СПРАВОЧНИК ЭКСПЛУАТАЦИОННИКА ГАЗИФИЦИРОВАННЫХ КОТЕЛЬНЫХ

(2-е издание, переработанное и дополненное)

Под редакцией **Е. Б. Столпнера**

ЛЕНИНГРАД
«НЕДРА»
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
1988

ББК 31.354
С74
УДК 662.767 : 697.3 (031)

Авторы: Л. Я. Порецкий, Р. Р. Рыбаков,
Е. Б. Столпнер, О. А. Тасс, И. А. Шур

Рецензент А. А. Машков (ЛенТИГосгазнадзора)

Порецкий Л. Я. и др.

С74 **Справочник** эксплуатационника газифицированных котельных/Л. Я. Порецкий, Р. Р. Рыбаков, Е. Б. Столпнер и др. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Недра, 1988. — 608 с.: ил.
ISBN 5—247—00012—9

Приведены основные свойства газового топлива, воды, пара, воздуха, описания и данные о котлах, газовом оборудовании и горелках, системах автоматизации котельных. Освещены вопросы устройства и эксплуатации систем газоснабжения котельных, наладки работы котлов.

Для инженерно-технических работников газовых хозяйств промышленных и коммунально-бытовых предприятий.

С $\frac{2303020100—338}{043\ (01)—88}$ 148—88 ББК 31.354

© Издательство «Недра», 1976

ISBN 5—247—00012—9

© Издательство «Недра», 1988, с изменениями и дополнениями

ОТ РЕДАКТОРА

За последние годы значительно расширилась сеть отопительных, отопительно-производственных и производственных котельных, работающих на газовом топливе. Появились газовые котлы новых конструкций, новые системы автоматического регулирования и безопасности сжигания газа, новые типы газового оборудования. Подверглись пересмотру и уточнению ряд требований и положений в части газоснабжения.

Вместе с тем в большинстве действующих котельных в эксплуатации находятся котлы старых конструкций, переведенные на газовое топливо, газовые горелки, не прошедшие государственных испытаний, применение которых в настоящее время ограничено, системы автоматизации, выпуск которых промышленностью прекращен. Поэтому коллектив авторов поставил перед собой задачу обобщить имеющиеся данные, которыми должен располагать постоянно увеличивающийся круг инженерно-технических работников при проектировании, монтаже и главным образом эксплуатации систем газоснабжения котельных, а также котлов, работающих на газовом топливе.

Изложенные в справочнике основные требования к устройству и эксплуатации газовых котельных, а также систем их газоснабжения соответствуют нормам проектирования Госстроя СССР *, документам Госгортехнадзора СССР, Главгосгазнадзора СССР, Главгосэнергонадзора СССР, другим нормативам.

В связи с тем что средства измерений, градуированные в единицах Международной системы SI (СИ), в котельных практически отсутствуют, в таблицах и формулах использованы системы единиц МКГСС (техническая система) и внесистемные единицы тепловых и механических величин.

Материалы по средствам измерений, применяемым в котельных, в справочнике не приведены, так как они подробно изложены в специальной литературе.

*С 1985 г. введена новая классификация Строительных норм и правил (СНиП), приведенная в Приложении.

Табличные данные (расходы газа, связанные с ними конструктивные размеры горелок и др.), кроме особо оговоренных случаев, даны для природного газа с теплотой сгорания $Q_н = 8500$ ккал/м³ (при температуре 0 °С) и плотностью $\rho = 0{,}73$ кг/м³.

Справочник написан коллективом специалистов на основе большого опыта исследования, проектирования, наладки и обслуживания систем газоснабжения котельных установок, котлов, работающих на газовом топливе, систем автоматического регулирования и безопасности.

Редактор выражает глубокую признательность Л. Л. Гринману, О. В. Климовой, Л. А. Колпакову, Г. В. Курпековой, М. Ш. Меерсону, З. Ф. Панюшевой, Б. В. Тараканову, Е. Я. Шварцману, Л. Н. Штейнбоку, рецензенту А. А. Машкову за помощь и ценные советы по подготовке рукописи.

Глава 1

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ВОЗДУХА, ВОДЫ, ГАЗОВОГО ТОПЛИВА

1.1. СИСТЕМЫ ЕДИНИЦ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

Основные определения. Ниже приведены некоторые термины и определения основных понятий метрологии в соответствии с ГОСТ 16263—70 (Метрология. Термины и определения).

Физическая величина — свойство, общее в качественном отношении многим физическим объектам (физическим системам, их состояниям и происходящим в них процессам), но в количественном отношении индивидуальное для каждого объекта.

Единица физической величины — физическая величина, которой по определению присвоено числовое значение, равное 1.

Система единиц физических величин — совокупность основных и производных единиц, относящаяся к некоторой системе величин и образованная в соответствии с принятыми принципами.

Размерность физической величины — выражение, отражающее связь величины с основными величинами системы, в котором коэффициент пропорциональности принят равным 1.

Измерение — нахождение значения физической величины опытным путем с помощью специальных технических средств.

Действительное значение физической величины — значение физической величины, найденное экспериментальным путем и настолько приближающееся к истинному значению, что для данной цели может быть использовано вместо него.

Средство измерений — техническое средство, используемое при измерениях и имеющее нормированные метрологические свойства.

Измерительный преобразователь — средство измерений, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и хранения, но не поддающейся непосредственному восприятию наблюдателя.

Измерительная цепь средств измерений — совокупность преобразовательных элементов средств измерений, обеспечивающая осуществление всех преобразований сигнала измерительной информации.

Первичный измерительный преобразователь — измерительный преобразователь, к которому подведена измеряемая величина, т. е. первый в измерительной цепи

(например, термопара в цепи термоэлектрического термометра) *.

Измерительный прибор — средство измерений, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, доступной для непосредственного восприятия наблюдателем.

Системы единиц. В механике и теплотехнике до последнего времени наиболее широко применялась система МКГСС (техническая). В этой системе основными величинами были приняты: длина — метр (м); сила — килограмм-сила (кгс), определяемая как сила, сообщающая массе 1 кг пормальное ускорение 9,80665 (9,81) м/с^2; время — секунда (с).

В Международной системе единиц SI (СИ) основными величинами и единицами являются (СТ СЭВ 1052—78. Единицы физических величин): длина — метр, масса — килограмм, время — секунда, сила электрического тока — ампер, термодинамическая температура — кельвин, количество вещества — моль, сила света — кандела; дополнительные единицы — радиан (плоский угол), стерадиан (телесный угол).

На практике широко применяются внесистемные единицы в механических измерениях: длины — микрон (правильно — микрометр, мк), дюйм (″); массы — центнер (ц), тонна (т); времени — час (ч), минута (мин); плоского угла — градус (°), минута (′), секунда (″); площади — ар (а), гектар (га); объема — литр (л); силы — тонна-сила (т·с); давления — бар, техническая атмосфера (ат), физическая атмосфера (атм), миллиметр ртутного столба (мм рт. ст.), миллиметр водяного столба (мм вод. ст.); работы — ватт-час (Вт·ч). В тепловых измерениях внесистемной единицей является калория.

Кратные и дольные единицы образуются на основании десятичного соотношения между бо́льшими и меньшими единицами:

Кратные единицы		Дольные единицы	
тера (Т)	10^{12}	деци (д)	10^{-1}
гига (Г)	10^{9}	санти (с)	10^{-2}
мега (М)	10^{6}	милли (м)	10^{-3}
кило (к)	10^{3}	микро (мк)	10^{-6}
гекто (г)	10^{2}	нано (н)	10^{-9}
дека (да)	10^{1}	пико (п)	10^{-12}

1.2. ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН И ИХ ЕДИНИЦ

Масса m, кг — мера инертности тела; инертность — свойство тела сохранять состояние покоя или равномерного прямолинейного движения, если векторная сумма всех сил, действующих на тело, равна нулю.

Эталоном единицы массы в СИ является международный прототип килограмма (платино-иридиевая гиря, хранящаяся в Международном бюро мер и весов). В системе МКГСС единица

* На практике применяют привычный и употребляемый в технической литературе термин «датчик». ГОСТ 16263—70 этот термин для средств измерений не рекомендует.

массы является одной из производных единиц (техническая единица массы — т. е. м.) и носит название килограмм-сила-секунда в квадрате на метр (кгс·с^2/м).

Сила — векторная (направленная) величина, равная произведению постоянной массы на ускорение, которое сообщает этой массе рассматриваемая сила.

В СИ за единицу силы принят ньютон (кг·м/с^2) — сила, сообщающая телу массой 1 кг в состоянии покоя ускорение, равное 1 м/с^2. В МКГСС за единицу принята килограмм-сила, под которой понимают силу, сообщающую телу массой 1 кг в состоянии покоя ускорение, равное 9,80665 м/с^2.

Сила тяжести — векторная величина, определяющая силу притяжения к Земле (в данном пункте к поверхности Земли).

Вес G — векторная величина, определяющая силу, с которой тело под действием силы тяжести действует на опору или нить подвеса.

Удельный вес γ — отношение веса тела G, кгс, к его объему V, м^3:

$$\gamma = G/V. \tag{1.1}$$

Плотность, или масса единицы объема, ρ — отношение массы тела m, кг, к его объему V, м^3:

$$\rho = m/V. \tag{1.2}$$

Плотность газа можно определить из отношения молярной массы, выраженной в килограмм-молекулах (кмоль), к объему одной килограмм-молекулы, который, согласно закону Авогадро, составляет 22,412 м^3:

$$\rho = M/22{,}412. \tag{1.3}$$

Относительная плотность $\rho_{отн}$ — отношение плотности данного вещества (газа) $\rho_г$ к плотности стандартного вещества (воздуха) $\rho_в$ при определенных физических условиях:

$$\rho_{отн} = \rho_г/\rho_в. \tag{1.4}$$

Плотность и относительная плотность газов при 0 °С и 760 мм рт. ст. приведены в табл. 1.1.

При утечках в помещениях газы с $\rho_{отн} < 1$ распространяются прежде всего в верхней зоне помещения, а газы с $\rho_{отн} > 1$ (например, сжиженные) попадают прежде всего в каналы, подвалы и т. п.

Плотность смеси газов

$$\rho_{см} = 0{,}01\,(N_2\rho_{N_2} + O_2\rho_{O_2} + \cdots), \tag{1.5}$$

где ρ_{N_2}, ρ_{O_2} и т. д. — плотности отдельных компонентов смеси, кг/м^3; N_2, O_2 и т. д. — содержание компонента, об. %.

Плотность газа при температуре, отличающейся от 0 °С

$$\rho_t = \rho_0 \cdot 273/(273 + t_г), \tag{1.6}$$

где ρ_0 — плотность при 0 °С, кг/м^3; $t_г$ — температура газа, °С.

Удельный объем v — объем единицы массы, величина, обратная плотности:

$$v = 1/\rho. \tag{1.7}$$

Таблица 1.1

Молярная масса и плотность некоторых газов

Газ	Химическая формула	Молярная масса M	Плотность при 0 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³	Относительная плотность по воздуху
Водород	H_2	2,02	0,09	0,07
Оксид углерода	CO	28,01	1,25	0,97
Метан	CH_4	16,04	0,72	0,55
Этан	C_2H_6	30,07	1,35	1,05
Пропан	C_3H_8	44,09	2,01	1,55
Бутан	C_4H_{10}	58,12	2,70	2,09
Пентан	C_5H_{12}	72,15	3,45	2,67
Этилен	C_2H_4	28,05	1,26	0,97
Пропилен	C_3H_6	42,08	1,88	1,45
Бутилен	C_4H_8	56,10	2,60	2,01
Азот	N_2	28,02	1,25	0,97
Кислород	O_2	32,00	1,43	1,11
Углекислый	CO_2	44,01	1,98	1,53
Природный	—	—	0,73—0,85	0,57—0,66
Попутный	—	—	0,95—1,50	0,73—1,16
Коксовый	—	—	0,5	0,40
Сланцевый	—	—	1,0	0,77

Вязкость — свойство жидкостей и газов оказывать сопротивление взаимному перемещению молекул под действием приложенных сил. Различают вязкость динамическую μ и кинематическую ν. Динамическая вязкость вещества численно равна силе, которая необходима для перемещения друг относительно друга с единичной скоростью двух слоев вещества, имеющих единичную площадь и находящихся на единичном расстоянии. Кинематической вязкостью называется отношение динамической вязкости к плотности:

$$\nu = \mu/\rho. \qquad (1.8)$$

Таблица 1.2

Соотношение единиц давления

Единица	Н/м² (Па)	кгс/м² (мм вод. ст.)	мм рт. ст.
Н/м²	1	0,102	$7{,}5\cdot10^{-3}$
кгс/м²	9,81	1	$73{,}56\cdot10^{-3}$
мм рт. ст.	133,3	13,6	1
бар	10^5	$10{,}2\cdot10^3$	750
ат	$9{,}81\cdot10^4$	10^4	735,6
атм	$10{,}31\cdot10^4$	$1{,}033\cdot10^4$	760

Давление p — отношение нормальной составляющей силы F_n к площади f, на которую действует сила, а для жидкостей, паров, газов — сила, с которой они действуют на единицу поверхности сосуда:

$$p = F_n/f. \qquad (1.9)$$

Техническая атмосфера (ат) — принятая в системе МКГСС единица измерения давления, равная давлению 1 кгс на поверхность 1 см² (кгс/см²). В СИ единица измерения давления — паскаль (Па). 1 Па соответствует давлению, вызываемому силой 1 Н, равномерно распределенной по поверхности площадью 1 м².

Для паров и газов различают избыточное давление и разрежение по отношению к барометрическому давлению $p_{бар}$ (давлению атмосферного воздуха) в данный момент, а также абсолютное (истинное) давление, представляющее собой сумму барометрического давления и избыточного давления $p_{изб}$ или разрежения $p_{разр}$:

$$p_{абс} = p_{бар} + p_{изб} \quad \text{или} \quad p_{абс} = p_{бар} - p_{разр}.$$

Избыточное давление, измеряемое манометром, называют манометрическим.

Среднее давление атмосферного воздуха (физическая атмосфера, атм) принято равным 10 330 кгс/м² или мм вод. ст. Давление 1 мм вод. ст. соответствует 1 кгс/м², так как высота слоя 1 кг воды, разлитого на поверхности 1 м², равна 1 мм.

Соотношения между различными единицами давления приведены в табл. 1.2.

Парциальное давление $p_{пар}$ — давление газа (пара) в смеси, которое оказывал бы этот газ (пар) при данной температуре, если бы он один занимал весь объем, занятый смесью, в состав которой этот газ входит. В соответствии с законом Дальтона давление газовой смеси равно сумме парциальных давлений ее компонентов:

$$p_{см} = p_{пар\,1} + p_{пар\,2} + \cdots + p_{пар\,n}. \qquad (1.10)$$

Парциальное давление любого газа в смеси равно произведению абсолютного давления смеси на содержание этого газа в смеси (в долях 1).

Критическое давление $p_{кр}$ — определенное для каждого газа давление, необходимое для сжижения этого газа при критической температуре (табл. 1.3).

бар	ат	атм
10^{-5}	$1{,}02\cdot10^{-5}$	$9{,}87\cdot10^{-4}$
$9{,}81\cdot10^{-5}$	10^{-4}	$0{,}968\cdot10^{-4}$
$133{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}36\cdot10^{-3}$	$1{,}31\cdot10^{-3}$
1	1,02	0,987
0,981	1	0,968
1,013	1,033	1

Таблица 1.3

Некоторые физические параметры газов

Газ	Критическое давление, кгс/см²	Критическая температура, °С	Температура кипения *, °С	Удельная газовая постоянная, кгс·м/(кг·°С)
Водород	13,0	—239,9	—253	420,60
Оксид углерода	35,6	—140,0	—192	30,29
Метан	47,3	—82,1	—161	52,90
Этан	49,8	32,3	—89	28,21
Пропан	43,4	96,8	—42	19,25
Бутан	37,2	152,8	—0,5	14,59
Пентан	34,1	197,2	36	11,70
Этилен	52,4	9,6	—104	30,20
Пропилен	46,9	91,4	—48	20,15
Бутилен	41,0	47,2	—6	15,10
Ацетилен	64,1	36,0	—84	32,59
Азот	34,6	—147,2	—196	30,30
Кислород	50,0	—118,8	—183	26,50
Углекислый	75,3	31,0	—78	19,30
Водяной пар	225,5	374,2	100	47,06
Воздух сухой	38,2	—140,7	—199	29,27

* При 760 мм рт. ст.

Статическое и динамическое давление. Для движущейся в трубопроводе или канале жидкости (газа) различают статическое давление p_c, действующее на стенки трубопровода перпендикулярно к направлению движения, динамическое (скоростное) давление $p_д$ и полное давление $p_п$. Динамическое давление в рассматриваемой точке (рис. 1.1) соответствует разности полного и статического давлений и определяется по формуле

$$p_д = v^2\rho/19{,}62, \qquad (1.11)$$

где v и ρ — скорость, м/с, и плотность кг/м³, потока.

В соответствии с законом Бернулли при стационарном течении идеальной жидкости сумма статического и динамического давлений постоянна; при увеличении скорости статическое давление уменьшается, а при уменьшении скорости — увеличивается.

Механическая работа L — произведение постоянной силы F, действующей на тело в направлении перемещения, размера перемещения точки приложения силы l и косинуса угла, составляемого направлением силы и перемещения:

$$L = Fl\cos\alpha. \qquad (1.12)$$

Кроме механической работы существуют и другие виды работы — электрических, магнитных, химических сил, а также работа взаимодействия тел, имеющих неодинаковую температуру,

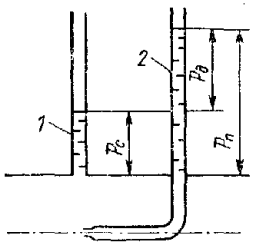


Рис. 1.1. Схема измерения скоростного давления.
Давление: *1* — статическое; *2* — полное.

За единицу работы приняты: в МКГСС — 1 килограмм-сила на 1 м; в СИ — джоуль (Дж), работа силы 1 Н, перемещающей тело на 1 м. Соотношения между единицами работы приведены в табл. 1.4.

Мощность равномерно работающей системы N — работа, совершенная в единицу времени. Соотношения между единицами мощности приведены в табл. 1.5.

Термодинамическая работа $L_{1,2}$ — работа, затраченная на изменение объема простых тел, равная произведению среднего давления p_m на изменение объема:

$$L_{1,2} = p_m (V_2 - V_1). \qquad (1.13)$$

Таблица 1.4

Соотношение между единицами работы (энергии)

Единица	Дж	кгс·м	ккал	кВт·ч	л. с.·ч
Дж	1	0,102	$239\cdot10^{-6}$	$0{,}278\cdot10^{-6}$	$0{,}378\cdot10^{-6}$
кгс·м	9,81	1	$2{,}343\cdot10^{-3}$	$2{,}724\cdot10^{-6}$	$3{,}704\cdot10^{-6}$
ккал	$4{,}187\cdot10^{3}$	427	1	$1{,}163\cdot10^{-3}$	$1{,}581\cdot10^{-3}$
кВт·ч	$3{,}6\cdot10^{6}$	$367{,}1\cdot10^{3}$	859,8	1	1,36
л. с.·ч	$2{,}65\cdot10^{6}$	$270\cdot10^{3}$	632,4	0,736	1

Таблица 1.5

Соотношения между единицами мощности

Единица	Вт	кгс·м/с	кал/с	ккал/ч	л. с.
Вт	1	0,102	0,239	0,86	$1{,}36\cdot10^{-3}$
кгс·м/с	9,81	1	2,343	8,435	$13{,}33\cdot10^{-3}$
кал/с	4,187	$427\cdot10^{-3}$	1	3,6	$5{,}69\cdot10^{-3}$
ккал/ч	1,163	$118{,}5\cdot10^{-3}$	0,2778	1	$1{,}58\cdot10^{-3}$
л. с.	735,5	75	175,7	632,4	1

Потенциальная работа изменения давления $W_{1,2}$ — работа перемещения жидкостей, газов, паров из области с давлением p_1 в область с давлением p_2, определяемая как произведение среднего объема V_m на разность давлений:

$$W_{1,2} = V_m (p_1 - p_2). \quad (1.14)$$

Прочность и упругость материала при определенном напряжении определяются следующими характеристиками: пределом пропорциональности, пределом упругости, пределом текучести, пределом прочности.

Напряжение (при растяжении) — отношение нагрузки P к площади поперечного сечения образца металла F_0, или сила, приходящаяся на единицу площади сечения, кгс/мм^2 (кгс/см^2):

$$\sigma_p = P/F_0. \quad (1.15)$$

Предел пропорциональности — напряжение, соответствующее началу отклонения от линейной пропорциональной зависимости между напряжением и деформацией образца, кгс/мм^2:

$$\sigma_{пц} = P_{пц}/F_0. \quad (1.16)$$

Предел упругости — напряжение, отвечающее появлению остаточной деформации после устранения нагрузки. Условно пределом упругости считается напряжение, при котором остаточная деформация составляет 0,05 % от первоначальной расчетной длины образца.

Предел текучести — наименьшее напряжение, при котором образец деформируется без заметного увеличения растягивающей нагрузки, кгс/мм^2:

$$\sigma_т = P_т/F_0. \quad (1.17)$$

Предел прочности (временное сопротивление) — напряжение, соответствующее наибольшей нагрузке, предшествующей разрушению образца, кгс/мм^2:

$$\sigma_п = P_п/F_0. \quad (1.18)$$

1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ВЕЛИЧИН И ИХ ЕДИНИЦ

Температура T, t — физическая величина, характеризующая состояние термодинамического равновесия системы (тела). Определяется степенью нагретости тела. Для измерения температуры используют две температурные шкалы: стоградусную международную и абсолютную термодинамическую. Стоградусная шкала имеет две постоянные точки: плавления льда и кипения воды (при давлении 760 мм рт. ст.). Расстояние между этими точками (0 и 100 °С) делится на 100 частей, называемых градусом (символ t).

В абсолютной термодинамической шкале нижней границей является точка абсолютного нуля, ниже которой полностью прекращается движение атомов и дальнейшее охлаждение невозможно. В стоградусной шкале эта температура составляет минус 273,16 °С (округленно 273). Наименование единицы термодинамической температуры — кельвин (К) (символ T).

Связь между значениями температур по этим шкалам определяется формулами

$$t = T - 273 \text{ °C или } T = t + 273 \text{ К}. \quad (1.19)$$

Температурное поле — совокупность значений температуры в данный момент во всех точках рассматриваемого пространства или материальной системы. Изменяющееся температурное поле является нестационарным (неустановившимся), а неменяющееся температурное поле — стационарным (установившимся).

Теплота (количество теплоты) Q — энергетическая характеристика процесса теплообмена, определяемая количеством энергии, которое получает (отдает) тело в процессе теплообмена. Количество сообщенной телу теплоты зависит не только от того, каковы начальное и конечное состояние этого тела, но также от вида процесса перехода энергии. В СИ теплота измеряется в джоулях. В теплотехнике до настоящего времени пользуются внесистемной единицей — калорией, под которой понимается количество теплоты, равное 4,1868 Дж (установлено V Международной конференцией по свойствам водяного пара в 1956 г.) *.

Тепловая энергия может также передаваться в форме работы, т. е. при механическом воздействии одного тела на другое. Измеряется энергия в тех же единицах, что и работа.

Превращение механической работы в теплоту и теплоты в работу происходит в одном и том же строго постоянном соотношении, соответствующем тепловому эквиваленту работы A или механическому эквиваленту теплоты $E = 1/A$. Значения эквивалентов (округленно):

$$A = 1/427 \text{ ккал/(кгс·м)} = 0{,}239 \cdot 10^{-3} \text{ ккал/Дж} = 860 \text{ ккал/(кВт·ч)} = 632 \text{ ккал/(л. с.·ч)};$$

$$E = 427 \text{ кгс·м/ккал} = 4{,}187 \cdot 10^3 \text{ Дж/ккал} = 1/860 \text{ кВт·ч/ккал} = 1/632 \text{ л. с.·ч/ккал}.$$

Энтальпия I — функция состояния тела (термодинамической системы), равна сумме ее внутренней энергии и произведения давления на объем системы. Энтальпия выражается формулой

$$I = U + ApV, \quad (1.20)$$

где U — внутренняя энергия, ккал; p — давление, кгс/м^2; V — объем газа (пара), м^3.

Изменение энтальпии определяется начальным и конечным состоянием рабочего тела и не зависит от промежуточных состояний и других факторов. Удельная энтальпия i — энтальпия, отнесенная к единице массы вещества. Изменение энтальпии вещества и количество переданной теплоты — понятия разные.

Теплоемкость C — количество теплоты, которое нужно сообщить веществу или отнять, чтобы изменить его температуру на 1 °С. Удельная теплоемкость c — количество теплоты, отнесенное к единице вещества (1 кг, 1 м^3, 1 кмоль) для

* На практике под калорией (килокалорией) понимается количество теплоты, необходимое для нагрева 1 г (1 кг) воды на 1 °С.

Таблица 1.6

Средняя удельная объемная теплоемкость в интервале температур от 0 °С до t, ккал/(м³·°С)

t, °С	CO_2	N_2	O_2	CO	H_2	CH_4	C_2H_6	H_2O	Воздух
0	0,382	0,309	0,312	0,310	0,305	0,370	0,528	0,357	0,310
100	0,406	0,309	0,315	0,311	0,308	0,392	0,596	0,360	0,311
200	0,427	0,310	0,319	0,312	0,310	0,420	0,663	0,364	0,312
300	0,445	0,312	0,324	0,315	0,310	0,451	0,727	0,368	0,315
400	0,461	0,314	0,330	0,317	0,311	0,481	0,790	0,374	0,317
500	0,475	0,317	0,334	0,321	0,312	0,512	0,848	0,380	0,321
600	0,488	0,320	0,338	0,324	0,313	0,540	0,902	0,386	0,324
700	0,499	0,323	0,342	0,328	0,314	0,568	0,952	0,392	0,327
800	0,509	0,327	0,346	0,331	0,315	0,596	0,999	0,398	0,331
900	0,518	0,330	0,350	0,334	0,316	0,622	1,042	0,405	0,334
1000	0,526	0,332	0,353	0,337	0,317	0,645	1,082	0,412	0,337
1100	0,534	0,335	0,356	0,340	0,319	0,665	1,119	0,418	0,340
1200	0,541	0,338	0,358	0,349	0,321	0,684	1,153	0,424	0,342

повышения или понижения его температуры на 1 °С. В зависимости от условий, при которых происходит процесс, для газов и паров различают теплоемкость при постоянном давлении (c_p) и при постоянном объеме (c_V). В зависимости от того, что принимается за единицу вещества, различают теплоемкость: массовую — ккал/(кг·°С), мольную — ккал/(кмоль·°С), объемную — ккал/(м³·°С).

Различают истинную теплоемкость (при данной температуре) и среднюю (для конечного интервала температур). В табл. 1.6 приведены средние удельные объемные теплоемкости для некоторых газов в интервале температур от 0 °С до t. Средневзвешенную теплоемкость смеси газов определяют по формуле

$$c_{см} = 0{,}01\,(N_2 c_{N_2} + O_2 c_{O_2} + \cdots), \qquad (1.21)$$

где N_2, O_2... — содержание отдельных составляющих смеси, %; c_{N_2}, c_{O_2}... — теплоемкость этих составляющих, ккал/(м³·°С).

Если газ нагревают не от 0 °С, а от какой-либо промежуточной температуры t_1 до температуры t_2, то количество необходимой теплоты определяют по формуле

$$q = c_0^{t_2} t_2 - c_0^{t_1} t_1, \qquad (1.22)$$

где $c_0^{t_1}$, $c_0^{t_2}$ — удельные теплоемкости газа для соответствующих интервалов температур, ккал/(м³·°С).

Теплоемкость продуктов сгорания природных газов при $\alpha = 1{,}1 \div 1{,}5$ и температуре 100—400 °С составляет 0,32—0,34 ккал/(м³·°С).

Тепловой поток Ф, ккал/ч (Вт) — отношение количества сообщаемой или отнимаемой теплоты в интервале времени, в течение которого совершается процесс теплообмена:

$$\Phi = mc_m\,(t_2 - t_1), \qquad (1.23)$$

где m — массовый расход вещества, кг/ч; c_m — теплоемкость, ккал/(кг·°С); t_1 и t_2 — начальная и конечная температура вещества, °С.

Удельный тепловой поток — теплообмен, отнесенный к единице поверхности, ккал/(м²·ч).

Температура кипения — температура, при которой происходит переход вещества из жидкого состояния в парообразное (газообразное) не только с поверхности вещества (как при испарении), а по всему объему.

Удельная теплота парообразования r — теплота, расходуемая на превращение воды массой 1 кг, предварительно нагретой до температуры кипения, в пар той же температуры.

Критическая температура $t_{кр}$ — определенная для каждого газа температура, выше которой он не может быть переведен в жидкое состояние, несмотря на применение любого высокого давления (табл. 1.3).

1.4. ФОРМЫ ТЕПЛООБМЕНА В КОТЛАХ

При нагреве в элементах котла теплоносителя (воды, пара, воздуха) продуктами сгорания имеет место совместное действие трех основных явлений теплообмена: теплового излучения, конвекции, теплопроводности.

Излучение (лучеиспускание, радиация) — теплообмен между телами, находящимися на расстоянии друг от друга, посредством лучистой энергии, носителем которой являются электромагнитные колебания.

Передача теплоты поверхностям нагрева, обращенным в сторону топки, происходит в основном за счет излучения от горящего газового факела, раскаленных стен топки и стабилизаторов пламени (разд. 5.2).

Удельное количество теплоты, передаваемой излучением, определяется по формуле, основанной на законе Стефана—Больцмана,

$$Q_{луч} = \alpha_т c_s [(T_ф/100)^4 - (T_{ст}/100)^4], \qquad (1.24)$$

где $\alpha_т$ — условный коэффициент черноты топки, колеблющийся от 0,4 для несветящегося до 0,85 для светящегося факела; c_s — коэффициент излучения абсолютно черного тела, равный 4,9 ккал/(м²·ч·°С)⁴; $T_ф$, $T_{ст}$ — температура газов на выходе из топки и лучевоспринимающей поверхности, °С.

Так как $T_{ст}$ зависит от температуры нагреваемой воды и колеблется в узких пределах, то основное влияние на количество теплоты, передаваемой излучением, оказывает температура газов.

Различные газы обладают различной способностью поглощать и излучать энергию. Сухой воздух, кислород, азот, водород называют газами, прозрачными для тепловых лучей, так как они не способны поглощать и излучать энергию. Углекислый газ и водяной пар способны поглощать и излучать энергию и относятся к непрозрачным газам.

Конвекция — перенос теплоты перемешиванием между собой и перемещением частиц жидкости или газа. Различают

свободную (естественную) и вынужденную (искусственную) конвекцию. Примером естественной конвекции является перемещение воды в барабане жаротрубного котла. В газоходах котлов теплообмен происходит за счет одновременного действия искусственной конвекции и теплопроводности.

Теплопроводность — молекулярный процесс распространения теплоты внутри тела от более нагретых частиц к менее нагретым.

