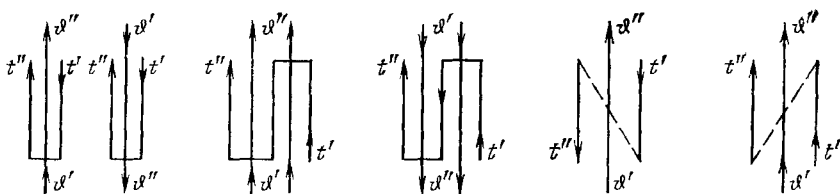
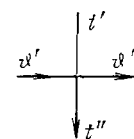
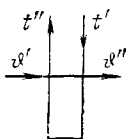


Рис. 10-19 Поправочный коэффициент ψ для определения температурного напора при параллельно-смешанном токе.

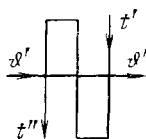
1 — оба хода многоходовой среды прямоточные, 2 — три хода многоходовой среды два прямо- и один противоточный, 3 — два хода многоходовой среды один против- и один прямоточный (первый или второй) — или для схем с любым четным количеством ходов при равном количестве противоточных и прямоточных, 4 — три хода многоходовой среды, два против- и один прямоточный, 5 — оба хода многоходовой среды противоточные



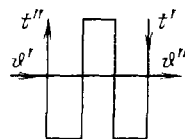
Однократный
теплообменник
(кривая 1)



Двухкратный
теплообменник
(кривая 2)



Трехкратный
теплообменник
(кривая 3)



Четырехкратный
теплообменник
(кривая 4)

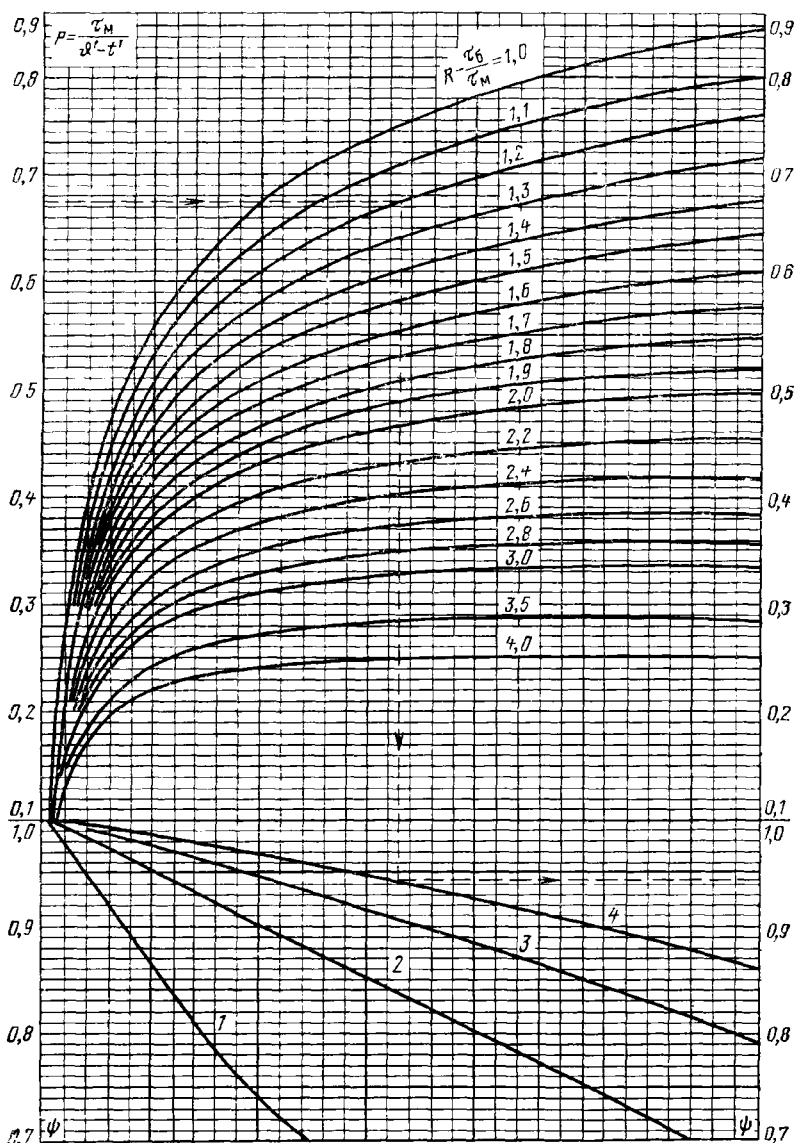


Рис. 10-20. Поправочный коэффициент ϕ для определения температурного напора при перекрестном токе.