Количество теплоты, передаваемое конвективным поверхностям, определяется основным уравнением теплопередачи

$$Q_{кон} = KH\,\Delta t, \qquad (1.25)$$

где K — коэффициент теплопередачи, ккал/(м²·ч·°С); H — площадь поверхности теплообмена, м²; Δt — средний температурный перепад между греющей и нагреваемой средой, °С.

Коэффициент теплопередачи K — количество теплоты, передаваемой от греющего потока к нагреваемому в единицу времени через единицу поверхности плоской стенки при разности температур 1 °С:

$$K = \frac{1}{1/\alpha_1 + \delta_с/\lambda_с + \delta_{ст}/\lambda_{ст} + \delta_н/\lambda_н + 1/\alpha_2}, \qquad (1.26)$$

где α_1, α_2 — коэффициенты теплообмена от газов к поверхности нагрева и от внутренней стороны поверхности нагрева к нагреваемой воде, ккал/(м²·ч·°С); $\delta_с$, $\delta_{ст}$, $\delta_н$ — толщина слоя сажи, металлической стенки, слоя накипи, м; $\lambda_с$, $\lambda_{ст}$, $\lambda_н$ — коэффициенты теплопроводности соответствующих слоев, ккал/(м·ч·°С).

Коэффициент теплообмена (теплоперехода) α — количество теплоты, передаваемое в единицу времени от греющего потока единице площади поверхности нагрева (или от единицы площади к нагреваемому потоку) при разности температур поверхности и потока 1 °С. Этот коэффициент представляет собой сумму коэффициентов теплообмена конвекцией $\alpha_к$ и излучением $\alpha_л$; зависит от режима движения потока, плотности перемещаемой среды, размеров и формы каналов, взаимного направления потоков и других условий. Примерные значения коэффициентов теплообмена в котлах, ккал/(м²·°С): $\alpha_1 = 20 \div 50$; α_2 от стенки к водяному пару 500—3000, к некипящей воде 5000—15 000, к кипящей воде 10 000—100 000.

Коэффициент теплопроводности λ — количество теплоты, передаваемой в единицу времени через единицу поверхности на единицу длины (пути) теплового потока при изменении температуры по этому направлению на 1 °С, ккал/(м·ч·°С). Теплопроводность материала зависит от его химического состава, пористости, влажности, температуры и давления (для жидкостей и газов).

Слагаемые знаменателя формулы (1.26) называются частными тепловыми сопротивлениями. Чем больше сумма частных тепловых сопротивлений, тем меньше коэффициент теплопередачи. Очень малым тепловым сопротивлением характеризуется переход теплоты с поверхности нагрева к воде (величина $1/\alpha_2$), а также переход теплоты через стальные и чугунные стенки, у которых $\lambda_{ст} = 40 \div 50$ ккал/(м·ч·°С), а $\delta_{ст} = 0{,}0025 \div 0{,}01$ м.

Таблица 1.7

Соотношение между единицами коэффициентов теплообмена (α) и теплопередачи (K)

Единица	Вт/(см²·К)	кВт/(м²·К)	кал/(см²·с·°С)	ккал/(м²·ч·°С)
Вт/(см²·К)	1	10	0,239	8600
кВт/(м²·К)	0,1	1	$23{,}9 \cdot 10^{-3}$	860
кал/(см²·с·°С)	4,187	41,87	1	36 000
ккал/(м²·ч·°С)	$116 \cdot 10^{-6}$	$1{,}16 \cdot 10^{-3}$	$27{,}8 \cdot 10^{-6}$	1

Большое влияние на теплопередачу оказывает тепловое сопротивление слоя накипи. Коэффициент теплопроводности накипи колеблется от 5 до 0,05 ккал/(м·ч·°С), т. е. в 10—1000 раз меньше теплопроводности стали и чугуна. Наименее теплопроводна и потому наиболее опасна пористая (силикатная) накипь, особенно если она неплотно сцеплена с поверхностью металла. Очень низкой теплопроводностью, примерно в 400 раз меньше теплопроводности стали, отличается сажа. Помимо ухудшения теплопередачи отложения накипи и сажи повышают сопротивление котла по водяному и газовому трактам.

Соотношения между единицами коэффициентов теплообмена (α) и теплопередачи (K) приведены в табл. 1.7.

1.5. ЗАКОНЫ ГАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ

Состояние газов характеризуется совокупностью значений характерных величин — основных параметров: объема V, давления (абсолютного) p и температуры T. Изменение одного из них вызывает изменение других параметров, причем зависимости этих изменений подчинены определенным законам.

Закон Шарля — при постоянном объеме давление данной массы газа прямо пропорционально его абсолютной температуре:

$$p/p_1 = T/T_1 \text{ или } p = p_1\,(T/T_1). \qquad (1.27)$$

Закон Гей-Люссака — при постоянном давлении объем данной массы газа прямо пропорционален его абсолютной температуре:

$$V/V_1 = T/T_1 \text{ или } V = V_1\,(T/T_1). \qquad (1.28)$$

Закон Бойля — Мариотта — при неизменных температуре и массе объем данного газа меняется обратно пропорционально изменению давления, а произведение численных значений объема и абсолютного давления — величина постоянная:

$$V/V_1 = p_1/p \text{ или } V = V_1\,(p_1/p). \qquad (1.29)$$

Эта зависимость достаточно точно соблюдается при давлении газа, не превышающем 20—25 кгс/см².

Объединенный закон Бойля — Мариотта — Гей-Люссака — при одновременном изменении давления и температуры произведение давления на объем, деленное на абсолютную температуру, величина постоянная:

$$pV/T = p_1V_1/T_1 \quad \text{или} \quad V = V_1\,(p_1/p)\,(T/T_1). \qquad (1.30)$$

Формула (1.30) позволяет приводить объемы газов, находящихся при различных температурах и давлениях, к сопоставимым величинам, в частности к нормальным (p = 760 мм рт. ст., T = 273 К) и стандартным (p = 760 мм рт. ст.; T = 293 К) условиям:

$$V_г = V_{изм}\,\frac{273}{T_р}\,\frac{(p_{бар} + p_г - p_{в.\,п})}{760}, \qquad (1.31)$$

где $V_{изм}$ — объем газа, измеренный по прибору (счетчик, расходомер) при рабочих условиях, м³; $p_г$ — избыточное давление газа, измеренное манометром, мм рт. ст.; $p_{в.\,п}$ — парциальное давление водяных паров, содержащихся в газе, мм рт. ст. (при измерении объема осушенного газа, а также при приближенных расчетах можно не учитывать); $T_р$ — абсолютная рабочая температура газа, К.

Для приведения объема газа к стандартным условиям надо число 273 в формуле (1.31) заменить на 293. Коэффициент перевода из нормальных условий в стандартные равен 293/273, а из стандартных в нормальные — 273/293.

Уравнение Клапейрона. Уравнение газового состояния объединяет общим уравнением три параметра — давление, объем, температуру:

$$pV/T = \text{const} = R, \qquad (1.32)$$

где R — газовая постоянная данного газа, кгс·м/(кг·К).

Если количество газа равно 1 кмоль, то при температуре 0 °С (273 К), давлении 760 мм рт. ст. (1,033 кгс/см² или 10 330 кгс/м²) и объеме газа 22,412 м³/кмоль универсальная газовая постоянная равна, кгс·м/(кмоль·К),

$$R_у = 10\,330 \cdot 22{,}412 : 273 = 848. \qquad (1.33)$$

Газовая постоянная какого-либо газа (табл. 1.3) определяется соотношением

$$R = 848/M. \qquad (1.34)$$

Приведенные зависимости справедливы для идеальных газов. При расчете реальных газов в правую часть равенства вводится коэффициент Z (коэффициент сжимаемости), который учитывают при давлении 12 кгс/см² и выше.

1.6. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ВОЗДУХЕ

	об. %	мас. %
В состав атмосферного воздуха входят:		
Азот	78,08	75,60
Кислород	20,95	23,10
Инертные газы (аргон, неон, гелий)	0,94	1,25
Углекислый газ	0,03	0,05

Таблица 1.8

Физические свойства влажного воздуха при давлении 760 мм рт. ст.

Температура, °С	Плотность сухого воздуха, кг/м³	Упругость (парциальное давление) водяного пара		Содержание водяных паров, г/м³
		мм рт. ст.	гПа	
—20	1,396	0,93	1,24	1,1
—16	1,374	1,31	1,74	1,5
—12	1,353	1,83	2,43	2,0
—8	1,332	2,46	3,27	2,7
—4	1,312	3,37	4,48	3,6
0	1,293	4,58	6,11	4,9
4	1,275	6,10	8,13	6,4
8	1,256	8,02	10,73	8,3
12	1,239	10,52	14,02	10,6
16	1,222	13,63	18,17	13,6
20	1,205	17,54	23,38	17,2
24	1,189	22,38	29,83	21,6
28	1,173	28,35	37,79	27,0
32	1,157	35,66	47,53	33,5
36	1,142	44,56	59,40	41,4
40	1,128	55,32	73,74	50,8
44	1,114	68,26	90,99	61,9
48	1,100	83,71	111,58	75,0
50	1,093	92,51	123,32	83,3
60	1,060	149,4	199,15	129,3
70	1,029	233,7	311,52	196,6

Азот и кислород не имеют цвета, вкуса и запаха. Азот не горит и горение не поддерживает; кислород легко вступает в реакцию и является основным окислителем, обеспечивающим горение всех видов топлива. Плотность воздуха при 0 °С и 760 мм рт. ст. равна 1,293 кг/м³. С ростом температуры плотность воздуха уменьшается (табл. 1.8).

Газы, входящие в состав воздуха, а также содержащиеся в нем водяные пары сохраняют свои свойства и равномерно занимают объем, заполненный всей смесью, температура их равна температуре смеси, и находятся они под своим парциальным давлением. Значения парциального давления водяных паров приведены в табл. 1.8.

Барометрическое давление воздуха равно сумме парциального давления сухого воздуха $p_в$ и парциального давления водяного пара $p_{в.\,п}$, мм рт. ст.:

$$p_{бар} = p_в + p_{в.\,п}. \qquad (1.35)$$

С достаточной для технических расчетов точностью можно считать, что воздух подчиняется всем законам смеси идеальных газов.

Абсолютная влажность воздуха $d_в$ — фактическая масса водяных паров в сухом воздухе, г/кг или г/м³.

Относительная влажность воздуха φ — отношение массы $d_в$ водяного пара (парциального давления пара $p_{пар}$) к наиболее возможной массе $d_н$ (парциальному давлению $p_н$) при тех же температуре и давлении смеси:

$$\varphi = d_в/d_н = p_{пар}/p_н. \quad (1.36)$$

Каждому значению температуры (при давлении 760 мм рт. ст.) соответствует наибольшее содержание водяных паров в воздухе при $\varphi = 100$ % (табл. 1.8). В этом случае воздух называют насыщенным.

Точка росы — температура, до которой нужно охладить воздух (газ), чтобы содержащийся в нем водяной пар достиг состояния насыщения. При дальнейшем понижении температуры начинается конденсация избыточного количества водяных паров, которые выпадают в виде капель воды. При постоянном содержании водяных паров с повышением температуры воздуха относительная влажность понижается.

1.7. СВОЙСТВА ВОДЫ, ВОДЯНОГО ПАРА, КОНДЕНСАТА

Общие сведения о воде. Вода как теплоноситель обладает рядом достоинств: высокой теплоемкостью, благодаря чему для переноса теплоты требуется относительно небольшое ее количество; малой вязкостью, что обеспечивает низкие гидравлические сопротивления при ее перемещении и, следовательно, небольшие по сравнению с другими жидкостями расходы энергии на перемещение; большой теплопроводностью и высокой плотностью; хорошим перемешиванием при движении (благодаря малой вязкости), что обеспечивает достаточно высокие коэффициенты теплообмена; низкой стоимостью.

С погрешностью, отвечающей задачам технических расчетов, теплоемкость воды принимают равной 1 ккал/(кг·°С). Плотность воды при атмосферном давлении и температуре 3,98 °С равна 1000 кг/м³. С ростом температуры плотность воды уменьшается (при 100 °С она ~958 кг/м³).

В природной (исходной) воде, поступающей в котельную, содержатся взвешенные (механические) и растворенные примеси, к которым относятся соединения кальция и магния (соли жесткости), железа, алюминия и др. (коллоиднорастворенные соединения). В поверхностных водах содержатся в растворенном состоянии различные газы, коррозионно активными из которых являются кислород, углекислый газ, сероводород. В подземных водах основной газовой примесью является углекислый газ, а во многих источниках и сероводород.

Качество воды характеризуется изложенными ниже основными показателями.

Взвешенные вещества — частицы песка, растительных и животных организмов, глинистой суспензии. Содержание взвешенных веществ (миллиграмм на килограмм, мг/кг) определяют путем фильтрования пробы воды с просушиванием бумажного фильтра при 105—110 °С до постоянной массы. Косвенно содержание мелкодисперсной взвеси определяют по прозрачности воды (по методу «шрифта» или «креста»).

Сухой остаток — определяемый путем выпаривания освобожденной от взвешенных частиц проб и высушивания полученного остатка при 105—110 °С. Маломинерализованные воды содержат до 200, а сильноминерализованные — более 1000 мг/кг молекулярно и коллоиднорастворенных веществ минерального и органического происхождения.

Минеральный остаток (общее солесодержание) — сумма всех солей, растворенных в воде, мг/кг.

Окисляемость воды — косвенный показатель наличия органических веществ, определяемый по расходу кислорода на их окисление при воздействии марганцевокислого калия $KMnO_4$ (перманганат калия).

Жесткость — суммарное содержание в воде растворенных солей кальция и магния, мг-экв/кг (или микрограмм-эквивалент на килограмм, мкг-экв/кг).

Различают постоянную (некарбонатную), временную (карбонатную) и общую жесткость. Постоянная жесткость определяется присутствием в воде солей $CaSO_4$ и $MgSO_4$, $CaCl_2$ и $MgCl_2$. Эти соли постепенно накапливаются при испарении воды и дают твердый осадок — накипь. Соли временной жесткости $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$ при нагревании распадаются на углекислый газ, уходящий из котла с паром, и рыхлый или порошкообразный осадок. По жесткости природные воды подразделяют на следующие группы: мягкие — до 2, средней жесткости — 2—7, жесткие — 7—14, очень жесткие — более 14 мг-экв/кг.

Щелочность — суммарное содержание в воде растворенных гидратов, карбонатов, бикарбонатов и солей слабых органических кислот (гуматов), мг-экв/кг.

Относительная щелочность — общая щелочность воды в пересчете на NaOH, отнесенная к сухому остатку воды, %:

$$Щ_{от} = Щ_о \cdot 40 \cdot 100/S, \quad (1.37)$$

где $Ш_о$ — общая щелочность воды, мг-экв/кг; S — сухой остаток воды, мг/кг; 40 — эквивалент NaOH.

Концентрация водородных ионов pH — показатель качества воды, по которому можно определить щелочная вода или кислая. Классификация воды по pH следующая: кислая — 1—3; слабокислая — 4—6,5; нейтральная — 7; слабощелочная — 7,5—10; щелочная — 11—14.

При определенных условиях примеси воды в котлах откладываются на внутренних сторонах поверхностей нагрева в виде слоя накипи, резко ухудшающего условия теплопередачи, или выпадают в осадок в виде рыхлой массы — шлама. Характер накипи зависит от состава солей жесткости, которая может быть: плотной и трудно удаляемой, — при повышенном содержании солей кремния; рыхлой — при значительном содержании сульфата кальция; легко удаляемой — при наличии в воде карбоната кальция и магния.

При низком значении pH усиливаются коррозионные процессы, т. е. разъедание и появление язвин на внутренних сторонах поверхностей нагрева. Наличие в воде взвешенных примесей вызывает вспенивание и выброс воды из котлов в паропроводы, ухудшение качества вырабатываемого пара, увеличение шламосодержания.

Растворимость газов в воде определяется законом Генри—Дальтона: с повышением температуры содержание газов уменьшается. Так, растворимость кислорода в воде при атмосферном давлении составляет, мг/кг: 0 °С — 14,2; 50 °С — 5,6; 100 °С — 0.

Для удаления газов из воды в котельных применяют термические методы путем нагрева воды в деаэраторах атмосферного типа до 104—105 °С (при избыточном давлении 0,15—0,2 кгс/см²) или в вакуумных деаэраторах.

Состояние и свойства пара. Различают три состояния пара, вырабатываемого в котлах: влажный насыщенный, сухой насыщенный и перегретый (ненасыщенный). Влажный пар образуется в присутствии кипящей воды и содержит влагу. Степень сухости насыщенного пара, или паросодержание, x, т. е. массу сухого пара в 1 кг влажного, задают в долях единицы или в процентах. Например: $x = 0{,}97$, а степень влажности $1 - x = 0{,}03$; следовательно, во влажном паре содержится 97 % сухого насыщенного пара и 3 % жидкости. Состояние влажного насыщенного пара определяется его давлением и степенью

Таблица 1.9

Свойства насыщенного водяного пара (на линии насыщения)

Абсолютное давление, кгс/см²	Температура насыщения, °С	Энтальпия, ккал/кг		Скрытая теплота парообразования, ккал/кг
		кипящей воды	пара	
0,8	93,5	93,0	636,4	543,4
0,9	96,7	96,3	637,6	541,4
1	99,6	99,2	638,8	539,6
2	120,2	119,9	646,3	526,4
3	133,5	133,4	650,7	517,3
4	143,6	143,7	653,9	510,2
5	151,8	152,1	656,3	504,2
6	158,8	159,3	658,3	499,0
7	165,0	165,7	659,9	494,2
8	170,4	171,4	661,2	489,8
9	175,4	176,5	662,3	485,8
10	179,9	181,3	663,3	482,0
11	184,1	185,7	664,1	478,4
12	188,0	189,8	664,9	475,1
13	191,6	193,6	665,6	472,0
14	195,0	197,3	666,2	468,9
15	198,3	200,7	666,9	466,2
16	201,4	204,0	667,1	463,1
18	207,1	210,2	667,8	457,6
20	212,4	215,9	668,5	452,6
24	221,8	226,2	669,2	443,0
28	230,0	235,4	669,5	434,1
32	237,4	243,7	669,6	425,9
36	244,2	251,3	669,1	417,8
40	250,3	258,4	669,0	410,6

сухости. Удаление частиц воды из пара называется сепарацией, а предназначенные для этой цели устройства внутри котла — сепарационными.

Применение влажного насыщенного пара нежелательно, так как при его перемещении по паропроводам возможны гидравлические удары влаги, скапливающейся в арматуре, закруглениях, паровых насосах, в пониженных местах паропроводов.

Сухим насыщенным паром называется насыщенный пар, полностью освобожденный от частиц воды. Перегретый пар получают в пароперегревателе, и его температура выше, чем температура насыщения при том же давлении. Чем выше температура перегрева, тем больше свойства пара приближаются к свойствам газов. Конден-

сируется перегретый пар только после снижения его температуры до температуры сухого насыщенного пара.

Энтальпия сухого насыщенного пара (табл. 1.9)

$$i'' = i + r, \qquad (1.38)$$

влажного насыщенного пара

$$i'' = i + xr, \qquad (1.39)$$

перегретого пара (табл. 1.10)

$$i_{\text{п. п}} = i'' + q_{\text{п}} = i'' + c_{p_m}(t_{\text{п}} - t_{\text{н}}), \qquad (1.40)$$

где i — удельная энтальпия кипящей воды, ккал/кг; r — скрытая (полная) теплота парообразования, ккал/кг; $q_{\text{п}}$ — теплота, затраченная на перегрев пара при p = const, ккал/кг; c_{p_m} — средняя массовая теплоемкость при p = = const, ккал/(кг·°С); $t_{\text{п}}$, $t_{\text{н}}$ — температура перегретого пара и сухого насыщенного пара заданного давления, °С.

Резкое снижение давления в паровом котле до атмосферного, которое может произойти в результате нарушения его прочности, вызывает снижение энтальпии,

Таблица 1.10

Энтальпия перегретого пара $i''_{\text{п. п}}$, ккал/кг

t, °С	Абсолютное давление, кгс/см²							
	2	5	10	15	20	25	30	40
140	656,5	—	—	—	—	—	—	—
160	666,3	661,1	—	—	—	—	—	—
180	676,0	671,8	663,7	—	—	—	—	—
200	685,6	682,1	675,6	668,1	—	—	—	—
220	695,2	692,3	686,9	680,9	674,2	—	—	—
240	704,5	702,3	697,7	692,8	687,4	681,5	675,1	—
260	714,1	712,2	708,3	704,4	699,7	694,9	689,8	678,3
280	723,8	721,5	718,7	715,1	711,3	707,3	703,1	694,8
300	733,4	731,9	728,9	725,8	722,5	719,1	715,6	708,0
320	743,1	741,4	739,1	736,3	733,4	730,5	727,4	720,9
340	753,1	751,7	749,2	746,7	744,2	741,5	738,9	733,2
360	762,9	761,6	759,4	757,1	754,8	752,5	750,1	745,7
380	772,7	771,5	769,5	767,4	765,3	763,3	761,2	756,0
400	782,6	781,5	779,7	777,8	775,9	774,0	772,1	768,1
420	792,5	791,5	789,8	788,1	786,4	784,6	782,9	779,3
440	802,5	801,6	800,0	798,5	796,8	795,2	793,6	790,3
460	812,6	811,7	810,2	808,8	807,3	805,9	804,3	801,3

освобождение значительного количества теплоты и мгновенное образование большого количества пара, приводящее к серьезным разрушениям котла.

Требования к воде, пару и конденсату. Качество используемой в котельной воды должно обеспечивать работу котлов, теплоиспользующего оборудования и тепловых сетей без коррозионных повреждений, отложений накипи, шлама и получение пара и горячей воды с содержанием в них вредных примесей, не превышающем допустимых значений. Технология обработки воды (химводоочистка) зависит от качества исходной воды и ее использования в котельной.

В тепловой схеме котельной различают воду: химически очищенную — прошедшую через установку водоподготовки; питательную — подаваемую в паровые котлы; котловую — заполняющую водяной объем парового котла; подпиточную — подаваемую для восполнения утечек в системе теплоснабжения или расхода воды при непосредственном водоразборе; продувочную — удаляемую из паровых котлов (содержащую шлам); конденсат — образовавшийся в пароводяных теплообменниках или возвращенный из теплопотребляющих установок, где теплоносителем является пар.

Показатели качества питательной воды паровых чугунных секционных и стальных котлов производительностью до 0,7 т/ч не должны превышать следующих значений [29]: жесткость, мкг-экв/кг — не более 200; кислород, мкг/кг — не более 100; углекислота, мг/кг — не более 10; сульфат натрия, мг/кг — не более 2; pH — не более 7.

Для паровых стационарных котлов с абсолютным давлением до 40 кгс/см² должны соблюдаться требования к качеству питательной воды и пара, изложенные в ГОСТ 20995—75 (табл. 1.11 и 1.12).

Допустимое содержание примесей в подпиточной воде в зависимости от температуры подогрева сетевой воды в установках источника теплоснабжения приведено в табл. 1.13 [38]. Качество воды систем горячего водоснабжения должно соответствовать требованиям, предъявляемым к питьевой воде (ГОСТ 2874—82. Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством).

Требования к качеству котловой воды приводятся в инструкциях заводов-изготовителей. В общем случае качество котловой воды определяется сухим остатком,

Таблица 1.11

Среднесуточные допустимые показатели качества питательной воды

Показатель	Абсолютное давление, кгс/см²		
	До 14	24	40
Содержание взвешенных частиц, мг/кг	5	5	Не допускается
Общая жесткость, мкг-экв/кг	15	10	5
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe), мкг/кг	300	100	50
Содержание соединений меди (в пересчете на Cu), мкг/кг	Не нормируется		10
Содержание растворенного кислорода, мкг/кг	30	20	20
pH (при $t = 25$ °C)	8,5—9,5		
Содержание свободной углекислоты, мкг/кг	Не допускается		
Содержание нитритов (в пересчете на NO_2), мкг/кг	Не нормируется		20
Содержание веществ, экстрагируемых эфиром (масла и др.), мг/кг	3	3	0,5

который должен быть не более, г/кг: для паровых котлов с одноступенчатым испарением без пароперегревателя — 3, то же с пароперегревателем — 1,5; с двухступенчатым испарением: чистый отсек — 1,5, внутрибарабанный солевой отсек — 5; выносимый солевой отсек — 10.

Таблица 1.12

Среднесуточные допустимые показатели насыщенного и перегретого пара

Показатель	Абсолютное давление, кгс/см²		
	До 14	24	40
Солесодержание (в пересчете на NaCl), мкг/кг	820	410	250
Солесодержание (в пересчете на Na_2SO_4), мкг/кг	1000	500	300
Содержание свободной углекислоты CO_2, мг/кг	20	20	20
Содержание свободного аммиака, мг/кг	Не допускается		

Примечания. 1. Для котлов без пароперегревателя допускается влажность пара до 1 %. 2. Содержание CO_2 с разрешения ведомственной головной организации допускается до 100 мг/кг.

Таблица 1.13

Допустимое содержание вредных примесей в подпиточной воде

Показатель	Температура подогрева воды, °C	
	76—100	101—200
Растворенный кислород, мг/кг	0,1	0,05
Взвешенные вещества, мг/кг	5	5
Карбонатная жесткость, мг-экв/кг	0,7	0,7
Остаточная общая жесткость, мг-экв/кг	0,1	0,05
Свободная углекислота	Должна отсутствовать	
pH	6,5—8,5	

Примечания. 1. Остаточная общая жесткость при использовании воды продувки котлов допускается в закрытых системах теплоснабжения. 2. Условная сульфатнокальциевая жесткость допускается при температуре нагрева воды 101—200 °C в пределах значений, исключающих выпадение из раствора $CaSO_4$. В соответствии с [25] значение pH в подпиточной воде должно быть не менее 7.

Качество возвращаемого потребителями конденсата принимается следующим [38]: общая жесткость — не более 50 мкг/кг; содержание масел — не более 10 мг/кг; продукты коррозии стали в пересчете на Fe — не более 0,5 мг/кг; кремневая кислота SiO_2 — не более 0,15 мг/кг (для котлов с давлением пара 100 кгс/см² и более).

Температура возвращаемого конденсата для закрытых систем не нормируется, а для открытых принимается не менее 95 °C. Превышение примесей и возврат конденсата с температурой ниже 95 °C допускается при обосновании.

Очистку производственного конденсата следует предусматривать при загрязнениях не более, мг/л: взвешенные вещества — 300; соединения железа — 70; масла — 20; смолы — 2; фенолы, бензолы, нафталины (суммарно) — 10 [40].

1.8. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ГАЗОВОГО ТОПЛИВА

Состав газового топлива. Все виды газового топлива подразделяются на природные и искусственные. К первым относятся газы природных месторождений и попутные газы газонефтяных месторождений. К искусственным относятся коксовый, сланцевый и другие газы, получаемые путем переработки твердых топлив, а также газы, получаемые при переработке нефти.

Газовое топливо представляет собой смесь горючих и негорючих (балластных) газов. Горючими являются предельные и непредельные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан, этилен и др.), водород, оксид углерода; негорючими — азот, углекислый газ, кислород (содержащийся в небольших количествах в искусственных газах). В некоторых видах газового топлива содержится горючая, но вредная примесь — сероводород.

Требования к газовому топливу. К качеству природных топливных газов предъявляются следующие требования (ГОСТ 5542—78. Газы природные топливные для коммунально-бытового назначения):

1) число Воббе ($Wo_н$), кДж/м³ (ккал/м³), должно быть в пределах 39 400—52 000 (9850—13 000) (по ГОСТ 21204—83 для промышленных горелок $Wo_н = 36\,200 \div 58\,600$);

2) допускаемое отклонение числа Воббе от номинального значения 5 %;

3) масса меркаптановой серы в 1 м³, г, не более 0,036;

4) масса сероводорода в 1 м³, г, не более 0,02;

5) масса механических примесей в 1 м³, г, не более 0,001;

6) объемная доля кислорода, %, не более 1;

7) интенсивность запаха при объемной доле 1 % газов в воздухе, баллы, не менее 3.

Число Воббе низшее $Wo_н$ или высшее $Wo_в$ является критерием, связывающим теплоту сгорания и относительную плотность газового топлива:

$$Wo_н = Q_н/\sqrt{\rho_{отн}}; \quad Wo_в = Q_в/\sqrt{\rho_{отн}}, \qquad (1.41)$$

где $Q_н$, $Q_в$ — низшая и высшая теплота сгорания данного газа, ккал/м³; $\rho_{отн}$ — относительная плотность газа, кг/м³.

Физические свойства газового топлива. Удельная теплота сгорания — количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы объема (или массы) газа, ккал/м³ (ккал/кг). Различают низшую теплоту сгорания $Q_н$ — если водяные пары, образующиеся при сгорании, будут находиться в парообразном состоянии (теплота парообразования не используется), и высшую теплоту сгорания $Q_в$ — если водяные пары сконденсируются (теплота парообразования использована).

Таблица 1.14

Основные теплотехнические свойства горючих газов

Газ	Теплота сгорания, ккал/м³		Жаропроизводительность, °С	Наиболее низкая температура воспламенения, °С	Пределы воспламенения, об. %		Скорость распространения пламени, м/с
	$Q_н$	$Q_в$			нижний	верхний	
Ацетилен	13 386	13 855	2620	335	2,5	80	—
Водород	2 580	3 040	2235	510	4	75	4,83
Оксид углерода	3 016	3 016	2370	610	12,5	74	1,25
Метан	8 570	9 510	2043	545	5	15	0,67
Этан	15 370	16 790	2097	530	3,2	12,5	0,85
Пропан	22 260	24 170	2110	504	2,3	9,5	0,83
Бутан	29 510	31 960	2118	430	1,9	8,5	0,82
Пентан	37 410	40 430	2119	—	1,4	7,8	0,82
Этилен	14 110	15 050	2284	510	3	16	1,42
Пропилен	20 550	21 960	2224	455	2,4	10	—
Бутилен	27 120	29 000	2203	440	1,7	9,0	—
Природный	8 500	9 500	2040	560	5	15	—
Попутный	12 000	15 000	2080	—	2	9	—
Коксовый	4 300	4 700	2120	640	5	35	1,7
Сланцевый	3 900	4 300	1980	700	5	40	1,3

Примечание. Для сложных газов приведенные значения теплоты сгорания являются усредненными.

Теплоту сгорания топлива определяют калориметром, а если известен его состав, то теплоту сгорания сухого газового топлива подсчитывают по формулам:

$$Q_в = 30{,}16CO + 30{,}45H_2 + 94{,}96CH_4 + 166{,}4C_2H_6 + 236{,}8C_3H_8 + 306{,}9C_4H_{10} + 377{,}2C_5H_{12} + 150{,}5C_2H_4 + 219{,}6C_3H_6 + 290{,}0C_4H_8; \qquad (1.42)$$

$$Q_н = 30{,}16CO + 25{,}76H_2 + 85{,}58CH_4 + 152{,}3C_2H_6 + 218{,}0C_3H_8 + 283{,}54C_4H_{10} + 349{,}0C_5H_{12} + 141{,}1C_2H_4 + 205{,}5C_3H_6 + 271{,}2C_4H_8, \qquad (1.43)$$

где CO, H_2, CH_4 и т. д. — содержание отдельных составляющих в газовом топливе, об. %.

Коэффициенты слагаемых в приведенных формулах представляют собой значения соответственно высшей и низшей теплоты сгорания отдельных компонентов газового топлива (табл. 1.14), помноженные на 0,01.

Разница между $Q_в$ и $Q_н$ соответствует (приблизительно) 600 ккал на 1 кг или 470 ккал на 1 м³ водяных паров, образующихся при сгорании топлива (разд. 1.9).

В СССР теплотехническую оценку эффективности сжигания топлива обычно принято вести по низшей теплоте сгорания. Работу установок, в которых вода нагревается при непосредственном контакте с продуктами сгорания (контактные котлы и экономайзеры), следует оценивать только по высшей теплоте сгорания.

При определении нормативных и фактических расходов топлива пользуются понятием условного топлива, теплота сгорания которого равна 7000 ккал/кг. Количество газового топлива в натуральном выражении пересчитывают в условное, умножая на топливный эквивалент, равный $Э_т = Q_н/7000$.

Жаропроизводительность t_{max} — максимальная температура, развиваемая при полном сгорании сухого топлива в теоретически необходимом для горения количестве воздуха при условии, что выделившаяся теплота расходуется на нагрев образовавшихся продуктов сгорания. Расход теплоты на диссоциацию CO_2 и H_2O, вызванный высокой температурой горения, не учитывается. Температура газового топлива и воздуха, участвующих в горении, равна 0 °С.

Жаропроизводительность определяют по формуле

$$t_{max} = Q_н/(\sum V c_{0-t_{max}}), \qquad (1.44)$$

где V — объемы компонентов продуктов полного сгорания, м³/м³; $c_{0-t_{max}}$ — средняя теплоемкость отдельных компонентов в интервале температур от 0 до t_{max}, ккал/(м³·°С).

Жаропроизводительность газового топлива зависит от его состава и содержания балластных газов, наличие которых вызывает уменьшение теплоты сгорания при одновременном увеличении объема продуктов сгорания, что приводит к уменьшению t_{max}.

Жаропроизводительность газов приведена в табл. 1.14. В теплотехнических расчетах, учитывая содержание в воздухе водяных паров, принимают величину t'_{max}, которая меньше t_{max} примерно на 30 °С.

Калориметрическая температура горения — температура, определяемая без учета диссоциации CO_2 и H_2O, но с учетом фактической начальной температуры газа и воздуха. Жаропроизводительность

является частным случаем калориметрической температуры.

Теоретическая температура горения — максимальная температура, определяемая с учетом диссоциации CO_2 и H_2O, при $\alpha = 1$.

Расчетная (действительная) температура горения — максимальная температура, достигаемая в реальных условиях в наиболее нагретой точке горящего факела. Определяется с учетом диссоциации CO_2 и H_2O, действительного расхода воздуха, а также температуры газа и воздуха.

Температура воспламенения — минимальная температура газовоздушной смеси, при которой начинается самопроизвольный процесс горения (цепная реакция) за счет выделения теплоты горящими частицами газа.

Воспламенение газовоздушной смеси может быть вызвано двумя способами: нагревом до температуры воспламенения (самовоспламенения) и применением внешних источников зажигания (запального пламени, электрических искр, высоконагретых тел). Первый из указанных способов используют в двигателях внутреннего сгорания, где необходимый нагрев газовоздушной смеси может быть достигнут путем быстрого ее сжигания до необходимого давления. Второй способ применяют при сжигании газа с помощью горелок.

Температура воспламенения не является физической константой, т. е. строго определенной величиной, а зависит от состава, степени перемешивания и давления газовоздушной смеси, размеров и формы емкости, заполненной этой смесью, и других факторов. Примерные (наиболее низкие измеренные) температуры воспламенения приведены в табл. 1.14. В соответствии с ГОСТ 5542—78 температура воспламенения газового топлива должна быть не менее 450 °С. Чтобы начался процесс горения, температура поджигающего источника должна быть значительно выше, чем температура воспламенения.

Пределы воспламенения. Воспламенение и дальнейшее самопроизвольное горение газовоздушной смеси возможно только при определенных соотношениях газа и воздуха. Нижний и верхний пределы воспламенения — минимальное и максимальное содержание газа в смеси, в пределах которых происходит воспламенение газовоздушной смеси (табл. 1.14).

Если содержание газа в газовоздушной смеси меньше нижнего предела воспламенения, то такая «бедная» смесь самостоятельно гореть не может, так как выделяющейся вблизи источника зажигания теплоты недостаточно для подогрева соседних слоев смеси до температуры воспламенения. Если содержание газа больше верхнего предела воспламенения, то количество воздуха в смеси оказывается недостаточным для полного сгорания газа.

Для газового топлива, не содержащего балласта, пределы воспламенения смеси газов нижний $П^{н}_{см}$ (или верхний $П^{в}_{см}$) определяют по формуле Ле Шателье:

$$П^{н\,(в)}_{см} = \frac{100}{a/A + b/B + c/C}, \qquad (1.45)$$

где a, b, c ... — содержание отдельных горючих компонентов смеси, об. %; A, B, C ... — нижние и верхние пределы воспламенения соответствующих компонентов, %.

Газовоздушная смесь, в которой содержание газа находится между нижним и верхним пределами воспламенения, является взрывоопасной. Чем шире диапазон пределов воспламенения (называемых также пределами взрываемости) и ниже нижний предел, тем более взрывоопасен газ.

Скорость горения (распространения пламени) — скорость, с которой элемент фронта пламени распространяется относительно свежей смеси. Зависит от состава, температуры и давления смеси, соотношения газа и воздуха (кислорода), в смеси, содержания в ней балластных примесей, характера движения (неподвижно, ламинарно или турбулентно движущаяся смесь), диаметра фронта пламени. Определяет одно из основных условий надежной эксплуатации — устойчивость горения газа без проскока, отрыва или срыва факела (разд. 5.1, 5.2).

Наибольшей скоростью горения характеризуется водород, наименьшей — метан. Приведенные в табл. 1.14 скорости горения определены при движении смеси в трубке ∅ 25 мм (при 0 °С). При ламинарном (спокойном параллельноструйном) выходе смеси из горелки фронт пламени стабилизирован, если скорость движения смеси соответствует скорости горения. При турбулентном (хаотическом, смесительном) истечении смеси фронт пламени становится разорванным, состоящим из отдельных очагов. В этом случае скорость горения резко возрастает в зависимости от аэродинамических свойств потока.

Таблица 1.15

Физиологическое воздействие различных концентраций газов во вдыхаемом воздухе на организм человека

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	1,25	Через 1 ч головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20—30 мин смертельное отравление
	1,0	12,50	Через 1—2 мин очень сильное или смертельное отравление
Сероводород	0,01—0,015	0,15—0,23	Через несколько часов легкое отравление
	0,02	0,31	Через 5—8 мин сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1—0,3	1,54—4,62	Быстрое смертельное отравление
Сернистый	0,001—0,002	0,029—0,058	При длительном воздействии раздражение горла и кашель
	0,05	1,46	Кратковременное воздействие опасно для жизни
Оксиды азота	0,006	0,29	При кратковременном воздействии раздражение горла
	0,010	0,48	Продолжительное воздействие опасно для жизни
	0,025	1,20	При кратковременном воздействии смертельное отравление

Токсичность газового топлива — способность вызывать отравления человека (животного) при вдыхании вредных компонентов, содержащихся в нем или в продуктах неполного сгорания. Наиболее токсичным является оксид углерода, значительное количество которого имеется в искусственных газах. Оксид углерода препятствует усвоению кислорода красными кровяными шариками. Углекислый газ не ядовит; в малых концентрациях возбуждает дыхательный центр, а в больших — ухудшает его состояние. Сильное вредное воздействие оказывают сероводород, оксиды серы и азота (табл. 1.15). Метан и другие углеводородные газы не ядовиты, но вдыхание их вызывает головокружение, а значительное содержание в воздухе приводит к удушью из-за недостатка кислорода.

Действующие санитарные нормы допускают содержание в воздухе производственных помещений, к которым относятся и котельные, следующих предельно-допустимых

концентраций (ПДК) вредных примесей, мг/л: оксид углерода — 0,02, сероводород — 0,01, сернистый газ — 0,01, оксиды азота (в пересчете на NO_2) — 0,005.

Одоризация — насыщение газового топлива сильно пахнущим веществом (одорантом) для возможности обнаружения его в воздухе по запаху. Наиболее часто в качестве одоранта применяют этилмеркаптан (C_2H_5SH). По действующим нормам содержание одоранта должно быть таким, чтобы запах его ощущался при наличии в воздухе 1/5 нижнего предела воспламенения (для природных газов 1 %). При одоризации искусственных газов исходят из условий их токсичности.

Коррозионная способность газов. Некоторые газы (кислород, углекислый газ, оксид углерода, сероводород и др.) вызывают коррозию металла в результате химических и электрохимических процессов. Особенно опасны кислородная и сернокислотная коррозии, происходящие при низких температурах. При конденсации водяных паров, содержащихся в отходящих газах, кислород взаимодействует с металлом непосредственно, а сернистый газ и вода образуют сернистую кислоту.

Влажность газового топлива. Содержание водяных паров в газовом топливе зависит от условий его получения, транспорта и хранения. Насыщение газового топлива водяными парами может происходить также за счет воды, оставшейся после монтажа газопроводов. При низких температурах водяные пары конденсируются и могут образовать ледяные или снеговые пробки в газопроводе, особенно в наружных участках. Углеводороды образуют с водой кристаллогидраты, которые также приводят к закупорке газопроводов. Наличие водяных паров приводит к коррозии газопроводов и газового оборудования, а также к обмерзанию регуляторов, в которых происходит снижение давления (дросселирование).

Характеристики влажности газового топлива (абсолютная и относительная влажность) аналогичны понятиям и величинам для воздуха (разд. 1.6).

1.9. ОБЪЕМНЫЕ СООТНОШЕНИЯ ГОРЕНИЯ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА

Горение топлива — процесс соединения его горючих составляющих с кислородом, сопровождающийся выделением теплоты. Объем воздуха, необходимого для

Таблица 1.16

Объемные соотношения воздуха и продуктов сгорания при сжигании 1 м³ различных газов, м³/м³

Газ	Уравнение горения	Расход воздуха	Продукты сгорания			$V_{п.с}/V_{исх}$
			CO_2'	H_2O'	N_2'	
Водород	$H_2 + 0{,}5O_2 = H_2O$	2,38	Нет	1	1,88	0,85
Оксид углерода	$CO + 0{,}5O_2 = CO_2$	2,38	1	Нет	1,88	0,85
Метан	$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$	9,52	1	2	7,52	1,00
Этан	$C_2H_6 + 3{,}5O_2 = 2CO_2 + 3H_2O$	16,66	2	3	13,16	1,03
Пропан	$C_3H_8 + 5O_2 = 3CO_2 + 4H_2O$	23,80	3	4	18,80	1,04
Бутан	$C_4H_{10} + 6{,}5O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	30,94	4	5	24,44	1,05
Пентан	$C_5H_{12} + 8O_2 = 5CO_2 + 6H_2O$	38,08	5	6	30,08	1,06
Этилен	$C_2H_4 + 3O_2 = 2CO_2 + 2H_2O$	14,28	2	2	11,28	1,00
Пропилен	$C_3H_6 + 4{,}5O_2 = 3CO_2 + 3H_2O$	21,42	3	3	16,92	1,02
Бутилен	$C_4H_8 + 6O_2 = 4CO_2 + 4H_2O$	28,56	4	4	22,56	1,03
Пентилен	$C_5H_{10} + 7{,}5O_2 = 5CO_2 + 5H_2O$	35,70	5	5	28,20	1,04

горения, определяется химическими реакциями с учетом того, что соотношение кислорода и азота в воздухе округленно принимают равным 21 : 79 или 1 : 3,76, т. е. 1 м³ кислорода содержится в 4,76 м³ воздуха. Объемные соотношения реакций горения отдельных газов приведены в табл. 1.16. Для углеводородных газов эти соотношения выражаются общим равенством

$$C_mH_n + (m + n/4)(O_2 + 3{,}76N_2) = mCO_2 + (n/2)H_2O + (m + n/4)3{,}76N_2, \quad (1.46)$$

где m и n — число атомов углерода и водорода в соединении.

Стехиометрические смеси — газовоздушные (газокислородные) смеси, в которых объемы газа и воздуха (кислорода) точно соответствуют приведенным в табл. 1.16 формулам.

Теоретически необходимый объем сухого воздуха для сгорания 1 м³ газового топлива с учетом кислорода, содержащегося в самом топливе, определяют по формуле

$$V_0 = 0{,}0476\,(0{,}5H_2 + 0{,}5CO + 2CH_4 + 3{,}5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6{,}5C_4H_{10} + 8C_5H_{12} + 3C_2H_4 + 4{,}5C_3H_6 + 6C_4H_8 + 7{,}5C_5H_{10} - O_2). \quad (1.47)$$

Коэффициент избытка воздуха α — отношение фактического объема воздуха, участвовавшего в горении, $V_ф = V_0 + V_{изб}$ к теоретически необходимому:

$$\alpha = V_ф/V_0 = (V_0 + V_{изб})/V_0. \quad (1.48)$$

На практике коэффициент избытка воздуха определяют по данным анализа продуктов сгорания по формуле *

$$\alpha = \frac{N_2'}{N_2' - 3{,}76\,(O_2' - 0{,}5CO' - 0{,}5H_2' - 2CH_4')}, \quad (1.49)$$

а при полном сгорании топлива по формуле

$$\alpha = \frac{N_2'}{N_2' - 3{,}76O_2'}. \quad (1.50)$$

При сжигании газа, содержащего более 5 % азота N_2, коэффициент α определяют по формуле

$$\alpha = \frac{N_2' - N_2/V_{с.г}}{N_2' - N_2/V_{с.г} - 3{,}76\,(O_2' - 0{,}5CO - 0{,}5H_2' - 2CH_4')}. \quad (1.51)$$

Объем сухих продуктов сгорания. При $\alpha > 1$ объем сухих продуктов сгорания определяют исходя из баланса углерода в газовом топливе и в образовавшихся продуктах сгорания:

$$V_{с.г}' = \frac{CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + \cdots}{CO_2' + CO + CH_4'}. \quad (1.52)$$

Объемы отдельных компонентов продуктов сгорания, если известно их содержание (в процентах), определяют по формулам:

$$V_{CO_2'} = 0{,}01V_{с.г}'CO_2';$$
$$V_{O_2''} = 0{,}01V_{с.г}'O_2'. \quad (1.53)$$

* Здесь и далее обозначения компонентов продуктов сгорания и отходящих газов даны со знаком ′.

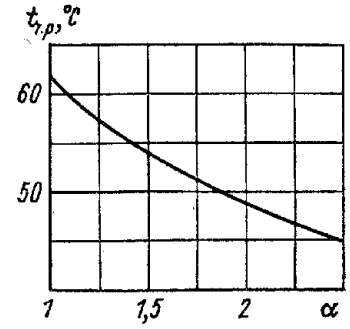


Рис. 1.2. Зависимость точки росы $t_{т.р}$ продуктов сгорания от коэффициента избытка воздуха α.

Объем водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания при $\alpha = 1$, определяют по формуле

$$V_{в.п}' = 0{,}01\,[H_2 + 2CH_4 + 3C_3H_6 + \cdots + 0{,}124\,(d_г + d_в V_0)], \quad (1.54)$$

где $d_г$, $d_в$ — абсолютная влажность газового топлива и воздуха, г/м³.

Значение $d_в$ можно принимать равным 10—14 г/м³, что соответствует температуре воздуха 20—25 °С и относительной влажности 50—70 %. Доля водяных паров газового топлива в общем объеме продуктов сгорания незначительна.

При $\alpha > 1$ объем водяных паров в продуктах сгорания определяют по формуле (1.52), но их объем, поступающий с воздухом, подсчитывают с учетом коэффициента избытка воздуха, т. е. последний член формулы будет иметь вид $d_в V_0 \alpha$.

При сгорании 1 м³ природного газа образуется более 1500 г водяных паров, т. е. примерно 160 г на 1 м³ продуктов сгорания при $\alpha = 1$, что соответствует точке росы 60—64 °С. Снижение температуры отходящих газов ниже точки росы приводит к образованию конденсата, вызывающего коррозию хвостовых поверхностей нагрева. На рис. 1.2 приведена зависимость точки росы отходящих газов при сжигании природного газа от коэффициента избытка воздуха.

В теплотехнических расчетах, связанных с процессом горения, важной характеристикой является величина $CO_{2\,max}$, показывающая максимальное содержание углекислого газа в сухих продуктах сгорания при условии,

что объем воздуха равен теоретически необходимому:

$$CO_{2max} = V_{CO_2'} \cdot 100 / V'_{с.г.} \qquad (1.55)$$

Например, при сгорании метана (табл. 1.16)

$$CO_{2max} = 1 \cdot 100 : (1 + 7{,}52) = 11{,}75\ \%.$$

CO_{2max} можно определить по данным анализа продуктов сгорания: при неполном сгорании

$$CO_{2max} = \frac{CO_2' + CO' + CH_4'}{100 - 4{,}76\,(O_2' - 0{,}4CO' - 0{,}2H_2' - 1{,}6CH_4')}; \qquad (1.56)$$

при полном сгорании

$$CO_{2max} = CO_2'/(100 - 4{,}76O_2'). \qquad (1.57)$$

Глава 2
ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНЫХ

2.1. ТРЕБОВАНИЯ К ЗДАНИЯМ И ПОМЕЩЕНИЯМ ГАЗИФИЦИРОВАННЫХ КОТЕЛЬНЫХ И ГРП

2.1.1. Характеристика котельных. По назначению котельные с котлами, давление пара в которых не превышает 40 кгс/см^2, а температура воды не более 200 °С, подразделяют на следующие группы: отопительные — для обеспечения теплотой систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения; отопительно-производственные — для обеспечения теплотой систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологического теплоснабжения; производственные — для технологического теплоснабжения.

По размещению котельные подразделяют на отдельно стоящие, пристроенные к зданиям другого назначения, встроенные в здания другого назначения, независимо от этажа размещения.

Здания и помещения котельных, а также ГРП должны удовлетворять определенным требованиям в соответствии с их классификацией: по взрывной и пожарной опасности, огнестойкости строительных конструкций, опасности при применении в них электрооборудования.

Потребителей по надежности теплоснабжения делят на две категории. К первой категории относятся потребители, нарушение теплоснабжения которых связано с опасностью для жизни людей или с повреждением технологического оборудования, массовым браком продукции. Ко второй категории относятся все остальные потребители. Перечень потребителей первой категории утверждают союзные и союзно-республиканские ведомства по согласованию с Госпланом СССР и Госстроем СССР.

Котельные по надежности отпуска теплоты потребителям делятся на две категории. К первой категории относятся котельные, являющиеся единственным источником системы теплоснабжения и обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников теплоты; ко второй категории — все остальные котельные.

В котельных производительностью более 20 Гкал/ч, для которых основным топливом установлено газовое, должно предусматриваться резервное топливо — топочный мазут. В котельных производительностью менее 20 Гкал/ч резервное топливо не предусматривается; для таких котельных, отнесенных к первой категории по надежности, необходимость и вид резервного топлива устанавливаются в соответствии с действующим порядком (разд. 7.1). При переводе на газовое топливо котлов, оборудованных камерными топками для сжигания твердого топлива, в качестве резервного должно сохраняться твердое топливо.

Для котельных первой категории, предназначенных для работы только на газовом топливе, подвод газа от ГРП (ГРУ) до котлов должен предусматриваться по двум газопроводам.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения Правила устройства электроустановки (ПУЭ) разделяют токоприемники на следующие три категории: I категория — электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства; II категория — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей; III категория — все остальные приемники, не подходящие под определение I и II категорий.

В котельных второй категории по надежности отпуска теплоты с водогрейными котлами единичной производительностью более 10 Гкал/ч электродвигатели сетевых и подпиточных насосов относятся по условиям надежности электроснабжения к I категории.

2.1.2. Взрывная и пожарная опасность помещений. По взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности производства в зависимости от применяемых в них горючих газов, жидкостей и негорючих веществ и материалов разделяют на следующие категории (СНиП II-90—81).

Категория А. Горючие газы с нижним концентрационным пределом взрываемости (воспламенения) 10 % и менее объема воздуха, жидкости с температурой вспышки до 28 °С включительно, если из указанных газов и жидкостей могут образоваться взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5 % объема воздуха в помещении; вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом.

Категория Б. Горючие газы с нижним концентрационным пределом взрываемости более 10 % объема воздуха; жидкости с температурой вспышки паров выше 28 до 61 °С включительно;

жидкости, нагретые в условиях производства до температуры вспышки и выше; горючие пыли или волокна с нижним пределом взрываемости 65 г/м³ и менее, если из указанных газов, жидкостей и пылей могут образоваться взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5 % объема воздуха в помещении.

Категория В. Жидкости с температурой вспышки выше 61 °С; горючие пыли или волокна с нижним пределом взрываемости более 65 г/м³; твердые сгораемые вещества и материалы; вещества, способные при взаимодействии с водой, воздухом или друг с другом только гореть.

Категория Г. Несгораемые вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистой теплоты, искр и пламени; твердые вещества, жидкости и газы, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

Категория Д. Несгораемые вещества и материалы в холодном состоянии.

Категория Е. Горючие газы, не имеющие жидкой фазы, и взрывоопасные пыли в таком количестве, при котором из них могут образоваться взрывоопасные смеси в превышающем 5 % объема воздуха в помещении и в котором по условиям технологического процесса возможен только взрыв (без последующего горения); вещества, способные взрываться (без последующего горения) при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом.

2.1.3. Противопожарные характеристики зданий. Здания, сооружения и конструкции в противопожарном отношении характеризуются группой возгораемости, пределом огнестойкости, степенью огнестойкости.

По возгораемости строительные конструкции и материалы делят на три группы: несгораемые, трудносгораемые, сгораемые. К несгораемым относятся все естественные и искусственные неорганические материалы, применяемые в строительстве, металлы, гипсовые и гипсоволокнистые плиты при содержании в них органической массы до 8 мас. %, минераловатные плиты на синтетической, крахмальной или битумной связке при содержании ее до 6 мас. %. К трудносгораемым относятся материалы, состоящие из несгораемых и сгораемых составляющих. К сгораемым относятся все органические материалы, не отвечающие требованиям, предъявляемым к указанным выше материалам.

По огнестойкости строительные конструкции делят на пять степеней (СНиП II-2—80). Степень огнестойкости зданий и сооружений определяется пределами огнестойкости основных строительных конструкций и максимальными пределами распространения огня по этим конструкциям (табл. 2.1).

2.1.4. Классификация помещения по ПУЭ. Согласно ПУЭ (гл. 7.3) помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси, называется взрывоопасной зоной. Ниже приводится классификация взрывоопасных зон различных классов применительно к горючим газам.

Зона класса В-1. Зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легковоспламеняющихся жидкостей в таком количестве, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы.

Таблица 2.1

Минимальные пределы огнестойких строительных конструкций, ч (в числителе), и максимальные пределы распространения огня по ним, см (в знаменателе)

Конструкция	Степень огнестойкости						
	I	II	III	IIIa	IIIб	IV	IVa
Стены несущие и лестничных клеток	2,5 / 0	2 / 0	2 / 0	1 / 0	1 / 40	0,5 / 40	0,5 / 40
Стены самонесущие	1,25 / 0	1 / 0	1 / 0	0,5 / 0	0,5 / 40	0,25 / 40	0,25 / 40
Стены наружные и внутренние ненесущие	0,5 / 0	0,25 / 0	0,25 / 0	0,25 / 40	0,25 / 40	0,25 / 40	0,25 / Н. н.
Лестничные площадки, марши, косоуры	1 / 0	1 / 0	1 / 0	1 / 0	0,75 / 0	0,25 / 25	0,25 / 0
Колонны	2,5 / 0	2 / 0	2 / 0	0,25 / 0	1 / 40	0,5 / 40	0,25 / 0
Плиты, настилы и другие несущие конструкции перекрытий	1 / 0	0,75 / 0	0,75 / 25	0,25 / 0	0,75 / 25	0,25 / 25	0,25 / 0
Элементы покрытий: плиты, настилы, прогоны	0,5 / 0	0,25 / 0	Н. н.	0,25 / 25	0,25 / 0	Н. н.	0,25 / Н. н.
Балки фермы	0,5 / 0	0,25 / 0	Н. н.	0,25 / 0	0,75 / 40	Н. н.	0,25 / 0

Примечания. 1. Для степени стойкости V минимальные пределы огнестойкости не нормируются (н. н.). 2. Противопожарные стены (брандмауэры) должны иметь минимальный предел огнестойкости, ч: 1-го типа — 2,5; 2-го типа — 0,75.

В-1а. Зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси газов с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

В-1б. Зоны, расположенные в помещениях, аналогичные классу В-1а, но отличающиеся тем, что горючие газы обладают нижним концентрационным пределом воспламенения 15 % и более и резким запахом при предельно-допустимых концентрациях. К классу В-1б относятся также зоны лабораторных и других помещений, в которых горючие газы и легковоспламеняющиеся жидкости имеются в небольших количествах, недостаточных для создания взрывоопасной смеси в объеме, превышающем

5 % свободного объема помещения, и в которых работа с горючими газами и жидкостями производится без применения открытого пламени.

В-1г. Пространства у наружных установок, содержащих горючие газы или легковоспламеняющиеся жидкости (надземные и подземные резервуары, открытые нефтеловушки и др.).

2.1.5. Требования к зданиям и помещениям газифицированных котельных. Здания и помещения котельных с котлами, работающими на газовом топливе, не являются взрывоопасными. Независимо от этажа размещения котельный зал, помещения дымососов и деаэраторов должны соответствовать категории Г по пожароопасности и быть не ниже II степени по огнестойкости. При определенных климатических условиях допускается установка котлов в котельных полуоткрытого и открытого типа.

Не допускается пристройка котельных, независимо от используемого в них топлива, к жилым зданиям и зданиям детских яслей-садов, общеобразовательных школ, больниц и поликлиник, санаториев, учреждений отдыха, пионерских лагерей, а также устройство котельных, встроенных в здания указанного назначения. Не допускается размещать встроенные котельные под помещениями общественного назначения (фойе и зрительные залы, торговые помещения, классы и аудитории учебных заведений, залы столовых и ресторанов, душевые и т. п.) и под складами горючих материалов.

Для котельных, пристроенных к производственным зданиям промышленных предприятий, производительность отдельных котлов и котельной, а также параметры теплоносителя не нормируются. Котельная должна быть отделена от производственного помещения противопожарной стеной с пределом огнестойкости не менее 4 ч. Имеющаяся в этой стене дверь должна открываться в сторону котельной. Устройство каких-либо помещений непосредственно над котлами не допускается.

Для котельных, встроенных в производственные здания, при применении котлов с давлением пара до 1,7 кгс/см^2 и температурой воды до 115 °С производительность котлов не нормируется. При параметрах выше указанных допускается установка котлов: прямоточных производительностью не более 4 т/ч каждый; водогрейных производительностью не более 2,5 Гкал/ч и не имеющих барабанов; паровых котлов, удовлетворяющих (каждый) условию

$$(t - 100)\, V \leqslant 100, \qquad (2.1)$$

где t — температура насыщенного пара при рабочем давлении, °С; V — водяной объем котла, м^3.

В производственных помещениях, примыкающих к жилым помещениям, но отделенных от них капитальными стенами, допускается установка паровых котлов, у которых

$$(t - 100)\, V \leqslant 5, \qquad (2.2)$$

где t — температура жидкости при рабочем давлении, °С.

Стены и междуэтажные перекрытия, отделяющие встроенные котельные от основного здания, должны быть парогазонепроницаемыми.

На каждом этаже котельного помещения должно быть не менее двух выходов, расположенных в противоположных сторонах помещения. Допускается устройство одного выхода, если площадь этажа меньше 200 м^2 и имеется выход на наружную пожарную лестницу, а в одноэтажных котельных — при длине помещения по фронту котлов не более 12 м. Выходные двери из котельного помещения должны открываться наружу. Выходом считается как непосредственный выход наружу, так и выход через лестничную клетку или тамбур.

Подсобные помещения котельных должны быть отделены от котельного зала стеной с плотно закрывающейся дверью, которая должна открываться в сторону котельного зала.

Если дымосос установлен в отдельном помещении, то это помещение должно быть оборудовано постоянно действующей вентиляцией. Стены, примыкающие к другим помещениям, должны быть герметичными.

Устройство чердачных перекрытий над котлами не допускается. Уровень пола котельной не должен быть ниже уровня территории, прилегающей к зданию котельной, и должен иметь легко отмываемое покрытие. Стены внутри котельной должны быть гладкими, окрашены в светлые тона или облицованы светлым кафелем или стеклянными плитками.

Расстояние от выступающих частей газовых горелок или арматуры в котельной до стены или других частей здания и оборудования должно быть не менее 1 м, а для котлов, расположенных друг против друга, проход между горелками — не менее 2 м. Если перед фронтом котла установлен вентилятор, насос или тепловой щит, ширина свободного прохода должна быть не менее 1,5 м.

При боковом обслуживании котлов ширина бокового прохода должна быть не менее 1,5 м для котлов производительностью до 4 т/ч и не менее 2 м для котлов производительностью 4 т/ч и более. При отсутствии бокового обслуживания ширина бокового прохода, а также расстояние между котлами и задней стеной котельной должно быть не менее 1 м. Ширина прохода между выступающими из обмуровки частями котлов (каркасы, трубы и т. п.), а также между частями котла и частями здания (колонны, лестницы), рабочими площадками и т. п. должна быть не менее 0,7 м.

Рабочие, переходные площадки и лестницы должны иметь перила высотой не менее 0,9 м со сплошной обшивкой понизу не менее 100 мм. Площадки и ступени могут быть выполнены из просечно-вытяжного листа, рифленой листовой стали, листа с негладкой поверхностью, сортовой или полосовой (на ребро) стали с просветом размером не более 30×30 мм.

Для встроенных котельных допускается расположение маршей лестничных клеток в габаритах общих лестничных клеток, если эти марши отделены от остальной части лестничной клетки несгораемыми перегородками и перекрытиями с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

Газифицированные до 1976 г. встроенные в жилые и общественные здания котельные должны иметь самостоятельный выход, не связанный с выходом из других помещений. Такие котельные должны быть отделены от смежных помещений парогазонепроницаемыми стенами и перекрытием с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Котлы должны иметь давление до 1,7 кгс/см^2 или температуру воды не выше 115 °С. Котельные должны снабжаться газом от сетей низкого давления.

Все котельные должны быть обеспечены средствами пожаротушения по нормам госпожнадзора. Помещения котельной нельзя загромождать какими-либо материалами или предметами, а все проходы и выходы из котельной должны быть свободными. В целях надежной охраны в котельной по согласованию с местным органом госгортехнадзора на двери может быть установлен внутренний запор, а к рабочему месту должна быть проведена звуковая сигнализация для вызова дежурного персонала.