1 — однократный, 2 — двухкратный, 3 — трехкратный, 4 — четырехкратный перекрест.

сложнее, чем чистый противоток или прямоток. Встречаются схемы с параллельным (последовательно и параллельно смешанные) и перекрестным (с числом ходов четыре и менее) током.

Температурные напоры для любой сложной схемы, если $\Delta t_{\text{прм}}/\Delta t_{\text{прт}} \geq 0,92$, определяются как среднеарифметические значения

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{прм}} + \Delta t_{\text{прт}}}{2}, \quad (10-115)$$

где $\Delta t_{\text{прм}}$ и $\Delta t_{\text{прт}}$ — средние температурные напоры, рассчитанные по конечным температурам сред для всей поверхности при выполнении ее по прямотоку и противотоку.

Если температурные напоры, рассчитанные как для прямотока и противотока, значительно различаются ($\Delta t_{\text{прм}}/\Delta t_{\text{прт}} < 0,92$), то средний температурный напор поверхности определяется по формуле

$$\Delta t = \psi \Delta t_{\text{прт}}, \quad (10-116)$$

где ψ — коэффициент перехода от противоточной схемы к сложной, определяемый в зависимости от схемы включения и температуры сред с помощью номограмм рис. 10-18—10-20.

10-6. КРАТКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ПОВЕРОЧНОГО ТЕПЛООВОГО РАСЧЕТА

Полученное из уравнения теплообмена (10-81) значение тепловосприятия $Q_{\text{т}}$ сравнивается с величиной тепловосприятия $Q_{\text{б}}$, определенной по уравнениям баланса (10-62)—(10-66):

$$\delta Q = \frac{Q_{\text{т}} - Q_{\text{б}}}{Q_{\text{б}}} \cdot 100\%. \quad (10-117)$$

Расчет поверхности считается законченным, если $\delta Q \leq \pm 2\%$ (для фестоны и отводящих труб $\delta Q \leq \pm 5\%$), при этом окончательными считаются температуры и тепловосприятия, вошедшие в уравнение баланса. При $\delta Q > \pm 2\%$ необходимо выполнить второе приближение. Если в первом приближении тепловосприятие поверхности, полученное по уравнению теплообмена, превосходит тепловосприятие, рассчитанное по балансу, т. е. $Q_{\text{т1}} > Q_{\text{б1}}$, то для второго приближения следует увеличить охлаждение газов при прохождении поверхности ($\theta' - \theta''$). Если во втором приближении температура газов за поверхностью по сравнению с той же величиной первого приближения измени-

лась не более чем на 50°C , т. е. $\theta''_{\text{г1}} - \theta''_{\text{г11}} \leq 50^\circ\text{C}$, то во втором приближении следует пересчитать только температурный напор Δt и тепловосприятие поверхности излучением $Q_{\text{л}}$, а коэффициент теплопередачи k , не пересчитывая, можно принять по первому приближению.

Расчет котлоагрегата в целом считается законченным, если температура уходящих газов $\theta_{\text{ух}}$, полученная расчетом, отличается от принятого в начале расчета значения $\theta_{\text{ух}}$ (при определении q_2 и $B_{\text{р}}$) не более чем на $\pm 10^\circ\text{C}$, а температура горячего воздуха $t_{\text{гв}}$ — не более чем на $\pm 40^\circ\text{C}$. В противном случае расчет повторяется.

$$\Delta B_{\text{р}} = \frac{B_{\text{р1}} - B_{\text{р11}}}{B_{\text{р1}}} \cdot 100\%. \quad (10-118)$$

При $\Delta B_{\text{р}} \leq \pm 2\%$ уточняют температуры газов, температурные напоры и тепловосприятия, коэффициенты теплопередачи не пересчитываются.

В конце расчета определяется невязка теплового баланса.

$$\Delta Q = Q_{\text{р}} \eta_{\text{к.а}} - (Q_{\text{л}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{п}} + Q_{\text{пе}} + Q_{\text{эк}}) \left(1 - \frac{q_4}{100}\right). \quad (10-119)$$

При правильно выполненном расчете $\Delta Q \leq \pm 0,005 Q_{\text{р}}$. При двухступенчатой компоновке хвостовых поверхностей нагрева расчет считается законченным, если $\Delta \theta_{\text{ух}} \leq \pm 10^\circ\text{C}$ и невязки между промежуточными значениями температур воздуха $\Delta t_{\text{в}}^{\text{пром}}$ и воды $\Delta t_{\text{ж}}^{\text{пром}}$, определяемые из расчета обеих ступеней воздухоподогревателя и экономайзера, не превышают $\pm 10^\circ\text{C}$. При этих условиях уточняются $Q_{\text{б}}$ и определяется ΔQ .