Газорегуляторные установки (ГРУ) размещают в котельной вблизи от ввода газопровода в котельном зале или в смежном помещении, соединенном с ним открытым

проемом. Оборудование и приборы ГРУ должны быть защищены от механических повреждений и от воздействия сотрясений и вибраций, а место размещения ГРУ освещено. Оборудование ГРУ, к которому возможен доступ лиц, не связанных с эксплуатацией газового хозяйства, должно иметь ограждение из несгораемых материалов. Расстояние между оборудованием или ограждением и другими сооружениями должно быть не менее 0,8 м. Ограждение ГРУ не должно препятствовать проведению ремонтных работ.

Для котлов, работающих на разных режимах давления газа и расположенных в одном или разных помещениях котельной, должны быть предусмотрены отдельные ГРУ.

2.1.6. Освещение и электрооборудование котельных. Размещение и площадь оконных проемов должны соответствовать условиям естественной освещенности. Для снижения взрывного давления при взрыве в котельном зале поверхность остекления должна быть не менее 30 % площади одной из наибольших наружных стен. Применение для остекления армированного стекла не допускается.

Электрическое освещение котельных может быть обычного исполнения. В отопительных котельных, встроенных в здания, кроме основного элетроосвещения в нормальном исполнении следует предусматривать не менее одного светильника во взрывозащищенном исполнении с самостоятельной электропроводкой и размещенными вне помещения выключателем и предохранителем.

Освещенность основных рабочих мест должна быть не ниже следующих норм, лк: шкалы измерительных приборов, водоуказательные стекла, тепловые щиты, пульты управления — 50; фронт котлов, места расположения дымососов, вентиляторов, приборов автоматики и управления питанием котлов, установок водоподготовки — 20; помещения баков, деаэраторов, площадки обслуживания котлов и места за котлами — 10; коридоры, лестницы — 5.

Для электрических ламп, подвешиваемых на высоте ниже 2,5 м над полом или площадками, напряжение должно быть не более 36 В. Допускается напряжение 127—220 В при условии, что замену ламп в осветительных приборах будут производить лица, на которых такая работа возложена по инструкции.

В котельных должно быть предусмотрено аварийное электрическое освещение от источников питания, независимых от общей электроосветительной сети котельной, для освещения всех указанных выше мест. Для котельного зала площадью до 250 м^2 в качестве аварийного освещения разрешается применять переносные электрические фонари с аккумуляторами или сухими элементами.

При устройстве во встроенных котельных искусственной вытяжной вентиляции электродвигатели к вытяжным вентиляторам и пусковая аппаратура должны быть в исполнении, предусмотренном ПУЭ для помещений класса В-1а. Пусковая аппаратура, устанавливаемая, как правило, вне помещения котельной, должна быть в исполнении, соответствующем окружающей среде. Конструкция вентилятора должна исключать возможность искрообразования.

2.1.7. Вентиляция котельных. Объем воздуха, который должен поступать в котельный зал, определяется как сумма объемов воздуха, необходимого для сжигания топлива (с учетом присосов его в топку и газовый тракт), и воздуха для вентилирования. В соответствии с действующими нормативами [27, 45] вентиляция должна быть выполнена из условий борьбы с избытками явной теплоты. Дополнительные требования по вентиляции при использовании газового топлива не предъявляются.

Избыток явной теплоты представляет собой разность приходной и расходной частей теплового баланса котельного зала [22]. К приходной части относятся поступления теплоты от котлов (потери в окружающую среду); сборного газохода; группового экономайзера, нагретых трубопроводов, баков и т. д.; солнечной радиации; электрических двигателей, освещения, отопления. Расходная часть включает: нагрев воздуха, поступающего в котельный зал через жалюзийные решетки и за счет естественной инфильтрации через строительные конструкции; потери теплоты через наружные ограждения котельного зала.

Воздухообмен в помещении характеризуется кратностью, представляющей отношение объема воздуха, поступившего в котельный зал или удаленного из него за 1 ч, к внутреннему объему помещения (строительный объем минус объем котлов, сборных газоходов, воздуховодов, экономайзеров и т. п.).

Определение количества воздуха, необходимого для вентиляции котельного зала, по кратности воздухообмена не допускается. Исключение составляют встроенные котельные, воздухообмен в которых должен быть не менее трехкратного. Трехкратный воздухообмен необходим и для помещений, смежных с котельным залом, где размещена ГРУ.

Температура воздуха в рабочей зоне обслуживающего персонала в холодный и переходный периоды года должна быть не ниже 19 °С, а скорость движения воздуха 0,2 м/с; в летний период — соответственно 28 °С и 0,5 м/с; допустимая относительная влажность не более 70 %. Допустимая температура воздуха вне постоянных рабочих мест 17—25 °С (ГОСТ 12.1.005—76. Санитарные нормы микроклимата производственных помещений № 4088—86).

При проектировании общеобменной вентиляции с естественным или механическим побуждением температуру наружного воздуха принимают равной средней расчетной температуре наиболее холодного периода для данной местности (табл. 2.2, параметр *Б*).

В случаях, когда избыток явной теплоты не обеспечивает поддержание в котельном зале нормируемой температуры, предусматривают установку воздушно-отопительных агрегатов для подогрева воздуха. При отсутствии избытка явной теплоты воздухообмен в котельном зале ограничивают удалением из верхней зоны помещения количества воздуха, равного однократному воздухообмену.

Поступает приточный воздух в котельный зал через жалюзийные решетки, расположенные за котлами на высоте не менее 4 м, или через приточные камеры. В котельных, где установлены горелки с принудительной подачей воздуха, 75 % его количества поступает из верхней зоны котельного зала. Нельзя, как это делают в некоторых случаях, забирать в зимнее время весь необходимый для горения воздух дутьевым вентилятором непосредственно снаружи. Это приводит к обмерзанию вентилятора и снижению эффективности сжигания газа.

Удаление воздуха при естественной вентиляции осуществляется с помощью дефлекторов, за счет совместного действия в них гравитационного давления (разности плотности наружного и внутреннего воздуха) и силы ветра.

Выбор числа и типоразмера дефлекторов зависит от объема вентиляционного воздуха, а места расположения — от размеров (в плане) котельного зала. В связи

Таблица 2.2

Расчетные параметры наружного воздуха

Населенный пункт	Расчетное барометрическое давление, мм рт. ст.	Параметр *А*, °С		Параметр *Б*, °С (холодный период)	Период со средней суточной температурой воздуха ≤8 °С	
		Теплый период года	Холодный период года		Продолжительность, сут	Температура, °С
Алма-Ата	700	27,6	—10	—25	166	—2,1
Архангельск	760	18,6	—19	—32	251	—4,7
Астрахань	760	29,5	—8	—22	172	—1,6
Ашхабад	730	36,0	—2	—11	111	3,9
Баку	760	28,3	1	—4	119	5,1
Вильнюс	745	21,6	—9	—23	194	—0,9
Владивосток	745	23,6	—16	—25	201	—4,8
Волгоград	745	28,6	—13	—22	182	—3,4
Горький	745	21,2	—16	—30	218	—4,7
Днепропетровск	760	26,5	—9	—24	175	—1,0
Душанбе	685	34,3	—2	—14	112	3,6
Ереван	685	29,7	—4	—19	114	—0,9
Иркутск	715	22,7	—25	—38	241	—8,9
Караганда	715	25,1	—20	—32	212	—7,5
Киев	745	23,7	—10	—21	187	—1,1
Кишинев	745	26,0	—7	—15	166	0,6
Краснодар	730	28,6	—5	—19	152	1,5
Красноярск	730	22,5	—22	—40	235	—7,2
Куйбышев	745	24,3	—18	—27	206	—6,1
Ленинград	760	20,6	—11	—25	219	—2,2
Львов	730	22,1	—7	—19	191	—0,2
Минск	745	21,2	—10	—25	203	—1,2
Москва	745	22,3	—14	—25	205	—3,2
Новосибирск	760	22,7	—24	—39	227	—9,1
Одесса	760	25,0	—6	—18	165	1,0
Омск	745	22,4	—23	—37	220	—7,7
Рига	760	20,3	—9	—20	205	—0,6
Саратов	745	25,4	—16	—25	198	—5,0
Свердловск	730	20,7	—20	—31	228	—6,4
Таллин	760	19	—9	—21	221	—0,8
Тбилиси	715	28,8	0	—7	152	4,2
Томск	745	21,7	—25	—40	234	—8,8
Тюмень	745	22,4	—21	—35	220	—5,7
Ульяновск	745	23,8	—18	—31	213	—5,7
Фрунзе	700	28,9	—9	—23	157	—0,9
Хабаровск	745	24,1	—23	—32	205	—10,1
Харьков	745	25,1	—11	—23	189	—2,1
Челябинск	745	22,8	—20	—29	216	—7,1
Чита	700	24	—30	—38	240	—11,6
Якутск	745	23	—45	—55	254	—19,5

Примечание. В качестве расчетных параметров наружного воздуха приняты: *А*—холодный период — средняя температура наиболее холодного месяца, теплый период — средняя температура самого жаркого месяца; *Б*—холодный период — средняя температура наиболее холодной пятидневки.

с изменениями условий воздухообмена в различные периоды года дефлекторы в отдельно стоящих и пристроенных котельных должны иметь регулирующие клапаны, которыми должен пользоваться эксплуатационный персонал. Управление этими клапанами должно быть выведено в зону, доступную для обслуживания. Чтобы обеспечить однократный воздухообмен даже при отсутствии явной теплоты, один из дефлекторов должен быть без регулирующего клапана.

Избыточный воздухообмен в котельной приводит к ухудшению санитарно-гигиенических условий для эксплуатационного персонала (снижение температуры воздуха, повышение скорости его потоков). Недостаточный приток воздуха может создать в котельной небольшое разрежение, что может привести к нарушению работы подовых и инжекционных горелок, неполноте сгорания газа и выбиванию из топки и газоходов котла продуктов сгорания в котельный зал. В некоторых случаях в помещении котельных в дефлекторе может происходить «опрокидывание потока». Это явление объясняется возникновением разрежения в помещении за счет работы дутьевого вентилятора и повышенного разрежения в топке. Если разрежение в помещении становится больше давления, создаваемого дефлектором, через него в помещение начинает поступать воздух. В холодное время года это явление может вызвать переохлаждение помещения котельной и, следовательно, нарушение санитарных норм.

Для исключения этого явления и составления технических рекомендаций необходим расчет воздушного режима, при котором определяются воздухообмен, избыточное давление в помещении и направление потоков воздуха во всех проемах и каналах, связывающих помещение с атмосферой. Методика такого расчета разработана ЛенНИИ гигиены труда и профессиональных заболеваний.

2.1.8. Требования к зданиям и помещениям ГРП. В зависимости от назначения и технической целесообразности ГРП размещают: в отдельно стоящих зданиях (табл. 2.3); в пристройках к зданиям; встроенными в одноэтажные производственные здания; в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене снаружи газифицируемых зданий или на отдельно стоящих несгораемых опорах; на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости с негорючим утеплителем; на открытых огражденных площадках под навесом,

Таблица 2.3

Минимальное расстояние от отдельно стоящих ГРП до зданий и сооружений (по горизонтали, в свету), м

Давление газа на вводе в ГРП, кгс/см²	До зданий и сооружений	До ближайшего рельса железнодорожных и трамвайных путей	До обочины автомобильных дорог	До воздушных линий электропередачи
До 6	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
Более 6 до 12	15	15	8	То же

Примечания. 1. Расстояние указано от наружных стен здания, шкафа ГРП, края ограждения (при расположении оборудования на открытой площадке). 2. Расстояние от ГРП до зданий, для которых допускается пристраивать или встраивать ГРП, не регламентируется.

если климатические условия позволяют обеспечить нормальную работу газового оборудования и средств измерений, относящихся к ГРП.

Строения, предназначенные для размещения ГРП, должны быть одноэтажными I и II степени огнестойкости. Швы сопряжения кирпичных стен и фундаментов всех помещений должны быть перевязаны. Полы в помещениях ГРП должны быть изготовлены из несгораемых материалов и не дающих искры при падении на них инструмента или металлических предметов. Стены, разделяющие помещения ГРП, должны быть противопожарными I типа и газонепроницаемыми (без дымовых и вентиляционных каналов, оштукатуренными с двух сторон).

ГРП с входным давлением до 6 кгс/см² можно располагать в пристройках к производственным зданиям, в том числе и котельным I и II степени огнестойкости с помещениями категорий Г и Д. Допускается располагать ГРП с входным давлением свыше 6 кгс/см² в пристройках, соответствующих указанным требованиям, если это необходимо по условиям технологии.

В отдельных случаях допускается размещение ГРП с входным давлением газа до 6 кгс/см² во встроенных помещениях одноэтажных отдельно стоящих котельных, при соблюдении указанных выше требований. Устройство ГРП в подвальных и полуподвальных помещениях, в пристройках к жилым и общественным зданиям не допускается.

Строения и пристройки к зданиям, в которых размещены ГРП, должны быть бесчердачными с покрытием легкой конструкции массой не более 120 кг на 1 м². Если общая площадь оконных проемов, световых фонарей и легкосбрасываемых панелей больше 500 см² на 1 м³ внутреннего объема ГРП, то допускается применение трудносбрасываемых взрывной волной покрытий.

Панели, как правило, покрывают рубероидом по асфальтовой стяжке. При этом следует иметь в виду, что наличие даже одного слоя рубероида приводит к возрастанию в 2,5 раза сопротивления покрытия силе взрывной волны, возникающей в помещении. Поэтому стыки полотнищ рубероида рекомендуется выполнять шириной не более 10 см, располагая один стык над другим в местах опоры отдельных элементов кровли на плиты, прогоны или стропильные конструкции, т. е. в местах, где при подъеме кровли будет происходить перегиб рубероида.

Система отопления здания ГРП может быть водяной (что предпочтительно) или паровой, присоединенной к тепловой сети котельной или централизованного теплоснабжения. Температура теплоносителя не должна превышать 130 °С. Температура воздуха в ГРП должна быть не ниже 5 и не выше 30 °С. Допускается применение местной системы водяного отопления с водонагревателем типа АГВ или небольшого чугунного котла в качестве источника теплоты. Располагают АГВ или котел в изолированном помещении, имеющем самостоятельный выход, отделенном от других помещений ГРП газонепроницаемыми стенами с пределом огнестойкости 2,5 ч.

Допускается применение печного отопления при условии расположения топочной дверцы в изолированном помещении ГРП или снаружи. Печь должна быть герметичной и безопасной в работе (отсутствие дымооборотов, прямой выход продуктов сгорания в трубу).

Для отопления ГРП и обогрева отдельных приборов можно применять электрические нагреватели во взрывозащищенном исполнении. Температура наружных поверхностей оболочек нагревателей не должна превышать 85 °С (ПУЭ, табл. 7.3.7).

Все помещения ГРП должны иметь естественное освещение в виде оконных проемов или световых фонарей и электрическое освещение. В качестве последнего применяют рефлекторы типа «кососвет», расположенные у окон снаружи строения или взрывобезопасные светильники,

устанавливаемые внутри. Электрооборудование внутри помещения выполняют в соответствии с ПУЭ для помещений класса В-1а. Электрооборудование в нормальном исполнении (в том числе и распределительные устройства) размещают вне ГРП или в помещении, предназначенном для отопительной установки. Измерительные приборы с электроприводом и телефонные аппараты внутри помещения ГРП должны быть во взрывозащищенном исполнении.

Места прохода труб, импульсных трубок средств измерения и телемеханики через стены, отделяющие подсобные помещения ГРП от технологических помещений, должны иметь сальниковые уплотнения или заделываться наглухо бетоном на всю толщину стены. Газопроводы и другие инженерные коммуникации в местах прохода через наружные стены и фундаменты должны быть защищены футлярами с соответствующим их уплотнением.

В помещениях ГРП должен быть обеспечен трехкратный воздухообмен. Для притока воздуха устанавливают жалюзийные решетки в нижней части двери или стены, а удаление воздуха осуществляется с помощью дефлектора, диаметр которого при расчетной скорости вытяжки 2 м/с должен быть не менее, м,

$$D_д = 0{,}023\sqrt{V_п}, \qquad (2.3)$$

где $V_п$ — внутренний объем помещения, м^3.

При наличии в ГРП двух параллельных рядов оборудования расстояние между ними в свету должно быть не менее 0,4 м. Ширина основного прохода в помещении должна быть не менее 0,8 м. Установка оборудования и арматуры, а также устройство фланцевых и резьбовых соединений в канале не допускаются. Над газопроводами, расположенными у пола и в каналах, устраивают переходные мостики с перилами. Если оборудование расположено на высоте более 2 м, то для его обслуживания предусматривают площадки и лестницы с перилами.

Если входное давление газа больше 3 кгс/см^2, то для уменьшения шума, возникающего при дросселировании газа, типовым проектом 905-01-1 предусматривается покрытие участка газопровода за регулятором изоляцией следующего состава: противошумная мастика, минеральный войлок на битумной связке марки 200 (δ = 50 мм), два слоя мешковины, минеральный войлок на битумной связке марки 200 (δ = 30 мм), три слоя мешковины, масляная окраска за 2 раза.

В дефлекторе к внутренним поверхностям диффузора и зонта, зачищенным до металлического блеска, приклеивают листовой пенополиуретан (поролон), а двери с двух сторон покрывают листовой сталью; затем с внутренней стороны прибивают бруски 50×50 мм, к которым крепят фанеру толщиной 4 мм, на фанеру наносят слой латекса и покрывают мешковиной. Двери должны открываться наружу.

Все металлическое оборудование внутри ГРП должно быть заземлено. При расположении ГРП в зоне грозозащиты других сооружений устраивают внутренний и наружный контуры заземления из полосовой стали, соединяемые между собой сваркой в трех местах. Внутренний контур прокладывают по стенам здания на высоте 0,5 м от пола, а внешний — на глубине 0,5 м от поверхности земли на расстоянии 1 м от фундамента. ГРП, находящиеся вне зоны грозозащиты соседних объектов, должны быть оборудованы молниеотводами, устанавливаемыми на зданиях ГРП.

Шкафные ГРП с давлением газа на вводе до 6 кгс/см^2 для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий разрешается устанавливать на наружных стенах зданий не ниже III степени огнестойкости (кроме стен с металлической обшивкой и сгораемым утеплителем). При давлении газа на вводе в ГРП до 3 кгс/см^2 расстояние от шкафа до окна или двери и других проемов по горизонтали должно быть не менее 3 м, а при давлении выше 3 до 6 кгс/см^2 — не менее 5 м; расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

2.2. УСТРОЙСТВО НАРУЖНЫХ И ВНУТРЕННИХ ГАЗОПРОВОДОВ

Газопроводы, входящие в систему газоснабжения, классифицируют по следующим признакам:

— месторасположение относительно планировки населенного пункта — уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, внутренние (расположенные внутри зданий и помещений); местоположение относительно поверхности земли — подземные, надземные, наземные;

— назначение в системе газоснабжения — распределительные, вводы, вводные, продувочные, сбросные, импульсные;

— давление газа, кгс/см² — высокого I категории (свыше 6 до 12), высокого II категории (свыше 3 до 6), среднего (свыше 0,05 до 3), низкого (до 0,05).

Распределительные газопроводы — наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источника газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленные предприятия, котельные и т. п.).

Вводы — газопроводы от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводные газопроводы — участки от отключающего устройства на вводе (при установке последнего снаружи здания) до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

Внутренние газопроводы — участки от газопровода-ввода (при установке отключающего устройства внутри здания) или от вводного газопровода до места подключения газоиспользующей установки.

2.2.1. Наружные газопроводы. Отопительные и производственные котельные, расположенные в отдельно стоящих зданиях, могут снабжаться газом с давлением до 6 кгс/см². Котельные, встроенные в здания сельскохозяйственных и коммунальных предприятий (бани, фабрики-прачечные, хлебопекарни и др.), могут снабжаться газом давлением до 3 кгс/см². В отдельно стоящих котельных допускается использование газа с давлением до 12 кгс/см², а в котельных, расположенных в пристройках к производственным зданиям, до 6 кгс/см².

На территории промышленных и коммунальных предприятий прокладку наружных газопроводов следует осуществлять, как правило, надземно, в соответствии с требованиями СНиП II-89—80 Генеральные планы промышленных предприятий).

Схема наружных газопроводов (рис. 2.1) зависит от взаимного расположения котельной и городского распределительного газопровода, наличия и характера других объектов на территории предприятия, потребляющих газовое топливо.

Общее запорное устройство располагают вне территории предприятия (котельной), возможно ближе к распределительному городскому газопроводу, в удобном и

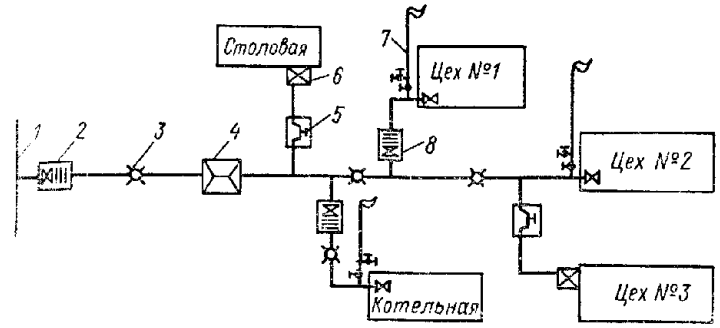


Рис. 2.1. **Схема межцеховых газопроводов с центральным ГРП (пример).**
1 — распределительный (городской) газопровод; *2* — общее запорное устройство; *3* — сборник конденсата; *4* — центральный ГРП; *5* — колодец мелкого заложения; *6* — шкафной ГРП; *7* — продувочный трубопровод; *8* — колодец глубокого заложения.

доступном для обслуживания месте. Расстояние от внешней стенки колодца до линии застройки, ограждения промышленного или коммунального предприятия должно быть не менее 2 м.

За центральным (по ходу газа) ГРП находятся межцеховые газопроводы, на каждом из которых установлено запорное устройство (при подземной прокладке — в колодцах глубокого или мелкого заложения). Чугунная и стальная арматура, присоединяемая к газопроводу с помощью фланцев, должна устанавливаться вместе с компенсатором для восприятия линейных деформаций газопровода при изменении температуры. В колодцах мелкого заложения такие компенсаторы не нужны, так как газопровод имеет П-образную форму и обладает свойством самокомпенсации. Фланцевые соединения на газопроводах в колодцах должны быть шунтированы постоянными электроперемычками.

Помимо указанных устройств на подземных газопроводах имеются: гидрозатворы, устанавливаемые на газопроводах низкого давления в качестве запорной арматуры; контрольные трубки, устанавливаемые в наиболее ответственных местах газопроводов; контрольные проводники для измерения электрического потенциала газопровод—земля; футляры, устанавливаемые в местах пересечения газопроводами фундаментов и подземных коммуникаций.

Глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра. В местах,

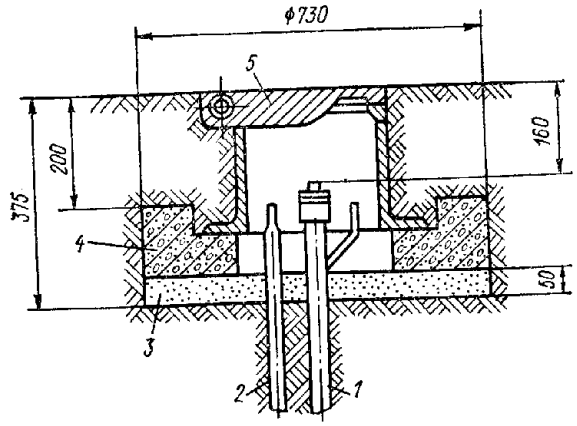


Рис. 2.2. Установка ковера.
1 — водоотводная трубка; *2* — электрод; *3* — песок природный; *4* — железобетонная подушка; *5* — крышка ковера.

где движение транспорта отсутствует, допускается уменьшение глубины заложения до 0,6 м.

Газопроводы, транспортирующие неосушенный газ, прокладывают ниже зоны сезонного промерзания с уклоном к конденсатосборникам не менее 0,002. Конденсатосборники и гидрозатворы устанавливают ниже зоны промерзания грунта.

Ковéры (защитные колпаки), куда выводятся трубки конденсатосборников и гидрозатворов, контрольные трубки, контрольные проводники должны быть установлены на бетонные или железобетонные основания, обеспечивающие их устойчивость и исключающие просадку (рис. 2.2). Местоположение сооружений на газопроводах должно быть обозначено табличками-указателями, закрепленными на стенах зданий и сооружений, расположенных вблизи газопровода, или на специальных ориентирных столбиках.

Минимальные расстояния (в плане) от газопроводов до инженерных сетей приведены в табл. 2.4, а до зданий и сооружений — в табл. 2.5. Расстояние от газопроводов до стволов деревьев должно быть не менее 1,5 м; расстояние до кустарников не нормируется.

Допускается прокладка двух и более газопроводов в одной траншее с расстоянием между ними, достаточным для проведения монтажных и ремонтных работ.

Допускается уменьшение до 50 % расстояний, указанных в табл. 2.5, для газопроводов давлением до 6 кгс/см², прокладываемых между зданиями и под арками зданий, а также от газопроводов давлением свыше 6 кгс/см² до отдельно стоящих нежилых и подсобных строений. На участках сближения и по 5 м в каждую сторону от этих участков прокладку газопроводов следует предусматривать с соблюдением следующих условий: применение бесшовных и электросварных труб, прошедших 100 %-ный контроль заводского сварного соединения неразрушающими методами, или электросварных труб, не про-

Таблица 2.4

Минимальные расстояния (в плане) между подземными газопроводами и инженерными сетями, м

Давление в газопроводе, кгс/см²	Водопровод	Канализация (бытовая, дренажная, дождевая)	Кабели силовые (до 110 кВ) и связи	Тепловые сети		Каналы, туннели
				А	Б	
До 0,05	1	1	1	2	1	2
Свыше 0,05 до 3	1	1,5	1	2	1	2
Свыше 3 до 6	1,5	2	1	2	1,5	2
Свыше 6 до 12	2	5	2	4	2	4

Примечание. А — наружная стенка канала, туннеля; Б — оболочка бесканальной прокладки.

Таблица 2.5

Минимальные расстояния (в плане) от подземных газопроводов до зданий и сооружений, м

Давление в газопроводе, кгс/см²	Фундаменты зданий и сооружений	Ось крайнего пути		Бортовой камень дороги
		железной дороги	трамвая	
До 0,05	2	3,8	2,8	1,5
Свыше 0,05 до 3	4	4,8	2,8	1,5
Свыше 3 до 6	7	7,8	3,8	2,5
Свыше 6 до 12	10	10,8	3,8	2,5

Примечание. Минимальное расстояние до ограждений, опор эстакад трубопроводов, контактной сети и связи — 1 м, до фундаментов опор линий электропередачи напряжением до 1 кВ и наружного освещения — 1 м, до опор линий напряжением свыше 1 до 35 кВ — 5 м, напряжением 110 кВ и выше — 10 м.

шедших такого контроля, но проложенных в футляре; проверка всех сварных (монтажных) стыков неразрушающими методами контроля.

Расстояние от газопровода до наружной стенки колодцев и камер других подземных инженерных сетей следует принимать не менее 0,3 м. На участках, где расстояние в свету от газопровода до колодцев и камер составляет от 0,3 м до нормативного расстояния для данной коммуникации, газопроводы следует прокладывать с соблюдением указанных выше условий. Футляры должны выходить не менее чем на 2 м в каждую сторону от стенки колодца или камеры.

Расстояние по вертикали (в свету) при пересечении подземными газопроводами всех давлений других сооружений должно быть не менее, м:

Водопровод, канализация, каналы телефонные и теплосети	0,20
Электрокабели, телефонные бронированные кабели	0,50
Электрокабели маслонаполненные напряжением 110—220 кВ	1,0

Расстояние между электрокабелем (немаслонаполненным) или бронированным кабелем связи, проложенными в футляре, может быть уменьшено соответственно до 0,25 и 0,15 м. Концы футляра должны выходить на 1 м по обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.

При пересечении газопроводом канала теплосети, коллектора, туннеля с проходом под или над пересекаемым сооружением предусматривают прокладку газопровода в футляре, выходящем на 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемого сооружения, а также проверку физическими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и по 5 м в стороны от наружных стенок сооружения.

Вдоль трассы подземного газопровода должна быть предусмотрена полоса шириной по 2 м в каждую сторону, на которой запрещено складировать материалы, возводить временные постройки. Расположение трассы должно быть отмечено указателями на стойках или на стенах ближайших зданий.

Через подземную часть наружных стен здания (фундаменты) газопровод прокладывают в футляре. Пространства между газопроводом и футляром, а также между футляром и стеной (на всю глубину пересечения) должны быть тщательно уплотнены.

Запорные устройства газопроводов низкого и среднего давления в местах выхода из земли можно устанавливать на стояке у стены, на расстоянии по горизонтали не менее 0,5 м от оконного или дверного проема. В этих местах и в зонах движения транспорта газопровод и запорные устройства должны быть защищены от возможных повреждений. Запорные устройства на газопроводах высокого давления, в местах выхода из земли размещают выше дверей на стене здания, не имеющей открываемых оконных проемов.

В конце каждого межцехового газопровода предусматривают продувочный трубопровод с краном для его отключения и штуцером с краном для отбора проб. На рис. 2.1 показано расположение продувочного трубопровода вне здания. При небольшой протяженности и малом диаметре газопровода предусматривают только штуцер с краном или осуществляют продувку через продувочный трубопровод внутренних газопроводов.

Прокладку надземных газопроводов следует производить по стенам производственных зданий с помещениями категорий В, Г и Д (газопроводы с давлением до 6 кгс/см^2) и по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже III и IIIа степени огнестойкости (газопроводы с давлением до 3 кгс/см^2), а также по колоннам, отдельно стоящим опорам и этажеркам из несгораемых материалов. Допустимые расстояния между опорами приведены в табл. 2.6.

На надземных газопроводах устанавливают запорные устройства и изолирующие фланцевые соединения. Газопроводы, транспортирующие неосушенный газ, прокладывают с уклоном не менее 0,03 с установкой в нижних точках устройств для удаления конденсата (дренажные штуцеры). Для таких газопроводов предусматривают тепловую изоляцию.

При прокладке газопроводов низкого и среднего давления по стенам производственных цехов и котельной допускается пересечение оконных проемов вдоль импоста глухих (неоткрывающихся) переплетов. На участках газопроводов, пересекающих окна, не должно быть фланцевых и резьбовых соединений, а также запорных устройств. Газопроводы высокого давления прокладывают только по глухим стенам или над оконными проемами верхних этажей производственных зданий.