Если $\Delta \theta_{\text{ух}} \leq \pm 10^\circ\text{C}$, но $\Delta t_{\text{в}}^{\text{пром}}$ или $\Delta t_{\text{ж}}^{\text{пром}} > \pm 10^\circ\text{C}$, необходимо повторить расчет экономайзера и воздухоподогревателя. При этом в отличие от предыдущего расчета вторые ступени экономайзера и воздухоподогревателя рассчитываются по принятым температурам воды и воздуха на входе, которые принимаются равными температурам на выходе из первых ступеней, определенным при первом приближении.

Если $\Delta \theta_{\text{ух}} > \pm 10^\circ\text{C}$, то повторяется расчет всего котлоагрегата. При этом следует принять $t'_{\text{гв}}$ равной значению, которое получилось бы при первом приближении, если к температуре воздуха на выходе из первой ступени прибавить расчетный перепад температур воздуха во второй ступени.

ОЧИСТКА ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА КОТЛОАГРЕГАТОВ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

11-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Наружные поверхности топочных экранов и конвективных поверхностей нагрева котельных агрегатов, работающих на твердом и жидком топливе, загрязняются шлаком, золой и сажевыми отложениями, что снижает экономичность, производительность и продолжительность кампании работы котлоагрегата. Котлоагрегаты любой

производительности должны оснащаться эффективными средствами очистки поверхностей нагрева. Характеристики и область применения средств защиты от загрязнений приведены в табл. 11-1. Подробно механизм загрязнения поверхностей нагрева котлоагрегатов и средства очистки описаны в [25а].

Таблица 11-1

Характеристики и область применения средств очистки и защиты от загрязнения поверхностей нагрева котлоагрегата

Средства защиты	Способ воздействия на отложения	Рабочее вещество	Область применения		Удаляемые отложения	
			Паропроизводительность котлоагрегата, т/ч	Виды топлива		
Обдувка и обмывка	Термогидравлическое воздействие струи и абразивное истирание	Пар, воздух, вода	Не ограничена	Без ограничений	Все	Все виды отложений, кроме прочных монолитов и глыб
Виброочистка	Вибрационное расщепление и сбрасывание	—	>75	Топлива, дающие сыпучие, рыхлые и спекшиеся отложения	Пароперегреватели, экономайзеры	Сыпучая зола, рыхлый слой, спекшаяся масса
Дробеструйная очистка	Бомбардировка дробью и удаление	Чугунная дробь	Не ограничена	Топлива, дающие связанные отложения в конвективной шахте	Конвективные пакеты водогрейных котлов, экономайзеры и воздухоподогреватели	Плотные и прочные отложения
Присадки к топливу	Химическое преобразование топлива для придания отложениям сыпучести	Магнезит, доломит, жидкие присадки	Не ограничена	Сернистый мазут	Все	Рыхлая масса

11-2. ОБДУВочные и ОБМЫВочные УСТРОЙСТВА

Обдувочные устройства. Для очистки топочных экранов, пароперегревателей, котельных пучков, расположенных в горизонтальных газоходах, а также низкотемпературных поверхностей нагрева применяются паровые или воздушные обдувочные аппараты. Эффект очистки в аппаратах обдувки достигается термогидравлическим воздействием струй, направленных из сопло-

вого устройства аппарата обдувки на очищаемую поверхность. Сопловое устройство аппарата обдувки с соплами Лаваля во время обдувки вводится в газоход и совершает, в зависимости от типа аппарата, возвратно-поступательное, вращательное, поступательно-вращательное или возвратно-поворотное движение. Аппараты обдувки различного назначения выпускает завод «Ильмаринне»; технические характеристики их, составленные по [31а] и данным завода, приведены в табл. 11-2.

Наименование и тип аппарата обдувки	Очищаемые поверхности нагрева	Расход рабочего агента, кг/мин		Параметры рабочего агента		Эффективный радиус действия, м
		Пар	Воздух (при $t = 50^\circ\text{C}$)	Давление перед аппаратом, кгс/см ²	Максимальная температура, $^\circ\text{C}$	
Маловыдвижной ОМ-0,35	Радационные	120	240	13—40	450	До 3
Невыдвижной ОН	Конвективные, работающие в зоне температур газов не выше 600°C	270	540	13—40	400	До 1
Глубоководвижной ОГ, ОГ-8	Конвективные: фестон, пароперегреватель	80	160	13—40	350	1—2
Глубоководвижной ОГ-А, ОГ-8-А	То же с обдувочной трубой над балкой	80	160	13—40	350	1—2
Глубоководвижной ОГ-Н	Двухсветные экраны, экономайзеры и трубчатые воздухоподогреватели	До 270	До 540	13—40	350	1—2
ОП	Регенеративные воздухоподогреватели с вертикальным валом	45	90	13—25	450	До 1,5
Обдувочный прибор ОП-ДКВР	Котлоагрегаты ДКВр, $p \leq 23 \text{ кгс/см}^2$	135	270	13—22	250	До 1
Обдувочный прибор ОП-ДКВР-ВД	Котлоагрегаты ДКВр, $p = 39 \text{ кгс/см}^2$	240	480	13—40	350	До 1,5

* Масса аппаратов ОГ-8 и ОГ-8-А.