Минимальные расстояния по горизонтали (в свету) от газопроводов, проложенных на опорах до зданий и

Таблица 2.6

Допустимые максимальные пролеты между опорами стальных газопроводов, м

Наружный диаметр и толщина стенки, мм	По условиям прочности			По условиям прогиба при отсутствии уклона	
	без учета выпадания опор	с учетом выпадания опор	с учетом гидравлического испытания	неизолированного газопровода	изолированного газопровода
22×2,5	5	3,5	5	2,5	1
26×2,5	5,5	4	5,5	3	1,3
32×2,5	6	4,5	6	3,5	1,6
38×2,5	7	5	7	4	1,9
48×3	8	6	8	4,5	2,2
57×3	9	6,5	9	5	2,7
76×3	10	7,5	10	6	3,4
89×3,5	12	8,5	12	6,5	4
108×4	14	10	14	7	4,5
133×4	15	11	15	8	5
159×4,5	17	12	17	10	7
219×6	20	14,5	20	12	9,5
273×7	24	17	24	14,5	11,5
325×8	26	19	26	16,5	13,5
377×8	27	19	27	18,5	15,5
426×6	28	20	26	20,5	17
530×6	31	31	26	24	20

складов, приведены в табл. 2.7, а до наземных и подземных сооружений, независимо от давления газа, расстояния должны быть не менее, м:

Железнодорожные и трамвайные пути (до ближайшего рельса)	3,0
Подземные коммуникации (водопровод, канализация, трубы теплофикации и т. п. от края фундамента опоры)	1,0
Ограда открытой электроподстанции	10,0
Провода воздушных линий электропередачи	Не менее высоты опоры линии электропередачи
Дороги (от бортового камня)	1,5
Сооружения с открытым источником огня	10,0

Некоторые конструкции опор газопроводов приведены на рис. 2.3 (Типовой проект 2.905-8). В кирпичных стенах гнезда для кронштейнов должны иметь глубину, мм: 250 при $D_у$ до 133; 380 при $D_у = 150 \div 300$. Для газопро-

Таблица 2.7

Минимальные расстояния по горизонтали (в свету) от газопроводов, проложенных на опорах, и наземных (без обвалования) до зданий и сооружений, м

Здания и сооружения	Давление на газопроводе, кгс/см²			
	До 0,05	Более 0,05 до 3	Более 3 до 6	Более 6 до 12
Производственные и складские здания категорий:				
А и Б	5 *	5 *	5 *	10 *
В, Г и Д	—	—	—	5
Открытые склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и склады сгораемых материалов, расположенные вне территории промышленных предприятий	20	20	40	40
Подземные инженерные сооружения	1	1	1	1
Жилые и общественные здания I—IIIа степени огнестойкости	—	—	5	10
То же, IV и V степени огнестойкости	—	5	5	10
Ограды открытых электроподстанций	10	10	10	10
Железнодорожные и трамвайные пути	3	3	3	3
Дороги (от бордюрного камня)	1,5	1,5	1,5	1,5

* Для газопроводов ГРП (входящих и выходящих) не нормируется.

Таблица 2.8

Размеры уголков, применяемых для опор неизолированных газопроводов в кирпичных стенках, мм

$D_у$	Длина						
	200	250	300	350	400	450	500
150	63×63×6		70×70×7		75×75×9		
200	—	75×75×9			90×90×9		
250	—	90×90×9			100×100×10		125×125×10
300	—	—	100×100		125×125×12		

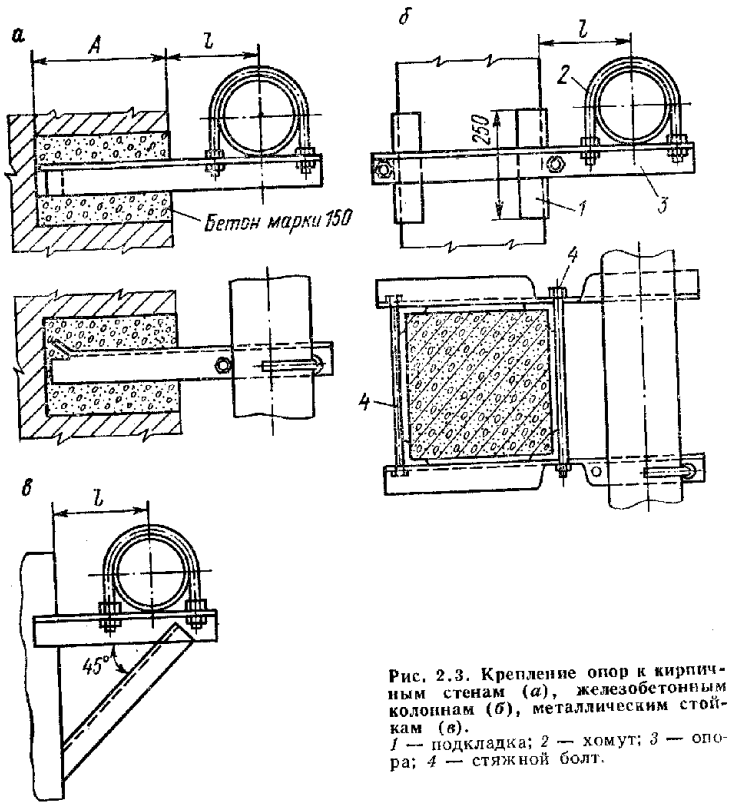


Рис. 2.3. Крепление опор к кирпичным стенам (*а*), железобетонным колоннам (*б*), металлическим стойкам (*в*).
1 — подкладка; *2* — хомут; *3* — опора; *4* — стяжной болт.

водов без изоляции с $D_у$ до 80 при $l \leqslant 300$ и с $D_у = 100$ при $l \leqslant 200$ мм размеры уголков 45×45×5 мм; для других газопроводов размеры уголков приведены в табл. 2.8.

Основные данные для опор, устанавливаемых на железобетонных колоннах, следующие, мм:

$D_у$	Длина l	Уголок (опоры и подкладки)	$D_у$	Длина l	Уголок (опоры и подкладки)
До 80	150	45×45×5	250	250	90×90×9
100	150	50×50×5	300	300	100×100×10
150	200	75×75×9	400	350	125×125×14
200	250	90×90×9	500	400	140×140×10

В местах, предусмотренных проектом, газопроводы должны иметь неподвижные («мертвые») опоры. Пример конструкции такой опоры приведен на рис. 2.4, где раз-

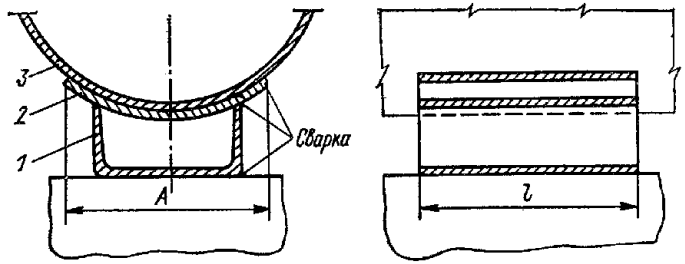


Рис. 2.4. Мертвая опора газопровода.
1 — швеллер; *2* — подушка; *3* — трубка газопровода.

меры подушки и опорного швеллера приняты следующими, мм:

$D_у$	№ швеллера	Длина l	Размер B
200	10	150	140
250—300	16	150	200
400—500	20	180	280

Крепление горизонтального надземного газопровода $D_у = 50 \div 200$ мм на отдельно стоящей опоре высотой до 1 м показано на рис. 2.5, а крепление газопровода $D_у = 50 \div 300$ мм с помощью растяжек — на рис. 2.6. Длину растяжки можно регулировать путем вращения муфты-стяжки, тяги которой имеют правую и левую резьбу.

Расстояние от края опоры до сварных швов газопроводов должно быть не менее, м: при $D_у \leqslant 200$ мм — 0,3; при $D_у > 200$ мм — 0,5. Расстояние от фланца запорного устройства или компенсатора до опоры должно быть не менее 0,4 м. Газопроводы из стальных сварных труб не должны опираться швами на опоры. Швы газопроводов должны быть доступны для осмотров.

Расстояние от газопровода до строительных конструкций должно быть не менее наружного диаметра трубы, а при прокладке газопровода совместно с другими трубопроводами

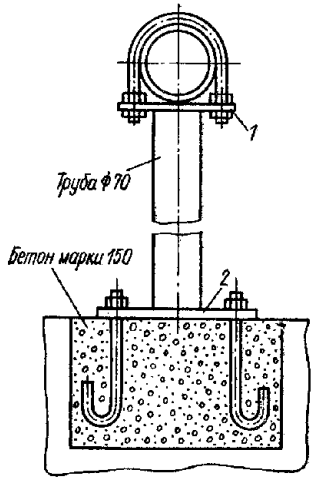


Рис. 2.5. Опора надземного газопровода.
1 — полка (толщина 12 мм при ⌀ 50 и 22 мм при ⌀ 200); *2* — основание.

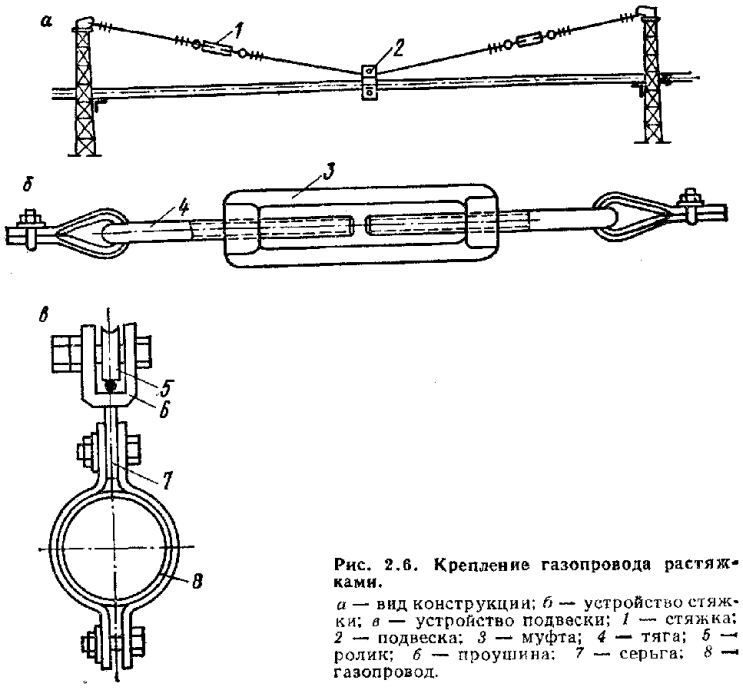


Рис. 2.6. Крепление газопровода растяжками.

а — вид конструкции; *б* — устройство стяжки; *в* — устройство подвески; *1* — стяжка; *2* — подвеска; *3* — муфта; *4* — тяга; *5* — ролик; *6* — проушина; *7* — серьга; *8* — газопровод.

ми — не менее расстояния, обеспечивающего возможность осмотра и ремонта каждого трубопровода.

Для изоляции газопровода от металлических опорных конструкций должны использоваться прокладки и подкладки, изготовленные из полиэтилена или других материалов, равноценных ему по изоляционным свойствам.

2.2.2. Внутренние газопроводы. Ввод газопровода в котельную предусматривается непосредственно в котельный зал или в смежное с ним помещение при условии соединения этих помещений открытым дверным проемом.

Прокладка газопроводов низкого и среднего давления через производственные помещения, не связанные с использованием газа, допускается при отсутствии на транзитных участках арматуры и обеспечения круглосуточного доступа в это помещение персонала. Запрещается прокладка газопроводов через подвалы, помещения, относящиеся по пожарной и взрывопожарной опасности к категории А и Б, взрывоопасные зоны всех помещений, помещения подстанций и электрораспределительных устройств, склады взрывоопасных и горючих материалов, вентиляционные камеры, дымоходы, помещения, в которых газопровод может подвергаться коррозии.

В местах пересечения строительных конструкций газопроводы должны быть заключены в футляры, как правило, из стальных труб. Зазор между газопроводом и футляром должен быть не менее 5 мм для газопроводов с $D_у \leqslant 32$ мм и не менее 10 мм для газопроводов с $D_у > 32$ мм. Пространство между газопроводом и футляром должно быть заполнено просмоленной паклей, а затем — цементным раствором. Тщательно должно быть заполнено пространство между футляром и строительной конструкцией.

Газопроводы прокладывают по кронштейнам, прикрепленным к стенам, колоннам (рис. 2.3), каркасам котлов, по подвескам, прикрепленным к перекрытиям, или крепят с помощью хомутов и крючьев к стенам. В местах прохода людей расстояние от пола до газопровода должно быть не менее 2.2 м.

Допускается прокладка газопроводов к котлам в полах монолитной конструкции с последующей заделкой труб цементным раствором. При этом трубы должны быть окрашены масляной нитроэмалевой водостойкой краской. В местах входа и выхода из пола газопровод прокладывают в футляре, выступающем над полом не менее чем на 3 см.

Минимальное расстояние между газопроводами и другими трубопроводами (воды, пара и др.), прокладываемыми параллельно внутри помещений, принимают по месту из условия удобства проведения осмотров и ремонта. При прокладке на общих опорах газопровод следует размещать выше других трубопроводов. Минимальные расстояния между газопроводами и электропроводами определены требованиями ПУЭ (§ 2.1.56 и 2.1.57).

При пересечении незащищенных и защищенных проводов и кабелей с трубопроводами расстояние между ними в свету должно быть не менее 50 мм, а с газопроводами — не менее 100 мм. При расстоянии от проводов и кабелей до трубопроводов менее 250 мм они должны быть дополнительно защищены от механических повреждений на длине не менее 250 мм в каждую сторону от трубопровода. При параллельной прокладке расстояние от про-

водов и кабелей до трубопроводов должно быть не менее 100 мм, а до газопроводов — не менее 400 мм.

2.2.3. Электрохимическая защита газопроводов. Подземные стальные сооружения и трубопроводы, в том числе и газопроводы, подвергаются разрушающему действию электрохимической коррозии. Последняя вызывается действием электрического тока, стекающего с трубопровода и возникающего вследствие электрохимического взаимодействия металла с почвой (почвенная коррозия), или действием протекающих в земле электрических токов от внешних источников постоянного тока, как правило, электрифицированного транспорта (коррозия блуждающими токами). Методы защиты от коррозии разделяются на две группы: пассивные и активные. К пассивным методам относятся: нанесение изоляции на трубопровод, электрическое секционирование трубопровода (установка изолирующих фланцев).

Активные методы включают: отвод блуждающих токов с защищаемого сооружения к источнику путем соединения сооружения с рельсами (дренажная защита); нейтрализацию блуждающих токов (катодная и протекторная защита). При катодной защите отрицательный полюс источника присоединяют к сооружению, а положительный — к специальному анодному заземлению. При этом ток от источника через анодное заземление вытекает в землю, а из земли натекает на защищаемое сооружение. Таким образом нейтрализуется коррозионный процесс на сооружении, а аноды анодного заземления разрушаются.

Протекторная защита основана на использовании принципа гальванических пар. Если к подземному сооружению подключить протектор из металла, обладающего более отрицательным потенциалом в данной среде, то образуется гальваническая пара, в которой сооружение будет катодом, а протектор анодом. Вследствие разности потенциалов в цепи протекторной установки возникает электрический ток, нейтрализующий коррозионный процесс, а протектор под действием тока будет разрушаться.

Для электрического секционирования и электрической изоляции отдельных участков газопроводов применяют изолирующие фланцевые соединения (ИФС). Изолирующие соединения не являются самостоятельным средством защиты подземных газопроводов от коррозии и их применяют, как правило, совместно с устройствами электрохимической защиты в целях повышения ее эффективности.

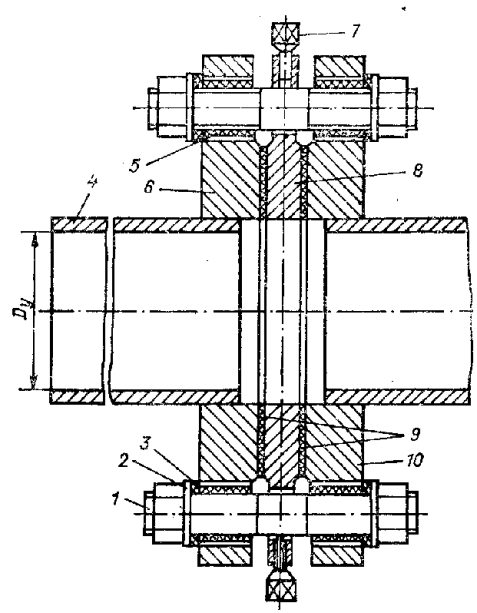


Рис. 2.7. Изолирующее фланцевое устройство.
1 — стягивающий болт; *2* — шайба; *3, 9* — паронитовые прокладки; *4* — газопровод; *5* — фторопластовая втулка; *6, 10* — фланец; *7* — винт; *8* — специальный фланец.

Устанавливают ИФС на вводах и выводах из ГРП, на переходах через препятствия, в местах выхода газопровода из земли, за запорными устройствами по ходу газа. На наружном газопроводе ИФС должен быть установлен на высоте, обеспечивающей безопасность и удобство обслуживания, и должен быть защищен от атмосферных осадков.

В изолирующем фланцевом соединении (рис. 2.7) кроме двух основных фланцев имеется специальный фланец толщиной 16—20 мм (в зависимости от диаметра газопровода). Между соединительным и изолирующим фланцами установлены прокладки толщиной 4 мм из паронита (ПМБ), пропитанного бакелитовым лаком марки Л.БС-1. Стягивающие болты заключены в разрезные втулки из фторопласта ФУ. Между шайбами и фланцами также имеются изолирующие прокладки из паронита с указанной пропиткой. По периметру кольца имеются резьбовые

гнезда с винтами, которые используют для крепления проводов при проверке электросопротивления между каждым из фланцев газопровода и кольцом.

ИФС подлежит испытанию на прочность и плотность, а также на наличие разрыва в электрической цепи, где он установлен, и на отсутствие короткого замыкания после установки. Электросопротивление должно быть не менее 2 кОм.

Участки газопроводов вблизи ГРП, на которых установлены ИФС, должны иметь шунтирующую электроперемычку из полосовой стали сечением 40×4 мм, присоединенную перед фланцем на входе и за фланцем на выходе из ГРП. Если вход и выход расположены не с одной стороны, то перемычку выполняют кабелем площадью сечения не менее 50 мм^2 по меди.

Если ИФС должно быть установлено на газопроводе, где имеется стальное фланцевое запорное устройство, то последнее используют вместо специального фланца. Электроперемычки на ИФС должны предусматриваться разъемными.

Приемку в эксплуатацию ИФС оформляют справкой, к которой прикладывают эскиз участка газопровода с указанием места установки ИФС.

Для выполнения систематических измерений электрических потенциалов земля—газопровод используют водосборники и гидрозатворы. К водоотводной трубке или футляру приваривают контактную пластину, а рядом с трубкой, до установки ковера, забивают электрод заземления (рис. 2.2).

Требования по защите подземных сооружений от коррозии определяются следующими документами: ГОСТ 9.015—74 (Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования) и нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке [18].

2.2.4. Окраска газопроводов. Защита газопроводов, а также трубопроводов продувочных, сбросных и безопасности от атмосферной коррозии выполняется лакокрасочными покрытиями, выдерживающими температурные изменения и влияние атмосферных осадков (для надземных газопроводов). Покрытие должно быть желтого цвета (ГОСТ 14202—69). Окраску новых газопроводов разрешается производить после испытания их на плотность.

Для окраски надземных газопроводов рекомендуется эмаль ХВ-124 с растворителем Р-4, наносимая в два слоя по двум слоям грунтовки (растворитель дополнительный—сольвент каменноугольный); для внутренних газопроводов — эмаль марки ПФ-115 с грунтовкой ФЛ-03К (с тем же дополнительным растворителем) или ГФ-0119, ГФ-021.

Окраску можно выполнять по всей длине газопровода или отдельными участками, длина которых в зависимости от диаметра трубы, должна быть, м: до 80 мм — 2, от 81 до 160 мм — 3, от 161 до 300 мм — 4, свыше 300 мм — 6. Оба конца участка должны быть окрашены, соответственно указанным выше диаметрам, красными полосами шириной не менее, мм: 40, 50, 70, 100. Остальная поверхность газопровода может быть окрашена в другой цвет, кроме цветов, принимаемых в качестве опознавательных для других сред (зеленый, красный, синий, оранжевый, фиолетовый, коричневый, серый).

Опознавательную окраску при выполнении ее отдельными участками необходимо наносить в местах поворотов ответвлений газопроводов, расположения фланцевых соединений, присоединения импульсных трубок, на вводах в здания, в местах прохода через стены.

2.3. ТРУБЫ ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ

На территориях промышленных предприятий, обычно насыщенных инженерными коммуникациями, для строительства газопроводов применяют только стальные трубы.

Поперечный размер труб характеризуется условным проходом (для газопроводных труб по ГОСТ 3262—75), наружным и внутренним диаметрами и толщиной стенки. Условный проход D_y — номинальный внутренний диаметр — может не совпадать с фактическим внутренним диаметром трубы. Наружный диаметр $D_н$ — величина, определяемая соответствующим ГОСТ на сортамент труб или ТУ; внутренний диаметр $D_{вн}$ — величина переменная, зависящая от толщины стенки s.

По способу изготовления стальные трубы подразделяют на сварные (прямошовные и спиральношовные) или бесшовные (горяче-, тепло- или холоднодеформированные). Для строительства наружных надземных газопроводов в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже минус 40 °С, а также подземных и внутренних газопроводов, которые не охлаждаются до температуры ниже минус 40 °С, должны применяться трубы, удовлетворяющие требованиям СНиП 2.04.08—87. Газо-

снабжение. Основные характеристики таких труб, толщина стенок которых определена расчетом согласно СНиП 2.04.12—86 и принята по номенклатурам заводов-изготовителей как ближайшая большая к расчетной, по состоянию на 1987 г. приведены в табл. 2.9. При этом толщина стенки должна быть не менее, мм: 2 — для надземных и внутренних газопроводов, 3 — для подземных и наземных (в насыпях), 5 — для подводных переходов.

Для указанных выше условий строительства газопроводов следует применять прямошовные и спиральношовные сварные и бесшовные трубы, изготовленные из хорошо сваривающейся стали, содержащей не более, %: 0,25 углерода, 0,056 серы и 0,046 фосфора.

Для наружных и внутренних газопроводов следует применять стальные трубы групп В и Г, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали марок Ст2, Ст3, а также Ст4 (при содержании в ней углерода не более 0,25 %), не менее второй категории (для газопроводов с $D_н > 530$ мм при толщине стенки более 5 мм — не менее третьей категории) группы В по ГОСТ 380—71 и марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—74. Сталь марки 08 для газопроводов низкого давления применяют при технико-экономическом обосновании.

Допускается применение труб, изготовленных из полуспокойной и кипящей стали, в следующих случаях:

— для подземных газопроводов, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 30 °С включительно;

— для надземных газопроводов, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 10 °С включительно — трубы из полуспокойной и кипящей стали и с температурой до минус 20 °С включительно — трубы из полуспокойной стали;

— для внутренних газопроводов давлением не более 3 кгс/см² с наружным диаметром не более 159 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, если температура стенок труб в процессе эксплуатации не будет понижаться ниже 0 °С.

При применении для наружных газопроводов труб из полуспокойной и кипящей стали в перечисленных выше случаях должны быть соблюдены следующие условия: диаметр не должен превышать 820 мм для труб из полуспокойной стали и 530 мм для труб из кипящей стали; толщина стенки труб должна быть не более 8 мм.

Таблица 2.9

Основные характеристики труб стальных для газопроводов давлением до 16 кгс/см², $D_у \leqslant 500$ мм в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже минус 40 °С (ВСт2, ВСт3 и ВСт4 по ГОСТ 380—71; 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050—74)

$D_у$, мм	$D_н$, мм	Марка стали	Толщина стенки s, мм	Масса 1 м, кг
1. Трубы стальные электросварные по ГОСТ 10705—80 группы В и по ГОСТ 10704—76 (газопроводы природного и паровой фазы сжиженных углеводородных газов давлением до 16 кгс/см²)				
15	22	ВСт2сп2-3	2	0,986
20	25	ВСт3сп2-3	2	1,13
	26 **	10, 15, 20	2	1,18
25	32		2	1,48
	32		3 *	2,15
	33 **		3	2,22
32	38		2	1,78
	38		3 *	2,59
	42 **		3	2,89
40	45		2	2,12
	45		3 *	3,11
	48 **		3	3,33
50	57		2	2,71
	57		3 *	4,0
	60 **		3	4,22
65	76		3	5,40
80	89		3	6,36
	89 **		3,5	7,38
100	108		3,0	7,77
	114		3,0	8,21
150	159		4,5	17,15
200	219		5,0	26,39
250	273		5,0	33,05
300	325		5,0	39,46
400	426		6,0	62,15
500	530		6,0	77,54

Условное обозначение трубы группы В с $D_н = 57$ мм, $s = 2$ мм, немерной длины из стали 10

$$\text{Труба } \frac{57\times2 \text{ ГОСТ } 10704\text{—}76}{\text{В-10 ГОСТ } 10705\text{—}80};$$

то же, из стали ВСт2сп2 —

$$\text{Труба } \frac{57\times2 \text{ ГОСТ } 10704\text{—}76}{\text{В-ВСт2сп2 ГОСТ } 10705\text{—}80}$$

Продолжение табл. 2.9

$D_у$, мм	$D_н$, мм	Марка стали	Толщина стенки s, мм	Масса 1 м, кг
II. Трубы стальные электросварные по ТУ 14-3-943—80 (газопроводы природного и паровой фазы сжиженных углеводородных газов давлением до 16 кгс/см²)				
200	219	ВСт3сп2	4,5	23,80
250	273	10	4,5	29,80
300	325		5,0	39,46
500	530		6,0	77,54

Условное обозначение трубы с $D_н = 219$ мм, $s = 5$ мм из стали ВСт3сп2

Труба 219×5 — ВСт3сп2 ТУ 14-3-943—80

III. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов (спиральношовные) классов прочности К34, К38 и К42 по ГОСТ 20295—74 (газопроводы природного и паровой фазы сжиженных углеводородных газов давлением до 16 кгс/см²)

150	159	ВСт3сп2 (К38)	4,0	15,29
200	219	10 (К34)		
		15 (К38)	5,0	26,39
250	273	20 (К42)	5,0	33,04

Условное обозначение трубы с $D_н = 159$ мм, $s = 4$ мм, класса прочности К38, без термообработки

Труба 159×4 — К38 ГОСТ 20295—74

IV. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные группы В по ГОСТ 8733—74 и ГОСТ 8734—75 (газопроводы, прокладываемые в условиях, оговоренных п. 4.13 СНиП 2.04.08—87, а также жидкой фазы сжиженных углеводородных газов)

25	32	10 и 20	2,0	1,48
	32		3,0	2,15
32	38		2,0	1,78
	38		3,0 *	2,59
	42		3,0	2,89

Условное обозначение трубы группы В с $D_н = 32$ мм, $s = 2$ мм, немерной длины из стали марки 10

$$\text{Труба } \frac{32\times2 \text{ ГОСТ } 8734\text{—}75}{\text{В-10 ГОСТ } 8733\text{—}74}$$

Продолжение табл. 2.9

$D_у$, мм	$D_н$, мм	Марка стали	Толщина стенки s, мм	Масса 1 м, кг
V. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные группы В по ГОСТ 8731—74 и ГОСТ 8732—78 (газопроводы, прокладываемые в условиях, оговоренных п. 4.13 СНиП 2.04.08—87, а также жидкой фазы сжиженных углеводородных газов)				
40	45	10 и 20	3,0	3,11
50	57		3,0	4,00
65	76		3,5	6,26
80	89		3,5	7,38
100	108		4,0	10,26
	114		4,0	10,85
125	133		4,0	12,73
150	159		4,5	17,15
200	219		6,0	31,52
250	273		7,0	45,92
300	325		8,0	62,54

Условное обозначение трубы группы В с $D_н = 76$ мм, $s = 3,5$ мм, немерной длины из стали марки 10

$$\text{Труба } \frac{76\times3,5 \text{ ГОСТ } 8732\text{—}78}{\text{В-10 ГОСТ } 8731\text{—}74}$$

VI. Трубы стальные водогазопроводные по ГОСТ 3262—75 (газопроводы низкого давления с $D_н \leqslant 80$ мм; трубы высшей категории качества — трубопроводы импульсные с $D_н \leqslant 32$ мм и давлением до 6 кгс/см² включительно. В числителе — труба легкая, в знаменателе — обыкновенная)

15	21,3		2,5/2,8	1,16/1,28
20	26,8		2,5/2,8	1,50/1,66
25	33,5		2,8/3,2	2,12/2,39
32	42,3		2,8/3,2	2,73/3,09
40	48,0		3,0/3,5	3,33/3,84
50	60,0		3,0/3,5	4,22/4,88
65	75,5		3,2/4,0	5,71/7,05
80	88,5		3,5/4,0	7,34/8,34

Условное обозначение трубы обыкновенной, неоцинкованной, обычной точности изготовления, немерной длины с $D_у = 20$ мм, $s = 2,8$ мм, без резьбы и без муфты

Труба 20×2,8 ГОСТ 3262—75

* Для подземных газопроводов.

** Для изготовления соединительных частей и деталей при использовании арматуры на резьбе и давлении газа до 3 кгс/см².

В районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40 °С включительно для строительства подземных газопроводов допускается применять трубы, изготовленные из полуспокойной стали диаметром не более 325 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, а для подземных и надземных газопроводов — также трубы, изготовленные из полуспокойной и кипящей стали диаметром не более 114 мм с толщиной стенки до 4 мм включительно.

Для наружных и внутренних газопроводов низкого давления допускается применять трубы, изготовленные из спокойной, полуспокойной и кипящей стали марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 категорий 1, 2, 3 групп А, Б и В по ГОСТ 380—71 и 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—74 (сталь 08 — при технико-экономическом обосновании, Ст4 — при содержании углерода не более 0,25 %), а также по ГОСТ 3262—75 — с условным диаметром до 80 мм включительно.

Для участков газопроводов всех давлений, испытывающих вибрационные нагрузки (соединение непосредственно с источником вибрации в ГРП, ГРУ, компрессорных и др.), должны применяться стальные трубы групп В и Г, изготовленные из спокойной стали с содержанием углерода не более 0,24 % (например, Ст2, Ст3 не менее третьей категории по ГОСТ 380—71; марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—74).

Сварное соединение сварных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб или иметь гарантированный заводом-изготовителем коэффициент прочности сварного соединения, что должно указываться в заказной спецификации.

Трубы по ГОСТ 3262—75 с условным диаметром до 32 мм включительно, изготовленные высшей категории качества, допускается применять для импульсных трубок давлением до 6 кгс/см^2 включительно. При этом гнутые участки должны иметь радиус гиба не менее $2D_у$, а температура стенки трубы в период эксплуатации не должна быть ниже 0 °С.

Трубы бесшовные по ГОСТ 8731—74 и ГОСТ 8733—74 следует применять только для газопроводов жидкой фазы сжиженных углеводородных газов, а также в условиях, оговоренных в п. 4.13 СНиП 2.04.08—87, трубы электросварные спиральношовные — только для прямых участков газопроводов. Трубы по ГОСТ 8731—74, изготовленные из слитков на пилигримовых станах, не допускается применять без 100 %-ного контроля металла труб неразрушающими методами, что должно оговариваться в заказе.

Данные по трубам электросварным прямошовным по ГОСТ 10706—76 группы В и ГОСТ 10704—76, а также трубам со спиральным швом общего назначения группы В с ГЗК по ГОСТ 8696—74 в табл. 2.9 не приведены, так как они изготавливаются диаметром 500 мм и больше.