** Угловая скорость поворота обдувочной трубы.

*** В числителе — для облегченной обмуровки, в знаменателе — для тяжелой обмуровки.

Примечания: 1. Аппараты типа ОГ-8, ОГ-8-А и ОГ-Н — аппараты постоянной обдувки; обдувка производится 2. Аппараты типа ОП устанавливаются на газовых патрубках регенеративных воздухоподогревателей по два аппарата

Для подвода рабочего агента к аппаратам обдувки в котельной предусматривается специальная разводка из трубопроводов диаметром не менее 50 мм, с уклоном горизонтальных участков $5-10^\circ$ в сторону дренажной точки. Управление аппаратами обдувки дистанционное или автоматическое.

Тип и количество аппаратов обдувки и их размещение определяются конструкцией котлоагрегата и устанавливаются заводом-изготовителем. Описание конструкции аппаратов обдувки, монтажные электрические схемы, режим работы и условия заказа приведены в [31а].

Обмывочные устройства. Обмывка применяется для очистки конвективных поверхностей нагрева водогрейных башенных котлоагрегатов и регенеративных воздухоподогревателей при работе на мазуте. В башенных котлоагрегатах применяются стационарные обмывочные устройства, трубы которых неподвижны и снабжены форсунками двух типов: обмывочная (основная) форсунка — для обмывки конвективных пакетов и дополнительная — для обмывки изгибов труб.

Давление воды перед форсунками p , кгс/см², и расходы воды через каждую

форсунку G , т/ч, составляют:

$p \dots \dots \dots 0,5 \ 0,6 \ 0,7 \ 0,8 \ 0,9 \ 1,0$
 G (основная форсунка) $\dots \dots \dots 3,82 \ 4,14 \ 4,43 \ 4,70 \ 4,95$
 G (дополнительная форсунка) $0,92 \ 1,0 \ 1,06 \ 1,12 \ 1,15 \ 1,20$

Обмывка конвективных поверхностей нагрева водогрейных башенных котлоагрегатов производится щелочной сетевой водой. Вода на обмывку подается непосредственно из водоподводящего трубопровода котлоагрегата, при этом в трубопровод обмывочной воды при помощи насосов-дозаторов типа ИД подается раствор щелочи. Расход сетевой воды на одну обмывку составляет:

Тип котлоагрегата ПТВМ-50-1 ПТВМ-100

Расход воды через основные устройства при продолжительности обмывки не более 15 мин. т . . . 9,25 16,1

Расход воды через дополнительные устройства при продолжительности обмывки не более 10 мин. т 8 12

ратов обдувки котлоагрегатов

Сопловое устройство				Габаритные размеры, мм			Масса аппарата, кг
Частота вращения, об/мин	Ход сопловой головки, мм	Сопла		Длина	Ширина	Высота	
		Количе- ство сопл	Диаметр сопл, мм				
16	350	2	20	1200	490	358	158
16	—	До 50	6	1110	490	360	Не более 240
16	1000—7750 мм, через 250 мм	2	16	3480—10 000	670	536	390—780
16	1000—7750 мм, через 250 мм	2	16	3480—10 000	670	535	875—1470*
—	1000—7750 мм, через 250 мм	2	16	3480—10 000	430	535	390—780
—	1000—7750 мм, через 250 мм	2	16	3480—10 000	430	535	875—1470*
0,0277 рад/мин**	—	1	18	590	545	775	317—670
—	—	До 25	6	1100—2430*** 1380—3110	260	320	230
—	—	До 25	8	4350	443	362	35
							55

на протяжении всей длины хода сопловой головки
ра.а один—на верхнем патрубке, с направлением сопла вниз, другой—на нижнем, с направлением сопла вверх

Схемы и конструкции обмывочных устройств баенных котлоагрегатов приведены в [15]

Обмывка вращающихся регенеративных воздухоподогревателей производится с помощью аппаратов обдувки типа ОП с качающейся трубой технической водой с температурой 60—80°C. Вода после обмывки котлоагрегатов имеет повышенную кислотность и содержит вредные примеси, поэтому перед сбросом ее в ливневую канализацию или естественные водоемы предусматриваются установки нейтрализации