2.4. АРМАТУРА ГАЗОПРОВОДОВ

Трубопроводную арматуру в системах газоснабжения подразделяют по назначению на запорную (краны, задвижки, вентили), регулирующую (регуляторы давления, расхода, температуры, регулирующие клапаны), предохранительную (предохранительные запорные клапаны и сбросные устройства), контрольную (пробные и трехходовые краны, указатели уровня).

Согласно ГОСТ 356—80 арматура и соединительные части трубопроводов характеризуются условным ($p_у$), рабочим ($p_р$) и пробным ($p_{пр}$) давлением, под которым понимается: $p_у$ — наибольшее избыточное давление при температуре среды 293 К (20 °С), при котором допустима длительная работа; $p_р$ — наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации; $p_{пр}$ — избыточное давление, при котором должно проводиться гидравлическое испытание на прочность и плотность водой при температуре не менее 278 К (5 °С) и не более 343 К (70 °С), если в нормативно-технической документации не указано конкретное значение этой температуры.

По условному давлению арматуру разделяют на предназначенную для трубопроводов: низкого давления 1—10, среднего 16—64, высокого 100—1000 кгс/см^2.

Условный диаметр прохода — номинальный диаметр отверстия в арматуре или трубе. СТ СЭВ 254—76 устанавливает следующий ряд условных проходов, мм: 3, 6, 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500 и т. д. Условный проход не совпадает с диаметром проходного отверстия арматуры.

При обозначении арматуры используют цифры и буквы. Первые две цифры обозначают тип арматуры: 10 — кран пробно-спускной; 11 — кран для трубопровода; 13, 14 и 15 — вентиль; 17 — клапан предохранительный сбросной; 22 — клапан отсечной; 25 — клапан регулирующий; 30 и 31 — задвижка. Буквы за цифрами — материал, применяемый для изготовления корпуса, например: «ч» — чугун, «с» — сталь углеродистая, «нж» — сталь коррозионностойкая. Цифры после букв — конструктивные особенности изделия в пределах данного типа и вид привода: одна или две цифры — номер модели (ручной привод с маховиком или рукояткой), при наличии трех цифр первая обозначает тип привода, а две последующие — номер модели: 8 или 38 — ручной привод с рукояткой; 7, 12, 17, 47 — ручной привод с маховиком; 914 — электрический привод модели 14. Последние буквы — материал уплотнительных поверхностей

или способ нанесения внутреннего покрытия, например: «нж» — уплотнительные поверхности из коррозионностойкой стали, «бр» — из бронзы. Изделия без вставных или наплавленных колец, т. е. с уплотнительными поверхностями, выполненными непосредственно на корпусе или клине, обозначают «бк» (без колец). Для систем газоснабжения следует, как правило, применять арматуру «бк».

Например, задвижка клиновая с невыдвижным шпинделем фланцевая чугунная (привод ручной с маховиком), предназначенная для установки на газопроводе, обозначается 30ч47бк4; для установки на водопроводе — 30ч47бр или 30ч47бр2 (где цифры 4 или 2 — модификации).

Некоторые изделия обозначают буквами и цифрами, где буквы — тип изделия, цифры за ними — условное давление или условный диаметр: ЗКЛ2-16 — задвижка клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая стальная на условное давление 16 кгс/см²; ЗКЛПЭ-16 — задвижка с выдвижным шпинделем фланцевая стальная с электроприводом во взрывозащищенном исполнении; КГ-40 — клапан газовый с $D_y = 40$ мм.

В зависимости от условий эксплуатации (давления газа p, кгс/см², и температуры t, °С) можно применить запорные устройства, изготовленные из: серого чугуна ($p \leqslant 6$, $t \geqslant -35$); ковкого чугуна, бронзы или латуни ($p \leqslant 16$, $t \geqslant -35$); углеродистой стали ($p \leqslant 16$, $t \geqslant -40$); легированной стали ($p \geqslant 16$, $t < -40$).

Запорная арматура, применяемая на газопроводах, должна быть предназначена для газовой среды и отвечать следующим основным требованиям:

— герметичность затвора (узла, состоящего из седла и плунжера и образующего проходное сечение) — соответствовать I классу согласно ГОСТ 9544—75;

— поворотные краны и затворы — иметь ограничители поворота и указатели положения «Открыто—Закрыто», а задвижки с невыдвижным шпинделем — указатели степени открытия;

— краны с $D_y \leqslant 80$ мм — иметь риску на шпинделе, указывающую направление прохода газа в пробке.

В случае отсутствия арматуры, предназначенной специально для газовых сред, допускается использование арматуры общего назначения при условии выполнения дополнительных требований по притирке и испытанию (разд. 7.3) затвора на герметичность I класса в соответствии с ГОСТ 9544—75.

Запорная арматура должна создавать минимальное сопротивление проходу газа в открытом положении, особенно на газопроводах низкого давления, быстро открываться и закрываться, на что при ручном управлении должно затрачиваться небольшое усилие. Недопустимо применение для этого дополнительных рычагов и других приспособлений.

Запорную арматуру необходимо применять строго по назначению, в частности, ее не допускается использовать в качестве регулирующей или дросселирующей, а также на газопроводах, подверженных вибрации и транспортирующих газ с механическими примесями. На газопроводах низкого давления допускается использовать в качестве запорных устройств гидравлические затворы.

Характеристики запорной арматуры приведены в табл. 2.10.

Таблица 2.10

Характеристики запорной арматуры ($D_y \leqslant 500$ мм)

Наименование	Шифр	p_y, кгс/см², не более	D_y, мм	L, мм	h, мм	Масса, кг
		Краны				
Пробковый пружинный муфтовый (рис. 2.8)	11Б12бк	0,1	15	55	45	0,25
			20	65	55	0,37
Пробковый натяжной газовый муфтовый (рис. 2.9)	11ч3бк	1	25	80	51	0,9
			32	95	59	1,37
			40	110	67	2
			50	130	79	3,4
			65	160	96	5,7
			80	180	114	8,65
Шаровой сальниковый муфтовый (рис. 2.10)	11ч38п1	6	15	80	65	0,85
			20	100	70	1,3
			25	120	75	1,7
			32	130	95	2,5
			40	150	112	3,65
			50	170	120	6,15
			65	190	125	8,85
			80	200	140	13,0
Шаровой муфтовый (рис. 2.11)	11Б24п	10	10	53	45	0,2
			15	67	48	0,36
			20	80	60	0,6
			25	90	63	0,94
			32	100	66	1,44
			40	120	88	2,0
Пробковый фланцевый со смазкой (рис. 2.12)	КС	6	80	210	296	21
			100	230	315	29
			150	350	400	92
Пробковый сальниковый муфтовый со смазкой	11ч6бкII	10	15	80	79	0,65
			20	90	96	1,1
			25	110	106	1,85
			40	150	140	3,6
			50	170	164	6,5
Пробковый сальниковый фланцевый	11ч8бк	10	25	110	106	3,4
			40	150	140	7,3
			50	170	164	10,6
			65	220	195	16,75
			80	250	211	21,95
			100	300	247	28,8
Трехходовой натяжной муфтовый с фланцем для контрольного манометра	14М1	16	15	60	32	0,26

Продолжение табл. 2.10

Наименование	Шифр	p_y, кгс/см², не более	D_y, мм	L, мм	h, мм	Масса, кг
		Задвижки				
Клиновая с невыдвижным шпинделем фланцевая (рис. 2.13)	30ч47бк4	6	50	180	300	19
			80	210	384	34
			100	230	420	45
			150	280	520	73
Клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая (рис. 2.14)	30с41нж (ЗКЛ2-16)	16	50	180	480	25
			80	210	600	38
			100	230	680	55
			150	280	920	100
			200	330	1040	140
			250	450	1400	290
			300	500	1500	400
			350	550	1570	545
То же, с ручной конической передачей	30с541нж (ЗКЛ2-16)	16	400	600	1925	678
			500	700	2470	1260
То же, с электроприводом во взрывозащищенном исполнении	30с941нж (ЗКЛПЭ-16)	16	50	180	795	140
			80	210	920	155
			100	230	965	170
			150	280	1150	225
			200	330	1425	300
			250	450	1500	400
			300	500	1730	490
			350	550	1730	495
			400	600	1730	515
Параллельная с выдвижным шпинделем фланцевая (рис. 2.15)	30ч7бк	4	200	330	900	115
			250	450	1090	169
			300	500	1285	241
			400	600	1660	441
		Вентили				
Фланцевый (рис. 2.16)	15кч16п	25	32	180	225	8
			40	200	253	11
			50	230	253	14
			65	290	330	25
			80	310	360	32
Игольчатый с внутренней соединительной резьбой на присоединительных концах	15с54бк2 (ВП)	160	6	64	86	0,55
			15	68	86	0,58
			20	85	105	1,4
			25	100	112	1,52
То же, с наружной соединительной резьбой на присоединительных концах (рис. 2.17)	15с54бк (ОБ22.044)	160	15	68	82	0,49
То же, цапковый	15с96к (К322004)	100	10	95	—	1,13
			15	116	—	1,81

Продолжение табл. 2.10

Наименование	Шифр	p_y, кгс/см², не более	D_y, мм	L, мм	h, мм	Масса, кг
Фланцевый	15кч12п	25	20	100	193	3,5
			25	120	193	4,0
»	15с12п2	25	20	150	190	5,0
			25	160	298	5,6
			32	180	226	9,2
»	15с18п	25	40	200	296	14,6
			50	230	296	16,6
			65	290	391	32,8
			80	310	391	36,0
			100	350	426	49,3
			150	480	600	100,0
			200	600	725	149,0

Примечание. Краны 11ч6бк, 11ч9бк и 14М1 предназначены для жидких сред. Их применение на газопроводах допускается только после дополнительной притирки уплотняющих поверхностей и испытания на прочность и плотность.

2.4.1. Краны. По способу присоединения краны бывают муфтовые (с внутренней или наружной резьбой на присоединительных патрубках), цапковые (с накидной гайкой), фланцевые и с концами под приварку; по форме затвора (пробки) — конические, цилиндрические и сферические (шаровые); по уплотнению — натяжные и сальниковые; по применению смазки — со смазкой или без нее; по приводу — с управлением ручным, гидравлическим, пневматическим или электрическим.

При температуре окружающего воздуха более 25 °С натяжные краны следует смазывать термоустойчивой смазкой, в состав которой входят горный воск (50 %), цилиндровое масло (40 %) и графитовый порошок (10 %). При более высоких температурах необходимо применять колипсолин или смазку 1-13с. При температуре ниже 25 °С краны можно смазывать техническим вазелином или солидолом.

В сальниковых кранах плотность достигается кроме притирки пробки к корпусу также прижимом ее при помощи сальника. Подтягивание гаек крышки создает давление через набивку на буртик конусной пробки, чем и достигается уплотнение крана. У кранов с $D_y \geqslant 40$ мм

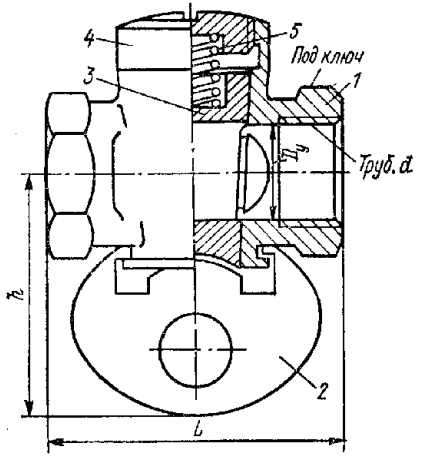


Рис. 2.8. Кран пружинный муфтовый 11Б12бк.
1 — корпус; *2* — ручка; *3* — пробка; *4* — крышка; *5* — пружина.

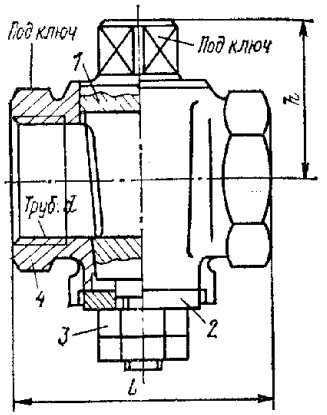


Рис. 2.9. Кран натяжной муфтовый 11ч3бк.
1 — пробка; *2* — шайба; *3* — натяжная гайка; *4* — корпус.

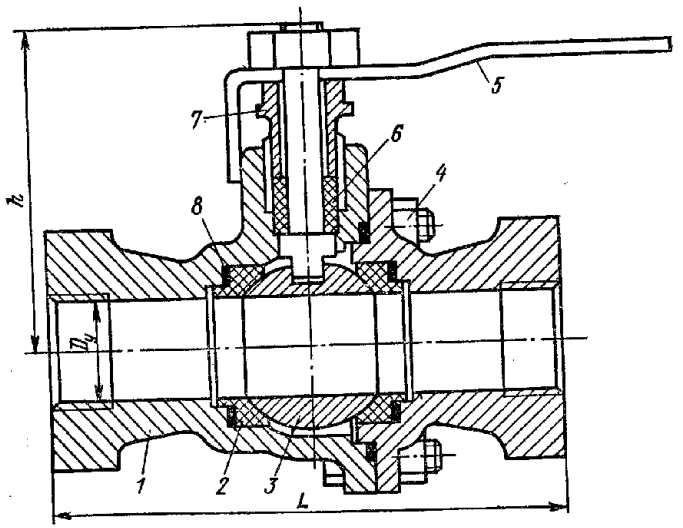


Рис. 2.10. Кран шаровой сальниковый муфтовый 11ч38п1.
1 — корпус; *2* — фторопластовое кольцо; *3* — шаровая пробка; *4* — соединительные болты; *5* — рукоятка; *6* — сальниковая набивка; *7* — сальниковая гайка; *8* — резиновая прокладка.

обычно внизу имеется нажимной болт, которым можно отжать пробку несколько вверх в случае ее заедания и невозможности провернуть обычным ключом. При этом сальниковые гайки следует отпустить на 0,5—1 оборот. После поворота пробки в нужное положение отжимной винт следует отпустить обратно, а сальниковые гайки снова подтянуть.

Кран 11Б12бк (рис. 2.8) предназначен для установки на внутренних газопроводах природного и сжиженного газа с температурой до 50 °С. Конусная пробка прижимается к уплотнительной поверхности корпуса пружиной, усилие которой регулируют крышкой. На газопроводе кран монтируют в собранном виде без ручки с пробкой, установленной в положение «Открыто». После монтажа пробку следует вынуть, промыть в бензине и насухо протереть уплотнительные поверхности, смазать уплотнительную поверхность пробки ровным тонким слоем смазки, собрать кран, заполнить пространство между крышкой и пробкой смазкой и разогнать ее поворотами пробки. Крышка должна быть завернута в корпус на всю длину резьбы. Для смазки уплотнительных поверхностей крана без его разборки следует нажать на ручку: пробка приподнимется и смазка из пространства между пробкой и крышкой поступит в образовавшийся зазор, покрывая уплотнительные поверхности. Для ремонта крана предусмотрен запас натяга пробки в корпусе не менее 2 мм.

Кран натяжной 11ч3бк (рис. 2.9) состоит из корпуса, конусной пробки, оканчивающейся хвостовиком с резьбой, натяжной гайки, навинченной на резьбу хвостовика, и шайбы. Герметичность затвора достигается притиркой уплотняющих поверхностей корпуса и пробки и прижатием их друг к другу натяжной гайкой. Нижняя часть корпуса имеет внутреннюю цилиндрическую выточку, до которой пробка на 2—3 мм не доходит, что позволяет подтягивать ее после притирки во время ремонта.

Кран 11ч38п1 (рис. 2.10) имеет чугунную пробку сферической формы с круглым отверстием диаметром, примерно равным внутреннему диаметру газопровода. Герметичность затвора обеспечивается двумя уплотнительными фторопластовыми кольцами с сферической уплотнительной поверхностью и резиновыми прокладками. Корпус состоит из двух частей, скрепленных соединительными болтами; кран имеет ручку и ограничитель поворота на 90°.

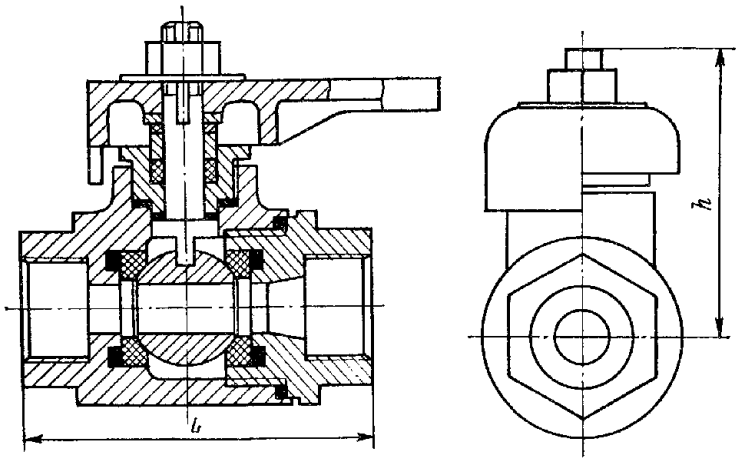


Рис. 2.11. Кран шаровой сальниковый муфтовый 11Б24п.

Перед установкой на газопровод кран разбирают, насухо протирают уплотнительные поверхности и покрывают их тонким слоем бескислотной смазки. Затем кран

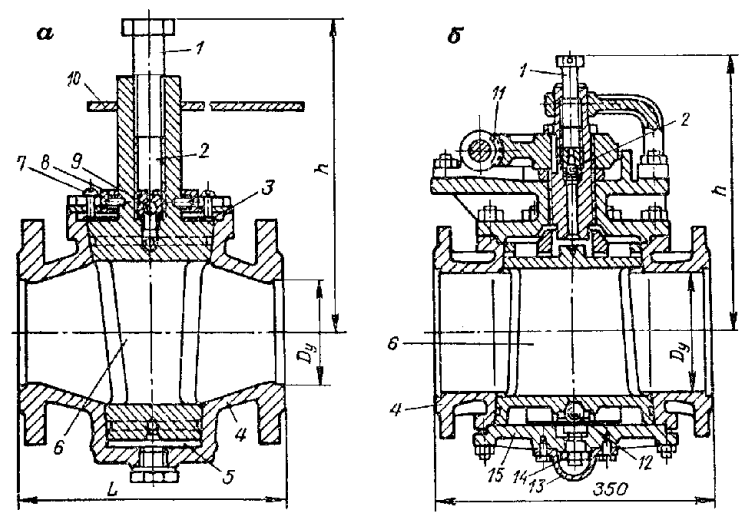


Рис. 2.12. Кран фланцевый со смазкой КС.

а — с ручным управлением; *б* — с червячной передачей; *1* — болт для подачи смазки; *2, 5* — полости для смазки; *3* — уплотнительная мембрана; *4* — корпус; *6* — пробка; *7* — регулировочный винт; *8* — ограничитель поворота; *9* — шариковый обратный клапан; *10* — рукоятка; *11* — червячная передача; *12* — опорный шарик; *13* — колпак; *14* — регулировочный болт; *15* — крышка

собирают, производят набивку сальника, проверяют легкость хода пробки и испытывают на герметичность. Кран имеет меньшее гидравлическое сопротивление, чем другие запорные устройства; может устанавливаться в любом рабочем положении.

Краны этого типа, не предназначенные для газовой среды (11ч38п), обычно имеют уплотнительные кольца, изготовленные не из фторопласта, обеспечить их герметичность по 1 классу практически не удается и использовать их в системах газоснабжения не следует.

К р а н 11Б24п (рис. 2.11) конструктивно аналогичен крану 11ч38п1, за исключением несколько уменьшенного диаметра проходного отверстия в пробке по сравнению с условным диаметром (кроме $D_y = 10$ мм). Так, у крана с $D_y = 40$ мм диаметр отверстия в пробке равен 31, у 32 — 25, у 25 — 18, у 20 — 12, у 15 и 10 — 8 мм.

К р а н КС (рис. 2.12). Герметичность крана самосмазывающегося достигается тем, что в систему канавок, имеющихся в пробке и корпусе, при ввертывании болта *1* подается смазка из полости *2* в полость *5*, под нижний торец пробки. Под давлением смазки пробка чуть приподнята, а образующаяся пленка между корпусом и пробкой обеспечивает герметичность затвора и уменьшает трение при повороте пробки. Если во время эксплуатации пробка «заедает», то, вворачивая болт, увеличивают давление смазки в полости *5*, и пробка приподнимается.

При сборке крана после ремонта все канавки и сверления в корпусе, а также обе полости заполняют специальной кальциевой смазкой на касторовом масле, поставляемой в форме стержней (∅ 20, $l = 100$ мм) желтого цвета. Тонким слоем той же смазки покрывают уплотняющие поверхности пробки и корпуса. Пробку затягивают в корпусе винтами. В процессе эксплуатации смазку добавляют в полость *2* по мере надобности. При вывертывании болта смазка, находящаяся в кране под давлением, не вытесняется наружу, так как выход ее перекрыт шариковым обратным клапаном *9*. Уплотнительную мембрану изготовляют из листовой латуни или белой жести.

При частом пользовании краном некоторое количество смазки, находящейся под давлением, вытесняется в газопровод, и герметичность затвора может нарушиться. Для восстановления герметичности болт поворачивают на 1—

2 оборота. В случае «заедания» пробки вращением болта *1* увеличивают давление смазки на нижний торец пробки, в результате чего она приподнимается. Затяжку пробки на требуемую величину производят винтами *7*.

Пробку кранов КС-80 и КС-100 (рис. 2.12, *а*) поворачивают накидным ключом на 90°, что фиксируется ограничителем поворота. На выступе пробки нанесена стрелка, а на верхней крышке корпуса — отметки «О» (открыто) и «З» (закрыто). Направление стрелки относительно букв указывает положение отверстия пробки.

Кран КС-150 (рис. 2.12, *б*) снабжен червячной передачей, позволяющей поворачивать пробку на 90°. Пробка внизу опирается на шарик, лежащий на мембране. Вращая болт *14*, можно через мембрану и шарик менять положение пробки, регулируя зазор между нею и корпусом. Для доступа к регулировочному болту необходимо снять колпак.

2.4.2. Задвижки. По устройству затвора делят на параллельные и клиновые, по устройству подъема затвора — с выдвижным и невыдвижным шпинделем, по приводу затвора — с ручным управлением (напрямую маховиком или с червячной передачей), электрическим, пневматическим или гидравлическим приводом.

У задвижек с выдвижным шпинделем резьбовая втулка расположена снаружи корпуса, что облегчает доступ к ней для осмотра и смазки. По количеству ниток резьбы на выступающем над маховиком конце шпинделя можно примерно определить степень открытия задвижки: при полном открытии шпиндель выдвигается на величину, соответствующую диаметру прохода.

В задвижках с невыдвижным шпинделем конец его резьбовой части входит в нарезную втулку, находящуюся в верхней части затвора задвижки. При вращении маховика шпиндель благодаря имеющемуся на нем бурту не перемещается вдоль своей оси и вращается вместе с маховиком. При этом резьбовая втулка затвора сдвигается по его резьбе вверх или вниз, поднимая или опуская затвор. Резьбовое соединение, с помощью которого перемещается затвор, расположено внутри корпуса. Для определения степени открытия затвора эти задвижки оснащают специальными указателями.

В задвижках с пневматическим или гидравлическим приводом применяют шток, а в быстродействующих с электроприводом — зубчатую рейку.

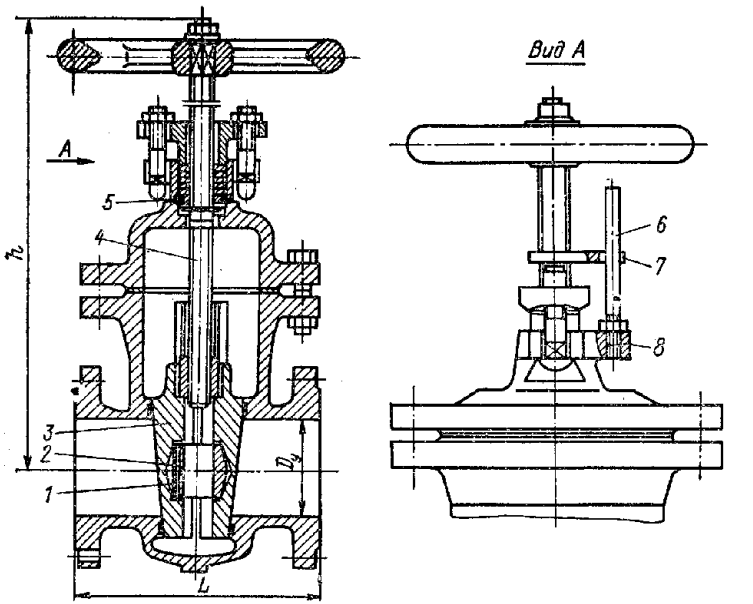


Рис. 2.13. Задвижка клиновая с невыдвижным шпинделем 30ч47бк4.

1 — регулировочная прокладка; *2* — вкладыш; *3* — диск клинового затвора; *4* — шток; *5* — уплотнительное кольцо; *6* — стержень; *7* — диск; *8* — выступ сальниковой гайки.

Большинство задвижек можно устанавливать на горизонтальных и вертикальных газопроводах в любом рабочем положении, кроме направления шпинделем вниз. Рабочее положение задвижек с электрическим и пневматическим приводом обычно оговаривается особо.

В системах газоснабжения котельных наиболее часто применяют задвижки с клиновым затвором, который прост по устройству и надежен в работе при температурах среды до 100 °С. Боковые поверхности клина имеют пазы для фиксирования его посадки на седло, а наличие уклона снижает износ уплотнительных поверхностей.

Задвижка с невыдвижным шпинделем 30ч47бк4 (рис. 2.13) имеет клиновой затвор, состоящий из двух дисков и вкладыша, который при вращении маховика по часовой стрелке раздвигает диски, прижимая их к уплотняющим поверхностям корпуса. При износе уплотнительных поверхностей герметичность затвора восстанавливают при помощи регулировочных прокладок.

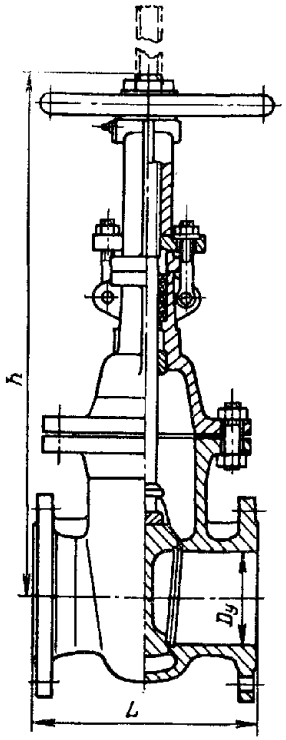


Рис. 2.14. Задвижка стальная клиновая с выдвижным шпинделем ЗКЛ2-16.

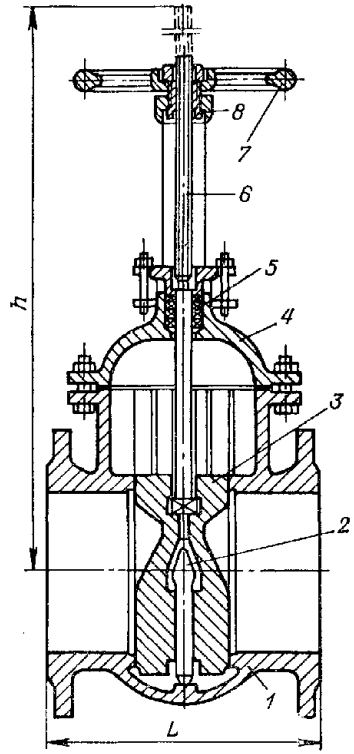


Рис. 2.15. Задвижка параллельная с выдвижным шпинделем 30ч7бк.
1 — корпус; *2* — распорный клин; *3* — двухдисковый затвор; *4* — крышка; *5* — сальник; *6* — шпиндель; *7* — маховик; *8* — резьбовая втулка

Указатель положения затвора состоит из стержня, укрепленного на выступе сальниковой гайки и диска, передвигающегося по резьбе шпинделя на участке между сальником и маховиком. На стержне имеются отметки «О» (открыто) и «З» (закрыто).

В качестве сальниковой набивки используют набивку марки ЛП по ГОСТ 5152—74 и дополнительно уплотнительное кольцо *5* из маслобензостойкой резины.

Задвижка стальная ЗКЛ2-16 (рис. 2.14) имеет выдвижной шпиндель и затвор в виде сплошного клина с направляющими. Уплотнительные поверхности корпуса и клина наплавлены нержавеющей проволокой. Корпус изготовлен из стали 20 или 25. У задвижки предусмотрено

верхнее уплотнение в крышке, предназначенное для разгрузки сальника при поднятом до отказа затворе и позволяющее производить замену сальниковой набивки без прекращения подачи газа. Высота подтяжки сальника не должна превышать 30 % от высоты камеры.

Незначительное нарушение герметичности затвора из-за коррозии или задиров устраняют притиркой уплотняющих поверхностей, значительное — наплавкой уплотнительной поверхности с последующей подрезкой и притиркой. Нарушения герметичности верхнего уплотнения в крышке устраняют зачисткой шпинделя на станке наждачной бумагой или шлифовкой, а специальную втулку зачищают или при необходимости заменяют новой. При сборке задвижки после ремонта необходимо следить, чтобы клеймение на направляющей клина находилось со стороны клеймения на среднем фланце.

Задвижка с ручным управлением при работе на чистой среде может устанавливаться в любом рабочем положении.

С повышением температуры рабочей среды уменьшается допустимое рабочее давление:

$t_{ср}$, °С	200	250	300	350	400	425	450
p_{max}, кгс/см²	16	14	12,5	11	10	9	6,7

Задвижка стальная ЗКЛПЭ-16. Устройство затвора аналогично задвижке ЗКЛ2-16. Снабжена электроприводом во взрывобезопасном исполнении. Управление дистанционное или местное. Привод имеет аварийное ручное управление в виде маховика с ручкой. Нормальным считается расположение задвижки при вертикальном положении шпинделя. Горизонтальное положение шпинделя допускается при условии, что червяк редуктора и масляная коробка путевого выключателя будут располагаться внизу.

Задвижка 30ч7бк (рис. 2.15) имеет двухдисковый затвор и выдвижной шпиндель. Диски затвора движутся по направляющим, имеющимся в корпусе. При опускании затвора вниз до упора распорный клин упирается в выступ в нижней части корпуса и, раздвигая диски, прижимает их к уплотнительным поверхностям корпуса. Максимальная температура рабочей среды 100 °С.

2.4.3. Вентили. К достоинствам вентилей следует отнести высокую герметичность, относительную простоту притирки плунжера к седлу, небольшой ход плунжера,

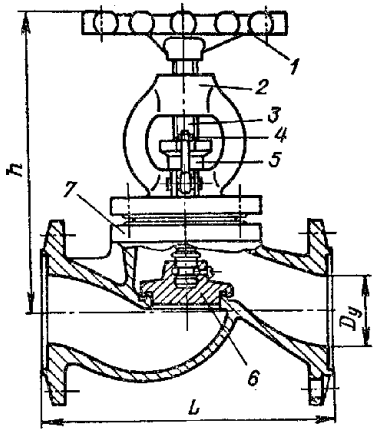


Рис. 2.16. Вентиль 15кч16п.
1 — маховик; *2* — резьбовая стойка; *3* — шпиндель; *4* — откидные болты; *5* — сальник; *6* — плунжер; *7* — корпус.