11-3. УСТАНОВКИ ДРОБЕВОЙ ОЧИСТКИ

При сжигании топлив, зола которых образует на конвективных поверхностях нагрева связанные отложения, склонные к неограниченному росту с течением времени (мазут, АШ, сланцы, назаровские угли и др.), для очистки поверхностей нагрева, расположенных в вертикальных шахтах, применяются дробевые устройства. Дробевая очистка основана на использовании кинетической энергии свободно падаю-

щей металлической дроби, разрушающей золыстые отложения на трубах. В установках дробевой очистки дробь пневмотранспортом подается в верхнюю часть котла, собирается в специальной емкости и затем рассеивается по конвективному газопотоку. Применяются схемы дробевой очистки с пневмотранспортом дроби под давлением или под разрежением. Установка дробевой очистки котлоагрегата состоит из одного или нескольких контуров циркуляции дроби, в зависимости от мощности и компоновки конвективных поверхностей.

Применяются различные схемы контуров дробевой очистки, получившие условные названия «малый контур» и «укрупненный контур». Работа малого контура на непрерывной циркуляции дроби, процесс подъема дроби происходят одновременно со сбросом ее в газопоток. В укрупненном контуре циклы подъема и сброса дроби разделены. В обеих этих схемах предусмотрены сферические разбрасывающие устройства.

Модификацией установки дробевой очистки является укрупненный контур с пневматическими разбрасывателями дро-

Технические характеристики малого и укрупненного контуров дробевой очистки

Наименование показателей	Тип контура			
	Малый контур		Укрупненный контур	
	Под разрежением	Под напором	Под разрежением	Под напором
Площадь поперечного сечения конвективной шахты на один сферический разбрасыватель, м ²	До 2,5×2,5		До 2,5×2,5	
Количество разбрасывателей в одном контуре	1—2		3—4	
Количество дробы в контуре, кг	500		4000	
Хранение дробы	Нижнее	Верхнее	Верхнее	Нижнее
Разрежение в контуре*, мм вод. ст.	3000	—	3000	—
Расход пара на эжектор*, кг/ч	~1500	—	~1500	—
Давление пара, кгс/см ²	13—14; 20—24; 25—30	—	13—14; 20—24; 25—30	—
Температура пара, °С	300—325	—	300—325	—
Производительность эжектора по воздуху (для пневмотранспорта), кг/ч	~1950; 2000; 2400	—	~1950; 2000; 2400	—
Расход воздуха через инжектор, кг/ч	—	2000—2200	—	2000—2200
Давление воздуха перед инжектором (при длине пневмотранспортной линии 30—45 мм), кгс/см ²	—	0,4—0,5	—	0,4—0,5
Температура дымовых газов в зоне установки течек дробы, °С:				
без охлаждения:				
на газомазутных котлоагрегатах	≤650		≤650	
на пылеугольных котлоагрегатах	≤800		≤800	
с принудительным охлаждением:				
на газомазутных котлоагрегатах	>650		>650	
на пылеугольных котлоагрегатах	>800		>800	
Температура воды на выходе из системы охлаждения течек дробы, °С:				
неочищенная техническая вода	Менее 70		Менее 70	
химически очищенная вода	Более 70		Более 70	
Потеря давления воды в системе охлаждения течек дробы, кгс/см ²	~1,5		~1,5	
Расход воды на одну трубу течки дробы**, т/ч	2,5—5,0		2,5—5,0	
Допускаемое давление воды в охлаждающей рубашке течек дробы, кгс/см ²	До 25		До 25	

* В случае использования эжектора в качестве воздухоудельного устройства.

** В зависимости от длины течек в га.оходе, температуры газов и охлаждающей воды.

би, установка работает с отдельными циклами подъема и сброса дроби. Устройства распределения дроби и дробепроводы вынесены за пределы газохода котла; дробеуловители устанавливаются сбоку или позади конвективной шахты; пневмотранспортная линия имеет малую протяженность; устройства распределения дроби не требуют специального охлаждения.

Все контуры выполняются для работы под разрежением или под напором. Для пылеугольных паровых котлоагрегатов рекомендуется контур под напором с воздушными машинами, работающими в этом случае на незапыленном воздухе. Мазутные паровые котлоагрегаты оборудуются установками под разрежением, более экономичными и надежными. Для водогрейных котлоагрегатов, работающих на мазуте, нашли применение малые контуры под напором.

Общая техническая характеристика контуров всех типов дробеочистительных установок:

Количество дроби на 1 м ² сечения конвективной шахты для разовой эффективной очистки, кг/м ² . . .	100 — 300
Скорость воздуха в пневмотранспортной линии, м с	35 — 40
Диаметр чугунной дроби округлой формы, мм	3 — 5
Насыпная масса дроби, т/м ³ . . .	~4,5
Количество дроби диаметром 4 мм в 1 кг дроби, шт.	2500
Концентрация дроби в пневмотранспортной линии, кг дроби/кг воздуха	2 — 5

Технические характеристики малого и укрупненного контуров дробевой очистки даны в табл. 11-3 [31а].

Т а б л и ц а 11-4

Типовые узлы установок дробевой очистки

Наименование узла	Тип установки
Бункер дроби Эжектор	Для всех установок Малый и укрупненный контуры под разрежением
Инжектор—питатель Питатель дроби (для пневмотранспорта)	Малый и укрупненный контуры под напором Малый и укрупненный контуры под разрежением
Питатель дроби (секторный) Питатель дроби тарельчатый	Малый контур под напором Укрупненный контур под напором и разрежением
Дробеуловитель Запорные устройства: конический клапан с приемным устройством и разделителем дроби коническая миталка и промежуточный бункер клапан конический	Для всех установок Малый контур под разрежением с двухтрубной течкой Малый контур под разрежением с однострубно́й течкой
Разбрасывающие устройства: течки дроби с замедлителями, двухтрубные и одностру́бные разбрасыватель течки дроби охлаждаемые с разбрасывателями, двухтрубные и одностру́бные	Укрупненный контур При температуре газов до 800°С на пылеугольных и до 650°С на газомазутных котлах Укрупненный контур При температуре газов свыше 800°С на пылеугольных свыше 650°С на газомазутных котлах
Разбрасыватель с отбойным козырьком Низконапорный пневматический разбрасыватель	Малый контур Укрупненный контур с пневматическим разбрасывателем
Воздушный сепаратор Переход Индуктивный датчик	Для всех контуров То же Укрупненный контур

Примечание: 1. Вертикальные трубы течек диаметром 133×6 мм выпускаются длиной от 120 до 10250 мм через каждые 250 мм. Наклонные трубы диаметром 57×4 и 60×6 — длиной от 800 до 5000 мм, через каждые 200 мм.
2. Для охлаждения течек дроби наружные трубы диаметром 121×6 мм выпускаются длиной от 2000 до 7600 мм, через каждые 200 мм.

Установки дробевой очистки котлоагрегатов комплектуются из типовых узлов, изготавливаемых заводом «Ильмарине»
Перечень узлов приведен в табл. 11-4.

Для пневмотранспорта дробы используются следующие устройства и машины: для создания разрежения — паровые или воздушные эжекторы, вакуум-насос типа РМК-4, воздуходувные машины ТВ-80-1,4, ТВ-80-1,6; ТВ-60-1,9 и ТВ-80-1,8; для соз-

дания напора — воздуходувные машины ТВ-80-1,6; ТВ-80-1,8 и ТВ-60-1,9 и газовоздуходувка ГРМК-4. Технические характеристики воздуходувных машин даны в табл. 11-5

Выбор воздуходувных устройств зависит от типа установки, количества одновременно обслуживаемых пневмотранспортных линий, их длины и диаметра.

Таблица 11-5

Технические характеристики воздуходувных машин

Наименование характеристики	Воздуходувки вентиляторного типа				Вакуум-насос РМК-4	Газовоздуходувка ГРМК-4
	ТВ-80-1,4	ТВ-80-1,6	ТВ-80-1,8	ТВ-60-1,9		
Производительность, м ³ /ч	5000*	5000*	5000*	3600*	1620**	1620**
Максимальное значение вакуума или давления, кгс/см ²	—	—	—	—	0,04	2,1
Превышение давления, кгс/см ²	0,42	0,6	0,78	0,95	—	—
Электродвигатель:						
тип	АО2-91-2	АО2-92-2	А102-2	А101-2	А101-8-2	А101-8-2
мощность, кВт	100	125	200	160	75	75
частота вращения, об/мин	2950	2950	2950	2955	750	750
Габариты машины, мм:						
длина	2785	2950	3870	3330	2881	2881
высота	1570	1570	1570	1570	1500	1570
ширина	1550	1550	1550	1550	1590	1600
Масса агрегата, кг	4728	5118	6770	6736	2115	2155

* По условиям всасывания при давлении всасывания 1 кгс/см² и температуре 20 С.