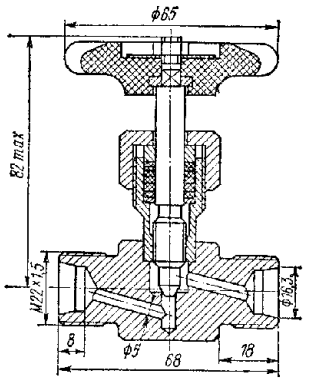


Рис. 2.17. Вентиль 15с54бк (ОБ 22044).

необходимый для полного открытия затвора. Однако использование вентилей ограничено повышенным гидравлическим сопротивлением.

Плоское основание плунжера имеет уплотнительное кольцо из металла (баббита), резины или фторопласта. Плотности прилегания плунжера к седлу способствует возможность некоторого смещения оси плунжера по отношению к оси шпинделя (рис. 2.16).

Ходовая гайка жестко крепится в стойке вентиля. Шпиндель при вращении маховика против часовой стрелки поднимается, открывая затвор. Вентили устанавливают так, чтобы поток газа был направлен под тарелку клапана. При пуске газа «на клапан» сопротивление вентиля проходу газа увеличивается и открытие его вследствие давления на клапан затрудняется. При этом не исключена возможность отрыва тарелки клапана от шпинделя и прекращения подачи газа.

Большинство вентилей имеет верхнее уплотнение для разгрузки сальника при поднятом до отказа шпинделе (верхняя часть плунжера имеет конический выступ, который входит в коническую проточку крышки корпуса). При необходимости производить набивку сальника без прекращения подачи газа конические выступ и проточку следует притереть друг к другу до установки вентиля на

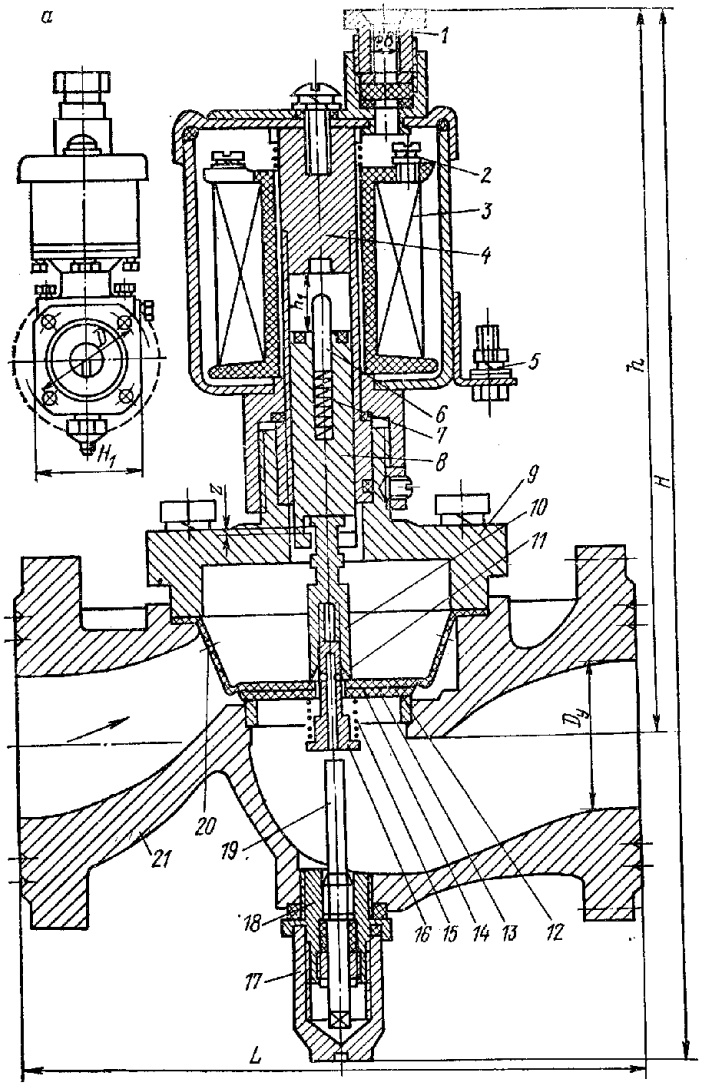
газопровод. Выдвижную часть шпинделя рекомендуется периодически смазывать консистентной смазкой ЦИАТИМ-221 (ГОСТ 9433—60).

На импульсных трубках удобно применять вентиль 15с9бк или 15с54бк с наружной соединительной резьбой на обоих присоединительных концах (рис. 2.17). Наружная резьба на присоединительных муфтах позволяет производить монтаж с помощью накидных гаек. Температура окружающей среды не ниже минус 40 °С.

2.4.4. Арматура с электромагнитным приводом. Электромагнитные вентили и клапаны применяют в качестве предохранительных быстродействующих отсечных устройств, предназначенных для прекращения подачи газа к котлу или отдельным горелкам при выходе контролируемых параметров за заданные пределы. По условиям эксплуатации их относят к нормально-закрытым (НЗ): при прекращении подвода электроэнергии, создающей перестановочное усилие, проходное сечение полностью перекрывается. Электрооборудование приводов и других элементов арматуры по условиям взрывобезопасности должно соответствовать указаниям ПУЭ.

В электромагнитных клапанах и вентилях плотность прижатия запорного плунжера определяется весом движущихся частей запорного органа или небольшим усилием прижимной пружины и в ряде случаев входным давлением газа. На газопроводах низкого давления прижимное давление может оказаться недостаточным. Поэтому в некоторых системах автоматики для обеспечения надежности отключения котла или отдельной горелки предусматривают установку обычного запорного устройства перед электромагнитным (по ходу газа).

Вентиль СВМГ (15кч833р) предназначен для установки на газопроводах с давлением газа от 0,01 до 1 кгс/см^2 при температуре газа от минус 15 до 40 и окружающей среды от минус 15 до 50 °С. Питание привода — электромагнита ЭМП4 в защищенном исполнении — от сети переменного тока напряжением 127, 220 или 380 В (15кч833р, мощность 40 Вт) или постоянного тока напряжением 110 или 220 В (15кч833р1, мощность 20 Вт). Время открытия и закрытия вентиля не более 1 с. Коэффициент гидравлического сопротивления для D_y = = 25 мм — 6,2, D_y = 40 мм — 8,8, D_y = 50 мм — 9,0. Вентиль (рис. 2.18, табл. 2.11) монтируют на горизонтальном газопроводе электромагнитом вверх.



В запорный механизм вентиля входят два плунжера: основной и разгрузочный. Первый представляет собой тарельчатую мембрану из маслобензостойкой резины, в центральную часть которой вмонтирован металлический диск *14*, придающий ей необходимую жесткость при

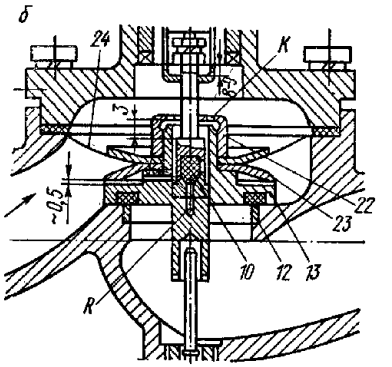


Рис. 2.18. Вентиль СВМГ модификации новой (*а*) и старой (*б*).

1 — сальниковый ввод для электрокабеля; *2* — клемма электромагнита; *3* — электромагнит; *4* — уп р; *5* — клемма провода заземления; *6* — упорный стержень; *7*, *15* — пружины; *8* — якорь; *9* — крышка; *10* — плунжер разгрузочный; *11*, *20* — отверстия; *12* — седло; *13* — плунжер основной; *14* — металлический диск; *16* — хвостовик разгрузочного плунжера; *17* — колпачок; *18* — штуцер; *19* — толкатель; *21* — корпус; *22* — накидная гайка; *23* — фильтрующая шайба; *24* — мембрана.

опирании на седло. По периферии мембрана зажата между корпусом и крышкой вентиля и имеет ряд отверстий *20*, благодаря которым давление в надмембранной полости равно входному давлению, а эластичная часть мембраны-плунжера в любом рабочем положении всегда разгружена.

При отсутствии напряжения на клеммах электромагнита вентиль закрыт: входное давление газа прижимает основной плунжер (центральную часть мембраны с металлическим диском) к седлу, разгрузочный плунжер за счет собственного веса и веса якоря своим нижним заостренным концом прижат к верхней стороне основного плунжера.

Включение тока вызывает движение якоря вверх: сначала выбирается зазор *z*, а затем приподнимается разгрузочный плунжер. Через отверстия *11* в верхней части хвостовика *16* газ поступает в вертикальное осевое свер-

Таблица 2.11

Основные характеристики вентилей СВМГ

Вентиль	Размеры, мм					Масса, кг
	L	*H*	*h*	h_1	*D*	
СВМГ-25	160	302	216	11	75	5,5
СВМГ-40	170	312	217	14	100	7,8
СВМГ-50	230	328	220	16	110	11,5

Примечания. 1. Число после обозначения вентиля — *Dy*, мм. 2. Присоединительные размеры фланцев на $p_y = 2{,}5$ кгс/см².

ление хвостовика, а затем — в выходную полость корпуса. Уменьшение перепада давления газа над и под основным плунжером позволяет якорю поднять его до полного открытия седла. Полный ход основного плунжера определяется расстоянием h_1 между верхним обрезом якоря и нижней поверхностью упора *4*. Для притормаживания якоря в конце подъема служит демпфирующее устройство с упорным стержнем *6* и пружиной *7*.

При выключении тока якорь электромагнита, а также основной и разгрузочный плунжеры опускаются: первый садится на седло, второй заостренным концом прижимается к верхней поверхности первого, перекрывая проход газа к отверстиям в хвостовике.

Вентиль имеет нормально-закрытый колпачком ручной дублер, который позволяет при необходимости открыть проход газа вручную. Он состоит из толкателя, перемещаемого с помощью накидной ручки по резьбе в штуцере до упора с нижней поверхностью хвостовика, отжимаемого от основного плунжера пружиной *15*.

Запорный механизм СВМГ прежних модификаций имел другое конструктивное устройство (рис. 2.18, *б*): если на клеммах электромагнита нет напряжения, то основной тарельчатый плунжер *13* входным давлением газа прижат к седлу. Через фильтрующую щель ($\delta = 0{,}5$ мм) между шайбой *23* и плунжером, а затем через отверстия *K* в накидной гайке газ поступает в надмембранную полость, выравнивая давление над и под мембраной.

Включение тока вызывает подъем якоря и разгрузочного плунжера, открывается доступ газа к вертикальному сверлению в основном плунжере и к отверстиям *R* в его хвостовике, через которые он заполняет выходную полость вентиля. С уменьшением перепада давления над и под основным плунжером последний поднимается якорем до полного открытия. При подъеме мембраны *24* газ из надмембранной полости через отверстия *R* сбрасывается в выходную полость вентиля.

Если подача тока к электромагниту прекращается, то основной и разгрузочный плунжеры опускаются. Разгрузочный плунжер перекрывает отверстие в хвостовике основного, сброс газа в выходную полость прекращается, надмембранная полость вновь заполняется газом и в ней создается давление, равное давлению под мембраной. Входное давление газа прижимает основной плунжер к седлу, герметизируя затвор. Во избежание замедленного

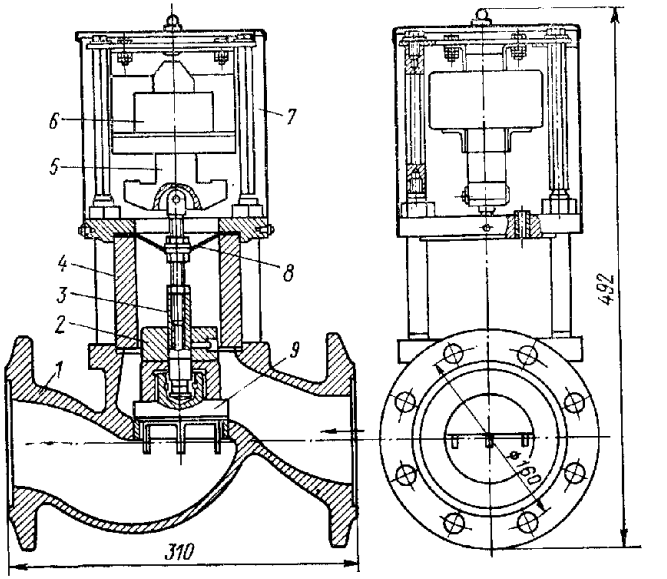


Рис. 2.19. Вентиль ВНД-80.

1 — корпус; *2* — груз; *3* — шток; *4* — направляющий стакан; *5* — сердечник; *6* — электромагнит; *7* — защитный кожух; *8* — мембрана; *9* — плунжер.

или неполного закрытия вентиля оси отверстий *R* должны располагаться перпендикулярно к продольной оси вентиля.

В е н т и л ь ВНД-80 (рис. 2.19) используют в основном в системе автоматики АГОК-66. Для предотвращения попадания газа под кожух последний отделен от корпуса мембраной. Якорь электромагнита соединен со штоком, на котором закреплены плунжер и груз.

При наличии тока в обмотке электромагнита якорь втянут в катушку и вентиль открыт. В случае срабатывания датчиков автоматики безопасности цепь питания электромагнита разрывается, плунжер под действием груза опускается и перекрывает проход газа к горелкам. Вентиль рассчитан на давление газа 300 кгс/м^2, масса его 35,5 кг, тип электромагнита МИС 6100Е.

К л а п а н КГ (рис. 2.20, табл. 2.12) предназначен для дистанционного или автоматического включения и отключения горелок, а при параллельной установке на двух линиях — для ступенчатого регулирования расхода газа. Максимальное рабочее давление газа 0,5 кгс/см^2.

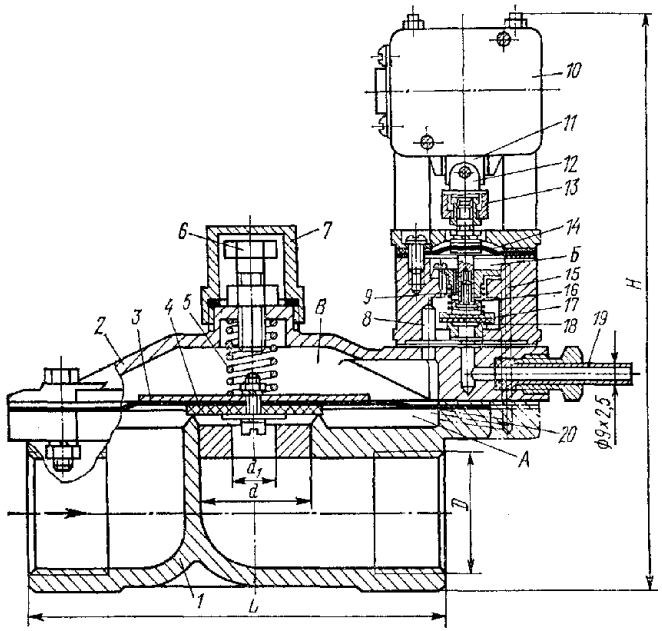


Рис. 2.20. Клапан КГ.

1 — корпус; *2* — крышка; *3* — основная мембрана; *4* — основной плунжер; *5, 16* — пружины; *6* — регулировочный болт; *7* — колпачок; *8, 9* — отверстия; *10* — электромагнит; *11* — сердечник; *12* — серьга; *13* — соединительное устройство; *14* — мембрана предохранительная; *15, 20* — сверления; *17* — плунжер электромагнита; *18* — седло; *19* — штуцер.

В центральной части мембраны расположен основной плунжер *4*, состоящий из верхнего диска и нижней мягкой прокладки. Газ входного давления из полости *А* через сверления *20* и *15* (на рисунке они показаны условным

Таблица 2.12

Основные характеристики клапанов КГ

Клапан	Размеры, мм					*D* труб.	Масса, кг
	L	*H*	*d*	d_1	h_{max}		
КГ-10У	110	200	25	10	4	3/4"	2
КГ-20У	110	200	25	—	4	3/4	2
КГ-40	162	230	44	—	9	1 1/2	3
КГ-70	240	260	72	—	16	1 1/2	6,5

штрихпунктиром, так как расположены в плоскости, повернутой примерно на 90°) поступает в полость *Б*, из которой по отверстиям *9* (∅ 1 мм) и *8* перетекает в надмембранное пространство *В*. Если из полости *В* нет сброса газа, то давление в ней и в полости *А* одинаково. Под действием массы плунжера *4* и усилия пружины *5* обеспечивается герметичное перекрытие прохода газа. При подаче тока напряжением 220 В на электромагнит (тип МИС 3100 или МИС 4100) в него втягивается сердечник, поднимая через серьгу плунжер *17*, ход которого можно регулировать соединительным устройством. Газ из полости *В* через отверстие *8*, открытое седло и штуцер поступает к запальнику или в топку. Давление в надмембранной полости *В* становится близким к атмосферному, мембрана *3* и вместе с ней плунжер *4* под действием входного давления поднимаются, открывая проход газа. Ход плунжера (h_{max} приведен в табл. 2.12) можно изменять регулировочным болтом. Предохранительная мембрана *14* предотвращает утечку газа в атмосферу из клапанного устройства.

При отключении тока плунжер *17* под действием веса движущихся частей и пружины *16* опускается, выход газа из надмембранной полости перекрывается и она вновь заполняется газом. Давление над мембраной *3* и под ней выравнивается, плунжер *4* под действием пружины перекрывает проход газа.

При срабатывании клапана следует закрыть ручное запорное устройство (кран, задвижку), расположенное по ходу газа за КГ.

Блок БПГ позволяет осуществлять не только подачу и отсечку, но и ступенчатое регулирование расхода газа, а также включение или отключение газового запальника. Блок рассчитан на рабочее давление газа 80—500 кгс/м² с температурой до 50 °С. Температура окружающего воздуха 5—50 °С при относительной влажности до 80 %. Напряжение переменного тока 220 В, потребляемая мощность не более 100 В·А. Привод клапанов осуществляется электромагнитами типа ЭД 05101 УЗ.

В корпусе (рис. 2.21) расположены два клапана с седлами, перекрываемыми плунжерами «большого горения» *7* и «малого горения» *10* основной горелки. В правой части крышки расположен третий клапан *11* для подачи газа к запальнику. Все три плунжера штоками соединены с сердечниками электромагнитов и прижимаются к седлам

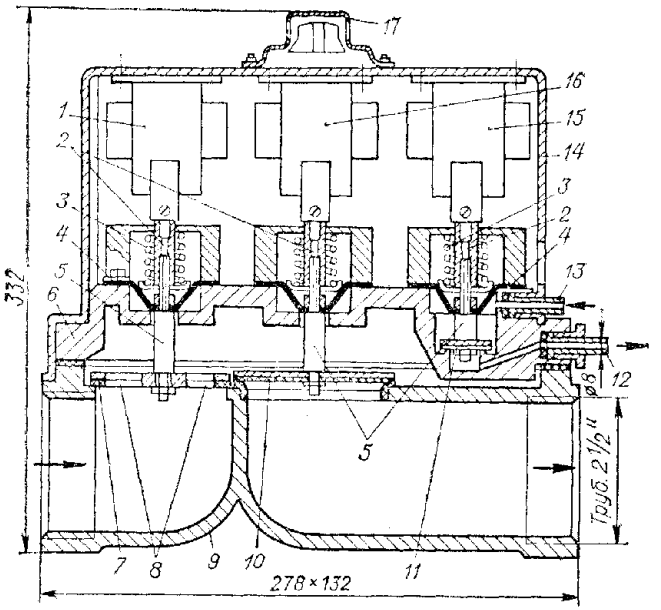


Рис. 2.21. Блок БПГ.

1 — электромагнит клапана «большого горения»; *2* — соединительное устройство; *3* — пружина; *4* — мембрана предохранительная; *5* — шток; *6* — крышка; *7* — плунжер клапана «большого горения»; *8* — отверстия; *9* — корпус; *10* — плунжер клапана «малого горения»; *11* — плунжер клапана запальника *12, 13* — штуцеры; *14* — кожух для электромагнита; *15* — электромагнит клапана запальника; *16* — электромагнит клапана «малого горения»; *17* — клеммная коробка.

пружинами. Для предотвращения проникновения газа из крышки под кожух электромагнита служат мембраны *4*.

Если электромагниты обесточены, все три клапана закрыты, газ к основной горелке и запальнику не подается. При этом газ входного давления, поступающий через отверстия *8* из корпуса в основную полость крышки, поджимает плунжер *10* к седлу.

Газ к клапану запальника поступает через штуцер *13*. При подаче тока на электромагнит *15* в него втягивается сердечник, поднимается плунжер и газ через штуцер *12* поступает к запальнику.

Доступ газа к основной горелке для работы ее на малом режиме открывается при подаче тока на электромагнит *16* и подъеме плунжера *10*. Расход газа в этом случае определяется диаметрами отверстий *8* в плунжере *7*, которые соответствуют диаметру условного прохода 20 (для БПГ-I)

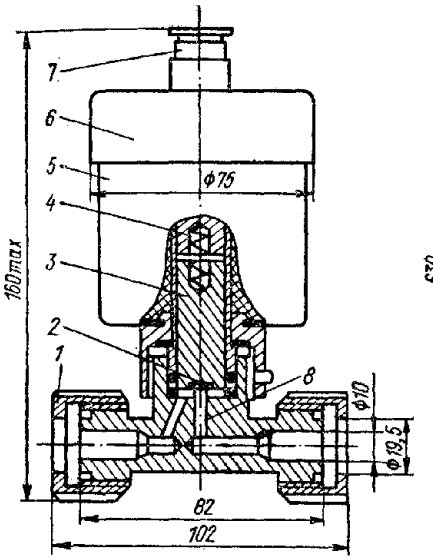


Рис. 2.22. Клапан D_y10.

1 — накидная гайка; *2* — мягкая прокладка сердечника; *3* — сердечник; *4* — пружина; *5* — кожух электромагнита; *6* — крышка кожуха; *7* — сальниковый ввод для электрокабеля; *8* — канал седла.

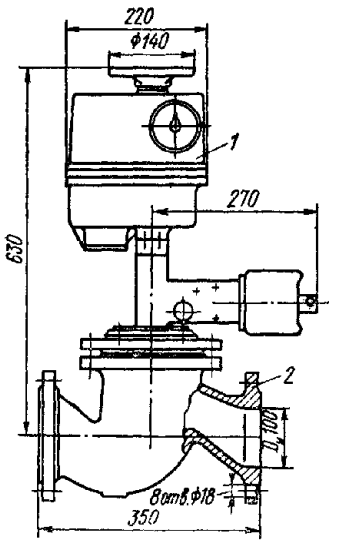


Рис. 2.23. Клапан отсечной с электроприводом Е96377.

1 — электропривод; *2* — вентиль.

и 40 мм (для БПГ-II). Для перевода основной горелки на номинальный режим подается ток на электромагнит *1* и поднимается плунжер «большого горения» *7*, диаметр условного прохода которого равен 40 (для БПГ-I) и 65 мм (для БПГ-II).

Ход каждого плунжера можно отрегулировать вращением устройства *2* после отсоединения от тяги электромагнита. Блок монтируют только на горизонтальном трубопроводе электромагнитами вверх.

К л а п а н D_y 10 (рис. 2.22). Клапан электромагнитный (УФ 96353-010М) предназначен для газопроводов с давлением до 16 кгс/см^2 при температуре рабочей среды от минус 40 до 45 °С и окружающего воздуха от минус 20 до 50 °С (относительная влажность до 90 %). Электромагнит типа ЭМП (напряжение 220 В переменного тока, мощность 40 Вт) закреплен в верхней части клапана под кожухом. В исходном положении (электромагнит обесточен) плунжер, закрепленный на сердечнике, прижимается пружиной к седлу — клапан закрыт. При подаче тока

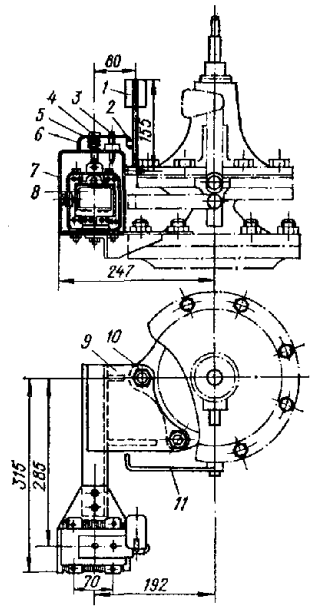


Рис. 2.24. Клапан ПКН (ПКВ) с электромагнитной приставкой.
1 — молоточек; *2* — штифт; *3* — направляющий штырь; *4* — шток; *5* — пружина; *6* — скоба; *7* — рамка; *8* — электромагнит; *9* — кронштейн; *10* — крепежные болты; *11* — плечо анкерного рычага.

сердечник втягивается в катушку электромагнита, преодолевая сопротивление пружины, — клапан открыт.

Клапан монтируют электромагнитом вверх на горизонтальном участке газопровода, который должен быть надежно заземлен. Масса клапана 1,9 кг.

К л а п а н Е96377. Клапан отсечной с электроприводом $D_у = 100$ мм (22с934р) применяется в качестве быстродействующего запорного устройства на газопроводах с рабочим давлением до 0,3 кгс/см² (температура газа до 50 °С, окружающей среды — от минус 5 до 50 °С, относительная влажность до 80 % при $t = 20$ °С).

Клапан (рис. 2.23) имеет тарельчатый плунжер с плоским уплотнением в затворе и наплавкой уплотнительной поверхности корпуса коррозионностойкой сталью. Входной поток газа подается в полость корпуса над плунжером. Управление клапаном осуществляется электроприводом ТЭ 099.088-01М с электродвигателем АВ-042-4 (мощность 300 Вт, частота вращения 1300 об/мин). При этом обеспечиваются быстрое прекращение подачи газа к горелкам (время закрытия клапана до 1 с) и плавная подача газа при розжиге горелок (время открытия до 40 с). При необходимости управление клапаном можно производить с помощью ручного дублера. Для фиксации положения плунжера в открытом положении служит защелка, управляемая электромагнитным приводом МИС 5200ЕУ3.

Клапан устанавливают на горизонтальном трубопроводе электроприводом вверх. Присоединительные размеры фланцев на $p_у = 16$ кгс/см² — по ГОСТ 12817—80. Масса 57 кг.

К л а п а н ы ПКН (ПКВ) с э л е к т р о м а г н и т н о й п р и с т а в к о й. Эти клапаны (разд. 3.4) широко

используют в качестве запорных (отсечных) устройств, срабатывающих при изменении не только давления газа, но и других контролируемых параметров по соответствующим сигналам. Для этого ПКН (ПКВ) комплектуют электроприводом, который устанавливают на кронштейне (рис. 2.24). Предварительно электромагнит монтируют в рамке, а затем кронштейн крепят двумя болтами к ПКН (ПКВ). К стенке рамки приварена ось, на которой свободно вращается опорная втулка молоточка. Запорная скоба, имеющая два отверстия, надета на шток, соединенный с якорем электромагнита, и на направляющий штырь.

При наличии напряжения на клеммах электромагнита якорь его опускается в крайнее нижнее положение и через шток, преодолевая сопротивление пружины, опускает вниз скобу. В этом положении скоба находится в зацеплении со штифтом молоточка. При прекращении подачи тока скоба под действием пружины поднимается вверх и выходит из зацепления. Молоточек падает, ударяет по плечу анкерного рычага и освобождает удерживаемый защелками плунжер, который прекращает подачу газа.

2.5. СОЕДИНЕНИЯ ТРУБ И АРМАТУРЫ ГАЗОПРОВОДОВ

Соединение стальных труб для газопроводов производят, как правило, сваркой. Разъемные фланцевые или резьбовые соединения на внутренних газопроводах предусматривают в местах подключения к газопроводу запорной арматуры, газового оборудования, приборов и устройств электрозащиты. Разъемные соединения должны быть доступны для осмотра и ремонта. На наружных газопроводах фланцевые соединения применяют только для установки запорной арматуры. Резьбовые соединения используют в местах установки кранов, пробок, муфт на конденсатосборниках и гидрозатворах, запорной арматуры на надземных вводах газопроводов низкого давления и присоединения КИП. Допускается применять на цокольных вводах снаружи здания резьбовые пробки диаметром не более 25 мм для продувки газопроводов. На подземных газопроводах всех давлений применение резьбовых соединений не допускается.

При использовании фланцевых соединений на газопроводах чаще всего применяют плоские стальные при-

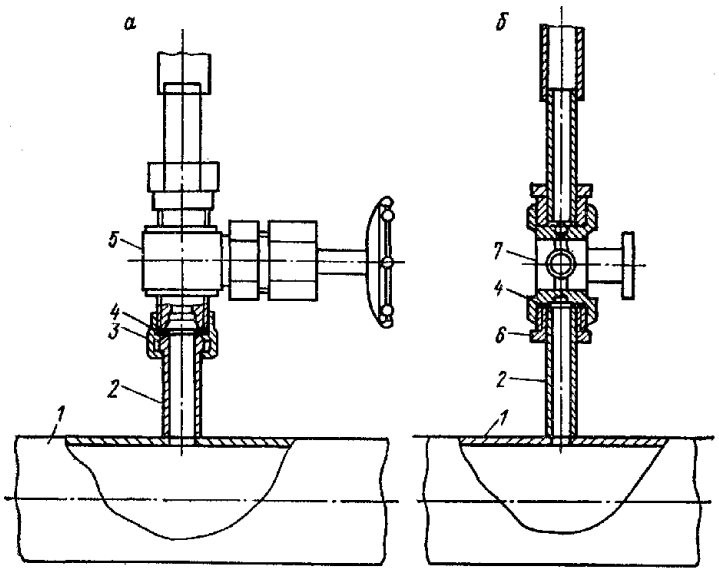


Рис. 2.25. Соединение импульсной трубки с арматурой при помощи накидных (*а*) и соединительных (*б*) гаек.
1 — газопровод; *2* — импульсная трубка; *3* — накидная гайка; *4* — прокладка; *5* — вентиль с наружной резьбой на соединительных концах; *6* — соединительная гайка; *7* — кран с внутренней резьбой на соединительных концах

варные фланцы по ГОСТ 12820—80 на $p_у$ = 1,0; 2,5; 6; 10 и 16 кгс/см^2.

Для резьбовых соединений наиболее употребительна цилиндрическая трубная резьба по ГОСТ 6357—81. Однако встречается и резьба метрическая по ГОСТ 24705—81 (например, для подсоединения пружинных показывающих манометров М20×1,5) и коническая по ГОСТ 6111—52 (например, для подсоединения фильтра и стабилизатора давления воздуха в обвязке клапанов регулирующих).

Присоединение импульсных трубок к штуцерам для отбора импульсов и приборам производят при помощи накидных гаек с прокладками, изготовленными из паронита или красной меди. Применение для уплотнения соединений импульсных трубок пакли и сурика не допускается. Примеры соединения импульсных трубок с арматурой приведены на рис. 2.25.