** Максимальная производительность при атмосферном давлении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арсений Р. П. Вопросы выбора тепловой мощности районных котельных. Научные труды Академии коммунального хозяйства, теплоснабжение городов, вып. XXIX, 1964.
2. Белинский С. Я., Липов Ю. М. Энергетические установки электростанций. М.: Энергия, 1974.
3. Белосельский Б. С., Покровский В. Н. Сернистые мазуты в энергетике. М.: Энергия, 1969.
4. Бузников Е. Ф., Березницкий Л. Я., Крылов А. К., Овчинников В. А. Комбинированный пароводогрейный котел КВП-30/8-1. — Промышленная энергетика, 1974, № 10.
5. Бузников Е. Ф., Березницкий Л. Я., Крылов А. К., Овчинников В. А. Особенности конструкции и характеристики работы пикового пароводогрейного котла 100 Гкал/ч. — Промышленная энергетика, 1975, № 1.
6. Бузников Е. Ф., Березницкий Л. Я., Наджаров М. А. Опыт работы водогрейных котлов с интенсифицированным сжиганием газа и мазута в циклонных предтопках. — Промышленная энергетика, 1974, № 11.
7. Бузников Е. Ф., Роддатис К. Ф., Берзиньш Э. Я. Производственные и отопительные котельные. М.: Энергия, 1974.
8. Веретенников В. В. Совершенствование и стандартизация механических топков. — Энергомашиностроение, 1972, № 6.
9. Веретенников В. В., Маргулис С. А. и др. Слоевые топки с моноблочными цепными решетками. — Промышленная энергетика, 1977, № 10.
10. Гарденина Г. Н., Маргулис С. А., Рассудов Н. С. и др. Паровые котлы типа КЕ для сжигания твердого топлива. — Промышленная энергетика, 1977, № 11.
11. Геллер З. И. Мазут как топливо. М.: Недра, 1965.
12. Громов Н. К. Городские теплофикационные системы. М.: Энергия, 1974.
13. Дорожков А. А. Котельные агрегаты БИКЗ для твердых, жидких и газообразных топлив. — Труды Алтайского политехнического ин-та, 1975, вып. 48.
14. Думер А. Б. Механизмы топочных устройств. М.: Госэнергоиздат, 1963.
15. Жирнов Н. И. Рекомендации по проектированию, наладке и эксплуатации газомазутных теплофикационных водогрейных котлов типа ПТВМ. М.: ОНТИ, ВТИ, 1969.
16. Жирнов Н. И., Кроль Л. Б., Лившиц Э. М., Рабкин Ю. И. Пиковые водогрейные котлы большой мощности. М.: Энергия, 1964.
17. Загорье А. М., Зах Р. Ю. Г. Вторичные энергосырьевые ресурсы лесоперерабатывающей промышленности. М.: Лесная промышленность, 1970.
18. Зеленьяк О. П., Соболев И. Л. Энергетический анализ системы котельная — потребитель при высоких уровнях теплоснабжения. — Труды института Промэнергопроект, 1971, вып. 2.
19. Зыков С. А., Коротников В. П., Свичар А. Е. Исследования режимов технологического теплопотребления промышленных предприятий. — Теплоэнергетика, 1971, № 6.
20. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). М.: Энергия, 1973.
21. Иссердин А. С. Газовые горелки. М.: Недра, 1973.
22. Козлов Б. К., Попов Р. А. Методика определения областей применения централизованного и децентрализованного теплоснабжения городов. Технико-экономические вопросы проектирования энергосистем и электростанций. Доклады на научно-техническом совещании. М.—Л.: Энергия, 1964.
23. Коротников В. П., Пик М. М. Современное состояние и перспективы развития теплофикации. — Теплоэнергетика. 1972, № 4.
24. Коротников В. П., Спектор Е. Г., Грибов В. Б., Пипко Л. И. Об основных технических направлениях развития теплоснабжения в СССР. — Теплоэнергетика, 1974, № 3.
25. Котлы малой, средней мощности и топочные устройства. Каталог-справочник 18-4-72. М.: НИИ Информтяжмаш, 1972.
- 25а. Кузнецов Н. В., Лужнов Г. И., Кропп Л. И. Очистка поверхностей нагрева котельных агрегатов. М.: Энергия, 1966.
26. Липов Ю. М., Самойлов Ю. Ф. и др. Компоновка и тепловой расчет парогенератора. Учебное пособие для вузов. М.: Энергия, 1975.

27. Маргулова Т. Х. Компонировка и тепловой расчет котлоагрегата. М.: Госэнергоиздат, 1956.

28. Михайлов Н. М. и Шарков А. Т. Физические свойства топлива и борьба с затруднениями на топливоподаче электростанций. М.: Энергия, 1972.

29. Нормативы удельных капитальных вложений в строительство промышленных, промышленно-отопительных и отопительных котельных на период 1971—1980 гг. М.: Минэнерго СССР, институт Промэнергопроект, 1973.

30. Нормативы удельных капвложений в строительство тепловых сетей. М.: Минэнерго СССР, ВГПИ Теплоэлектропроект, 1974.

31. Нечаев Е. В., Лубнин А. Ф. Механические топки для котлов малой и средней мощности. Л.: Энергия, 1968.

31а. Обдувочные аппараты и установки дробевой очистки котлов. Каталог-справочник 18-8-71. М.: НИИИнформтяжмаш, 1972.

32. Основные направления развития теплоснабжения народного хозяйства. — Энергетик, 1974, № 8.

33. Паровые котлы ДКВР. Краткое описание и инструкция по монтажу и эксплуатации. Бийск, БКЗ, 1974.

34. Пеккер Я. Л. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива. М.: Энергия, 1977.

35. Померанцев В. В. Топки скоростного горения для древесного топлива. Л.: Машгиз, 1948.

36. Попов В. М., Шабаров А. М. и др. Энергетическое использование фрезерного торфа. М.: Энергия, 1974.

37. Правила взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии. М.: Энергия, 1975.

38. Правила технической эксплуатации электростанций и сетей. М.: Энергия, 1977.

39. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. Госгортехнадзор СССР. М.: Недра, 1974.

40. Работа ТЭЦ в объединенных энергосистемах. Под ред. В. П. Корытникова. М.: Энергия, 1976.

41. Равич М. Б. Газ и его применение в народном хозяйстве. М.: Наука, 1974.

42. Рекомендации по переводу котлов, работающих на сернистых мазутах, на режим сжигания с малыми избытками воздуха. М.: БТИ ОРГРЭС, 1966.

43. Решение Научно-технического совета Министерства энергетики и электрификации СССР о развитии теплоснабжения. — Энергетик, 1973, № 11.

44. Решение совещания по итогам опыта сооружения и эксплуатации пиковых водогрейных котлов 28 ноября 1964 г. М.: ВТИ, 1964.

45. Роддатис К. Ф., Соколовский Я. В.

Справочник по котельным установкам малой производительности. Под ред. К. Ф. Роддатиса. Изд. 2-е, перераб. М.: Энергия, 1975.

46. Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. М.: Наука, 1974.

47. Савенко Ю. Н., Штейнгауз Е. О. Энергетический баланс. М.: Энергия, 1971.

48. Сидоров М. И., Сахаров П. А. Горелочные устройства с ротационной форсункой РГМГ-10. — Промышленная энергетика, 1974, № 3.

49. Сидоров М. И., Сахаров П. А., Лесниковский Л. А. Унифицированный стальной водогрейный котел КВ-ГМ-10. — Промышленная энергетика, 1974, № 7.

50. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. Изд. 4-е, перераб. М.: Энергия, 1975.

51. Соловьев Ю. П. Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей. М.: Энергия, 1976.

52. Спейшер В. А., Горбаненко А. Д. Повышение эффективности использования газа и мазута в энергетических установках. М.: Энергия, 1974.

53. Справочник химика-энергетика. Т. 3. Матвеева И. И. Энергетическое топливо (Характеристика и контроль качества). М.: Энергия, 1972.

54. Строительные нормы и правила. СНиП II-35-76. Котельные установки. М.: Стройиздат, 1977.

55. Строительные нормы и правила, СНиП II-36-73. Тепловые сети. М.: Стройиздат, 1974.

56. Строительные нормы и правила. СНиП II-A.6-72. Строительная климатология и геофизика. М.: Стройиздат, 1973.

57. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). М.: Энергия, 1973.

58. Теплофикация СССР. Сборник статей под общей ред. С. Я. Белинского, Н. К. Громова. М.: Энергия, 1977.

59. Ульянов И. А., Солдатенков А. П., Дмитриев В. К. и др. Угли СССР. Справочник. М.: Недра, 1975.

60. Фридман М. О., Зеленьяк О. П., Костюковский А. З. и др. Экономические границы централизации теплоснабжения от крупных котельных. — Труды института Промэнергопроект, 1972, вып. 3.

61. Хзмалян Д. М., Каган Я. А. Теория горения и топочные устройства. Под ред. Д. М. Хзмаляна. М.: Энергия, 1976.

62. Шершнев А. А. Конструирование пневматических топок ЦКТИ системы Шершнева. М.: Машгиз, 1950.

63. Штейнер И. Н., Сидоров М. И. и др. Газомазутные горелки типа ГМГм. — Промышленная энергетика, 1975, № 1.

64. Шубин Е. П., Левин Б. И. Проектирование теплоподготовительных установок ТЭЦ и котельных. М.: Энергия, 1970.