Соединительные части и детали систем газоснабжения применяют изготовленными из ковкого чугуна или из спокойной стали (литые, кованые, штампованные, гнутые или сварные) в соответствии с ГОСТ или ОСТ (для низкого давления допускается использовать кипящую и полуспокойную стали). Допускается применять соединительные части и детали, выполненные по чертежам проектных организаций с учетом требований стандарта на соответствующую деталь. Соединительные части и детали должны быть изготовлены на специализированных заводах из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб или листового проката, металл которых соответствует техническим требованиям, предъявляемым к соединяемым трубам. При изготовлении частей и деталей (переходов, отводов, тройников, седловин и т. п.) на базах строительно-монтажных организаций сварные соединения должны быть проконтролированы неразрушающими методами.

Для поворотов газопровода применяют стальные бесшовные приварные отводы по ГОСТ 17375—83 на углы 45, 60 и 90° радиусом $(1 \div 1{,}5)\,D_н$ для $D_у \leqslant 600$ мм. Для газопроводов с $D_у = 150 \div 900$ мм используют также сварные отводы из секторов радиусом $(1 \div 1{,}5)\,D_у$, а при низком давлении и невозможности использовать гнутый отвод — резьбовые угольники из ковкого чугуна согласно ГОСТ 8946—75 и ГОСТ 8947—75.

Данные о прокладочных и уплотнительных материалах для фланцевых и резьбовых соединений приведены в разд. 7.7.

Глава 3
ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ (ГРП) И УСТАНОВКИ (ГРУ)

3.1. НАЗНАЧЕНИЕ И СХЕМЫ ГРП (ГРУ)

3.1.1. Оборудование и параметры его настройки. Основное назначение ГРП (ГРУ) — снижение (дросселирование) входного давления газа до заданного выходного и под-

держание последнего в контролируемой точке газопровода постоянным (в заданных пределах) независимо от изменения входного давления и расхода газа. Кроме того, в ГРП (ГРУ) осуществляются: очистка газа от механических примесей; контроль входного и выходного давления и температуры газа; прекращение подачи газа в случае повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода за допустимые пределы; измерение расхода газа (если отсутствует специально выделенный пункт учета расхода).

В зависимости от давления газа на вводе ГРП (ГРУ) бывают среднего (более 0,05 до 3 кгс/см^2) и высокого (более 3 до 12 кгс/см^2) давления. В соответствии с назначением в ГРП (ГРУ) размещают следующее оборудование:

— регулятор давления, автоматически понижающий давление газа и поддерживающий его в контролируемой точке на заданном уровне (далее — регулятор);

— предохранительный запорный клапан (ПЗК), автоматически прекращающий подачу газа при повышении или понижении его давления сверх заданных пределов. Устанавливают перед регулятором по ходу газа;

— предохранительное сбросное устройство (ПСУ), сбрасывающее излишки газа из газопровода за регулятором в атмосферу, чтобы давление газа в контролируемой точке не превысило заданного. Подключают к выходному газопроводу, при наличии расходомера — за ним. В шкафных ГРП допускается вынос ПСУ за пределы шкафа;

— фильтр для очистки газа от механических примесей. Устанавливают перед ПЗК. Фильтр можно не устанавливать в ГРУ, расположенной на расстоянии не более 1000 м от ГРП или централизованного пункта очистки газа предприятия;

— обводной газопровод (байпас) с последовательно расположенными запорным (первым по ходу газа) и запорно-регулирующим устройствами для подачи через него газа на время ревизии и ремонта, а также аварийного состояния оборудования линии редуцирования. Диаметр байпаса должен быть не меньше диаметра седла регулятора;

— средства измерений: давления газа перед регулятором и за ним — манометры показывающие и самопишущие; перепада давления на фильтре — дифманометр; температуры газа — термометры показывающий и самопишущий. В шкафных ГРП допускается не устанавливать регистрирующие приборы, а в ГРП (ГРУ), в которых не производится учет расхода газа, — регистрирующий прибор для измерения температуры;

— импульсные трубки для соединения регулятора, ПЗК, ПСУ и средств измерений с теми точками на газопроводах, в которых контролируется давление газа;

— сбросные и продувочные трубопроводы для сбрасывания газа в атмосферу от ПСУ и продувки газопроводов и оборудования. Продувочные трубопроводы размещают на входном газопроводе за первым запорным устройством, на байпасе между

двумя запорными устройствами, на участках с оборудованием, отключаемым для профилактического осмотра и ремонта;

— запорные устройства. Число и расположение запорных устройств должны обеспечить возможность отключения ГРП (ГРУ), а также оборудования и средств измерений для их ревизии и ремонта без прекращения подачи газа.

В ГРП (ГРУ) котельной, имеющей тупиковую схему газоснабжения, основное технологическое оборудование настраивают исходя из следующих условий.

Регулятор должен поддерживать в контролируемой точке давление $p_н = p_г + \Delta p$, где $p_г$ — давление газа перед горелками котла, Δp — потери давления газа на участке газопровода от точки подключения манометра перед наиболее удаленной от ГРП (ГРУ) горелкой до контролируемой точки при максимальном расчетном расходе газа.

ПЗК настраивают на срабатывание при возрастании давления в контролируемой точке до $p_в = 1{,}25p_н$. При этом $p_в$ не должно превышать максимально допустимого давления перед горелками, обеспечивающего их устойчивую (без отрыва пламени) работу.

ПЗК настраивают на срабатывание при снижении давления в контролируемой точке до $p_с$, обеспечивающего (с учетом потерь Δp) давление перед горелкой на 20—30 кгс/м^2 (низкое давление) или 200—300 кгс/м^2 (среднее давление) больше того, которое указано как минимально допустимое в паспорте горелки или, при отсутствии таких указаний, при котором по данным наладочной организации могут погаснуть горелки или произойти проскок пламени.

ПСУ настраивают на полное срабатывание при повышении давления в контролируемой точке до $p_п = 1{,}15p_н$.

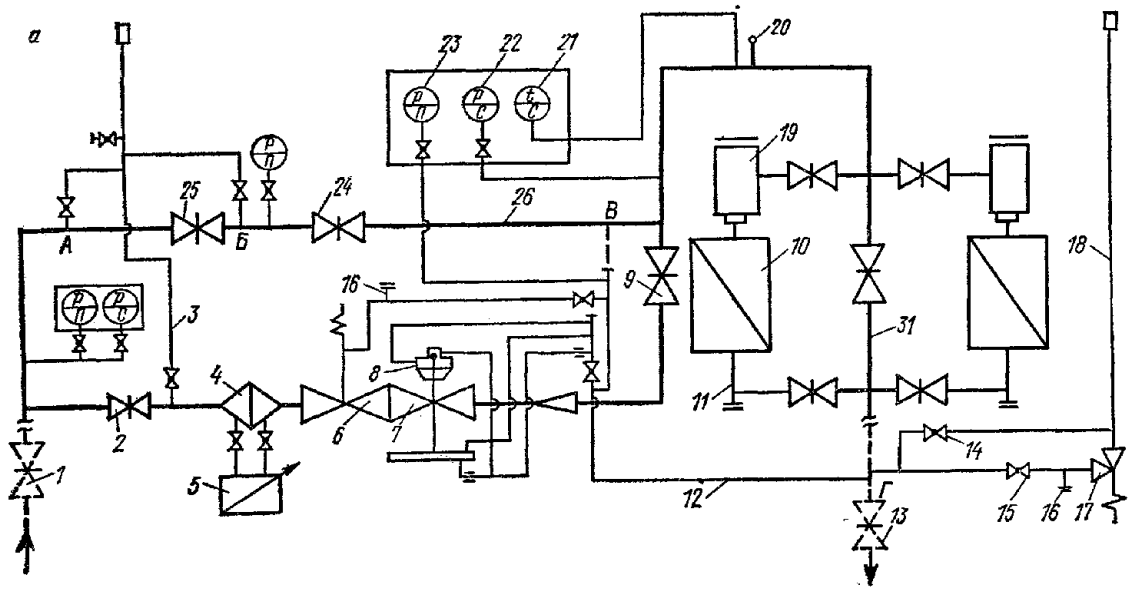
3.1.2. Схемы ГРП (ГРУ). Число линий редуцирования в ГРП зависит от расчетного расхода газа и режима его потребления. При наличии двух и более линий байпас обычно не монтируют, а во время ремонта или осмотра одной из них газ поступает через другие линии. В ГРП с входным давлением более 6 кгс/см^2 и пропускной способностью более 5000 м^3/ч устройство резервной линии редуцирования вместо байпаса обязательно. В ГРУ входное давление газа не должно превышать 6 кгс/см^2, а линий редуцирования не должно быть более двух.

ГРП (ГРУ) могут быть одно- или двухступенчатыми. В одноступенчатых входное давление газа редуцируют до выходного в одном регуляторе, в двухступенчатом — двумя последовательно установленными регуляторами. При этом регулятор первой ступени компонуют с фильтром и ПЗК, регулятор второй ступени фильтра может не иметь. Одноступенчатые схемы обычно применяют при разности между входным и выходным давлением до

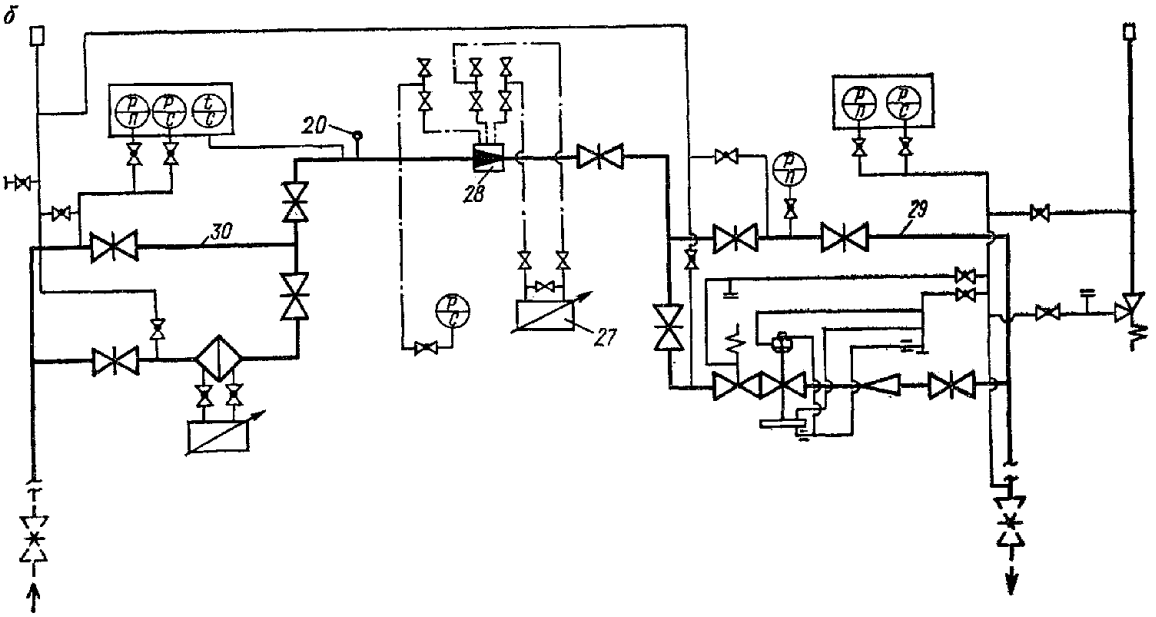
Рис. 3.1. Схема ГРП (ГРУ) с регулятором РДУК2 и измерением расхода газа ротационными счетчиками (*а*) или сужающим устройством (*б*).

1, 13 — запорные устройства на входе и выходе; *2, 9* — запорные устройства внутри ГРП; *3* — продувочный трубопровод; *4* — фильтр; *5* — дифманометр; *6* — ПЗК; *7* — клапан регулирующий; *8* — пилот; *10* — счетчик; *11* — поворотное колено; *12* — импульсная трубка; *14* — кран сбросного трубопровода; *15* — кран перед ПСУ; *16* — штуцер для настройки ПСУ; *17* — ПСУ; *18* — сбросной трубопровод; *19* — фильтр-ревизия; *20* — технический термометр; *21, 22* — самопишущие термометр и манометр; *23* — показывающий манометр; *24, 25* — запорные устройства на байпасе; *26, 29, 30* — байпасы; *27* — дифманометр-расходомер; *28* — сужающее устройство.

а



б



6 кгс/см^2; при большем перепаде предпочтительнее схемы двухступенчатые.

На рис. 3.1, *а* приведена принципиальная схема одноступенчатого ГРП (ГРУ) с одной линией редуцирования и узлом учета расхода газа (регулятор РДУК2).

Для отключения линии редуцирования служат запорные устройства *2* и *9*. Запорные устройства *1* и *13* (показаны штриховой линией) в ряде случаев не устанавливают.

К газопроводу перед фильтром присоединен сбросной трубопровод *3*, позволяющий сбросить в необходимых случаях давление в линии редуцирования при закрытых запорных устройствах, а также из байпаса *. Этот же трубопровод может быть использован для продувки газопровода, расположенного перед ГРП. Штуцер на сбросном трубопроводе служит для отбора проб при продувке. Самопишущие термометр и манометр регистрируют температуру и давление газа у расходомера, что необходимо для введения соответствующих поправок к показаниям последних, кроме самопишущего термометра предусматривают также показывающий термометр.

Импульсную трубку *12* подключают к выходному газопроводу в контролируемой точке *Г* или *В*. В последнем случае появляется возможность вводить к показаниям счетчиков постоянную поправку на давление газа. От контролируемой точки предусматривают отводы с кранами к манометру *23*, ПЗК, регулятору и пилоту. Вблизи точки *Г* подсоединяют трубопровод к ПСУ с запорным устройством, нормально опломбированным в открытом состоянии. Штуцеры *16* предназначены для настройки ПСУ и ПЗК.

При необходимости работы без счетчиков (ревизия, ремонт) их отключают и открывают запорное устройство на байпасе, которое нормально должно быть опломбировано в закрытом положении.

Для настройки регулятора при отключенных потребителях газа, открывают кран сбросного трубопровода *14* и создают небольшой расход газа. В импульсной трубке *12*, выполняемой из труб D_y не менее 40—50 мм, создается застойная зона газового потока, что повышает устойчивость работы регулятора и ПЗК, несколько сглаживая

* На рис. 3.1 показан манометр между запорными устройствами байпаса, не предусмотренный СНиП 2.04.08—87, но создающий удобство в эксплуатации.

колебания давления, возникающие при изменении расхода газа.

При использовании регулятора РДБК схема несколько упрощается: вместо трех трубок к регулятору и пилоту от трубки *12* подводится только одна, подсоединяемая к контролируемой точке.

Схема ГРП, в которой предусмотрен учет расхода газа с помощью сужающего устройства (диафрагмы), показана на рис. 3.1, *б*. Для регистрации перепада давления в диафрагме применяют дифманометр-расходомер, предпочтительно с интегратором и дополнительной записью давления. Если дифманометр не имеет этой записи давления, то подключают дополнительно самопишущий манометр.

В котельных с переменным расходом газа вместо байпаса прокладывают еще одну (при необходимости две-три) линию с диафрагмой и своим дифманометром. Если режим работы котельной позволяет прекращать подачу газа на время смены диафрагмы или дифманометра, то ограничиваются только одной линией. При резко переменных (например, сезонных) расходах газа к диафрагме подключают два дифманометра с различными шкалами на соответствующие расходы. В этом случае верхний предел измерения диафрагмы меньшего расхода должен быть больше, чем нижний предел диафрагмы большего расхода.

Импульсные трубки к регуляторам, ПЗК и средствам измерений должны, как правило, иметь уклон в сторону от приборов и не иметь участков с противоположным уклоном, в которых может скопиться конденсат. При соединении импульсной трубки к горизонтальному газопроводу врезку производят выше нижней четверти диаметра этого газопровода.

Трубопроводы продувочные и от ПСУ должны выводиться наружу в места, обеспечивающие безопасное рассеивание газа, но не менее чем на 1 м выше карниза крыши. Диаметры продувочных трубопроводов должны быть не меньше 20 мм, а сбросных — не меньше диаметра присоединительного патрубка ПСУ. Продувочные и сбросные трубопроводы должны иметь минимальное число поворотов, а также устройства, исключающие попадание в них атмосферных осадков. Допускается объединение продувочных и сбросных трубопроводов от ПСУ, если они предназначены для одинаковых давлений. Продувочные трубопроводы от шкафных ГРП, устанавливаемых на

опорах, выводят на высоту не менее 4 м от уровня земли, а при установке шкафных ГРП на стенах зданий — на 1 м выше карниза здания.

Схема подключения ПСУ, позволяющая производить его настройку на заданное давление срабатывания (открытия), показана на рис. 3.2 (в качестве ПСУ условно показан гидравлический предохранитель — ГП). На подводящем трубопроводе к ГП, соединенном с выходным газопроводом ГРП (ГРУ), установлено запорное устройство, которое в процессе эксплуатации должно быть всегда открыто и опломбировано. Между запорным устройством и входным патрубком ПСУ имеется тройник для настройки последнего.

Для настройки ПСУ к штуцеру *13* присоединяют контрольный манометр (при низком давлении — двухтрубный), а к штуцеру *11* — шланг ручного насоса. Затем закрывают запорное устройство *3*, открывают краны *10* и *12* и с помощью насоса поднимают давление во входном патрубке ПСУ. При настройке ГП, затворная жидкость в котором залита до проектного уровня, давление поднимают до момента начала барботажа газа через слой жидкости, определяемого по характерному звуку и резкому падению давления на манометре. Если давление срабатывания не совпадает с заданным, изменяют уровень затворной жидкости (добавляя ее или частично сливая) и испытание повторяют.

При настройке пружинного и мембранного ПСУ, регулировочная пружина которого предварительно сжата, давление, создаваемое насосом, должно на 20—30 % превышать расчетное давление начала срабатывания. Затем регулировочную пружину плавно разгружают до момента, когда давление по манометру упадет при заданном давлении срабатывания и ПСУ сработает. По окончании настройки ПСУ краны *10* и *12* закрывают, а запорное устройство открывают и пломбируют.

Для настройки ПСУ вместо насоса может быть использован баллон со сжатым воздухом. В некоторых схемах к штуцеру *11* подключают стационарно трубку с краном от входного газопровода ГРП (ГРУ), что позволяет использовать для настройки ПСУ вместо воздуха газ более высокого давления. Это особенно удобно для ГРП (ГРУ) с высоким выходным давлением.

На импульсной трубке к ПЗК за отключающим краном также предусматривают тройник, позволяющий поль-

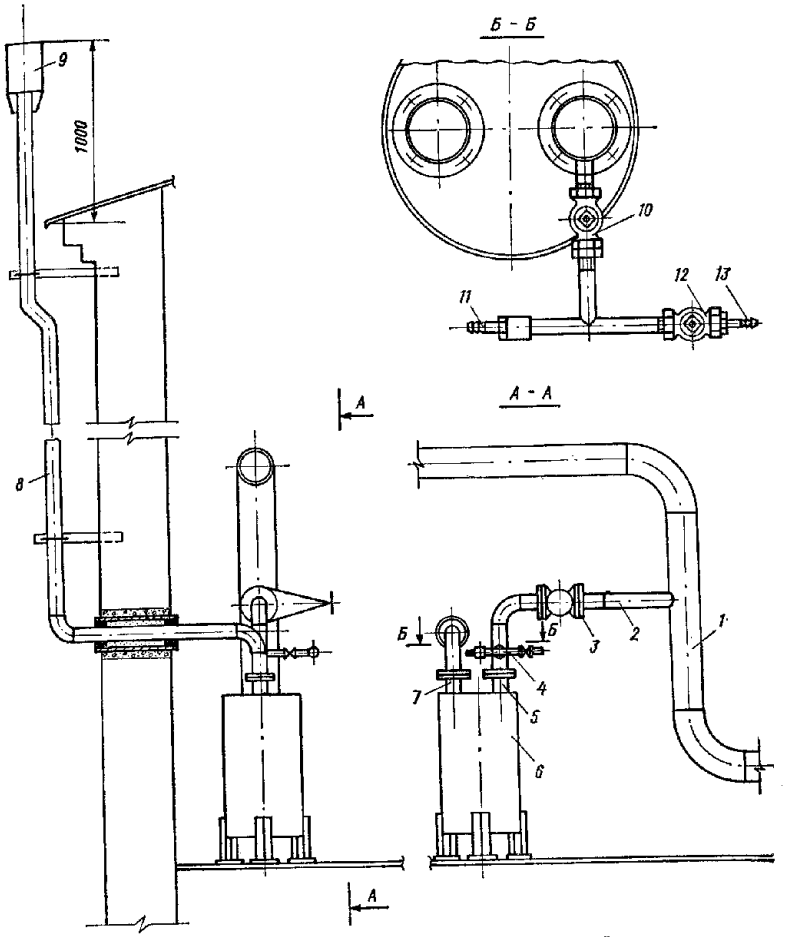


Рис. 3.2. Установка ГП с приспособлением для его настройки.
1 — выходной газопровод; *2* — подводящий трубопровод; *3* — запорное устройство; *4* — приспособление для настройки; *5* — входной патрубок; *6* — гидравлический предохранитель; *7* — выходной патрубок; *8* — сбросной трубопровод; *9* — оголовок; *10, 12* — краны; *11* — штуцер для присоединения ручного насоса; *13* — штуцер для присоединения контрольного манометра.

зоваться ручным насосом или баллоном для настройки ПЗК.

Для перевода ГРП (ГРУ) на работу через байпас после предупреждения об этом дежурных операторов следует:

— осторожно вывести из зацепления ударник ПЗК и закрыть кран на его импульсной трубке;

— медленно и осторожно, следя за показаниями манометра, приоткрывать запорное, затем запорно-регулирующее устройства на байпасе, до тех пор пока выходное давление не станет на 20—30 кгс/м² выше установленного режима (при среднем давлении на 0,03—0,04 кгс/см²). Открытие запорно-регулирующего устройства на байпасе позволяет увеличить поступление газа в систему. Если при этом отбор газа не меняется, то плунжер регулятора начинает прикрывать седло, что ведет к уменьшению расхода газа через регулятор. Следовательно, установившееся выходное давление, несколько превышающее давление, которое поддерживалось при работе редуцирующей линии, означает, что седло регулятора полностью перекрыто и подача газа потребителям уже осуществляется только через байпас; *

— медленно закрыть запорное устройство перед регулятором, следя за показаниями манометра. Если выходное давление снижается, то следует больше приоткрыть запорно-регулирующее устройство на байпасе, с тем чтобы давление поддерживалось постоянным. Если регулятор имеет пилот, то сначала медленно вывертывают до отказа регулировочный винт пилота (против часовой стрелки), а затем закрывают запорное устройство перед регулятором;

— немного прикрыть запорно-регулирующее устройство на байпасе, с тем чтобы установилось заданное выходное давление за счет уменьшения его на 20—30 кгс/м² (при среднем давлении 0,03—0,04 кгс/см²);

— разъединить защелку ПЗК и, придерживая рычаг, опустить его плунжер;

— закрыть запорное устройство за регулятором.

Для перевода ГРП (ГРУ) с байпаса на работу через регулятор следует:

— проверить настройку ПЗК и поднять его запорный плунжер;

---

* В технической литературе иногда рекомендуется другой порядок перевода на работу через байпас: сначала с помощью регулятора несколько понизить выходное давление, а затем, открывая запорно-регулирующее устройство на байпасе, восстановить его до заданного. Недостатком этого порядка является кроме дополнительной операции нарушение установившегося режима работы регулятора и системы газоснабжения до открытия запорно-регулирующего устройства на байпасе.

— убедиться в исправности регулятора и открытии кранов на импульсных трубках (регулировочный винт пилота регулятора должен быть вывернут);

— открыть запорное устройство за регулятором;

— снизить выходное давление на 20—30 кгс/м² ниже заданного (при среднем давлении на 0,03—0,04 кгс/см²), медленно прикрывая запорно-регулирующее устройство на байпасе;

— очень медленно открыть запорное устройство перед регулятором, наблюдая за показаниями манометра выходного давления;

— восстановить заданное выходное давление газа ввертыванием регулировочной пружины регулятора или его пилота (при наличии грузового регулятора — наложением соответствующих грузов);

— медленно закрыть запорно-регулирующее, а затем запорное устройства на байпасе;

— убедиться, что регулятор работает устойчиво, открыть кран на импульсной трубке ПЗК и произвести зацепление ударника.

Если ГРП имеет две и более редуцирующие линии для питания газом единой системы газоснабжения, то целесообразно:

— на вводе в ГРП иметь общее запорное устройство, показывающий и самопишущий манометры. На отводах к каждой из технологических линий установка манометров не требуется;

— общий выходной газопровод оборудовать показывающим и самопишущим манометрами, а на редуцирующих линиях за регуляторами достаточно иметь только показывающие манометры, используемые при наладке оборудования;

— для обеспечения синхронной работы регуляторов и создания условий, повышающих их устойчивость, использовать один пилот для управления несколькими регулирующими клапанами. В этом случае схему можно компоновать так, чтобы один из пилотов работал, а остальные, установленные на регуляторах, являлись резервными и включались при ремонте первого или настраивались на другое выходное давление. В последнем случае можно при переключении с одного пилота на другой с помощью электромагнитных клапанов дистанционно менять выходное давление ГРП.

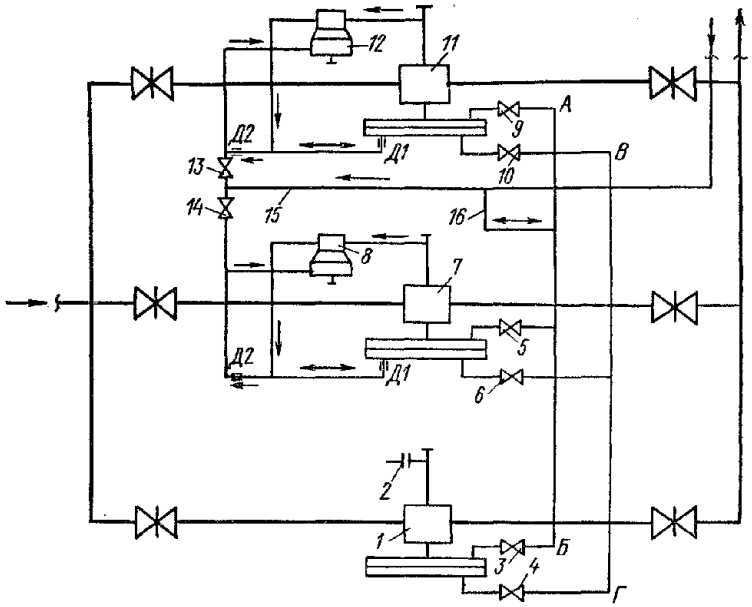


Рис. 3.3. Схема параллельного включения регуляторов РДУК2.
1, 7, 11 — КР; *2* — заглушка на штуцере для подсоединения пилота; краны импульсных трубок; *3, 5, 9* — надмембранных полостей; *4, 6, 10* — подмембранных полостей; *8, 12* — пилоты; *13, 14* — краны; *15* — импульсный трубопровод; *16* — трубопровод, соединяющий надмембранную полость КР с импульсным трубопроводом.

Например, при использовании регуляторов РДУК2 (рис. 3.3) надмембранные полости всех КР соединяют трубопроводом *АБ* ($D_у$ = 32 мм), а подмембранные полости — трубопроводом *ВГ* ($D_у$ = 15÷20 мм). Краны, отключающие эти полости, открыты, если соответствующие КР находятся в работе, и закрыты, если КР отключены. У КР *7* и *11* имеются пилоты, у КР *1* штуцер для подсоединения пилота заглушен.

Когда все три технологические линии работают, управляет всеми КР пилот *12*, а пилот *8* — в резерве. В этом случае кран *14* закрыт, кран *13* открыт. Газ входного давления из клапана *11* поступает в пилот *12*, где дросселируется под воздействием импульса выходного давления и подается под мембранную полость клапана через дроссель *Д1*, а излишек газа сбрасывается в импульсную линию через дроссель *Д2*. Изменение выходного давления ведет к перемещению мембраны и регулирующего плунжера в КР *11*. Одновременно переместятся мембраны и плунжеры в других КР, под- и надмембранные полости которых соединены с соответствующими полостями КР *11*. Если закрыть кран *13* и открыть кран *14*, то в работу вместо пилота *12* вступит пилот *8*. При замене кранов *13* и *14* электромагнитными вентилями и настройке пилотов на различное выходное давление появляется возможность дистанционного изменения режима работы ГРП. В случае использования вместо регуляторов РДУК2 регуляторов РДБК схема несколько упрощается в связи с подводом к импульсной колонке РДБК только одной импульсной линии.

3.2. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

3.2.1. Термины и определения. Регулятор давления может поддерживать заданное давление газа в контролируемой точке газопровода «до себя» и «после себя». В ГРП (ГРУ) применяют только регуляторы «после себя».

При расходе газа давление p_i в любой точке системы газоснабжения всегда меньше, чем в контролируемой точке $p_н$ за счет потерь давления Δp. Следовательно, давление настройки $p_н$ является максимальным рабочим давлением в системе газоснабжения за ГРП (ГРУ) при нормальном функционировании регулятора и в любой точке системы $p_i = p_н$ только в условиях отсутствия расхода газа.

При характеристике работы регуляторов используют следующие основные термины и определения [ГОСТ 23866—79]:

плунжер — подвижная часть регулятора, перемещением которой достигается изменение пропускной способности;

ход плунжера — расстояние, на которое перемещается плунжер от закрытого затвора (от седла);

условный ход плунжера — номинальный полный ход плунжера;

верхний (нижний) предел настройки давления — максимальное (минимальное) давление, на которое может быть настроен регулятор;

диапазон настройки — разность между верхним и нижним пределами давления, на любое значение между которыми может быть осуществлена настройка регулятора;

зона регулирования — разность между регулируемыми давлениями при 10 и 90 % максимального расхода;

зона нечувствительности — разность регулируемых давлений, необходимая для изменения направления регулирующего органа (плунжера) в зоне регулирования;

зона пропорциональности — диапазон изменения регулируемого давления, необходимого для перестановки регулирующего органа (плунжера) на расстояние, равное его номинальному (полному) ходу;

условная пропускная способность $K_{Vу}$ — расход воды, м³/ч, плотностью 1 г/см³ (1000 кг/м³) через

регулятор при номинальном ходе плунжера и перепаде давления 1 кгс/см²;

начальная пропускная способность K_{y0} — теоретическая пропускная способность при ходе плунжера, равном нулю, задаваемая для построения пропускной характеристики;

относительная пропускная способность — отношение пропускной способности к условной пропускной способности;

пропускная характеристика — зависимость пропускной способности от хода плунжера;

линейная пропускная характеристика — пропускная характеристика, при которой приращение относительной пропускной способности пропорционально относительному ходу;

равнопроцентная пропускная характеристика — пропускная характеристика, при которой приращение относительной пропускной способности по ходу плунжера пропорционально текущему значению относительной пропускной способности;

относительная протечка в затворе — отношение величины, численно равной расходу воды в кубических метрах в час с плотностью 1000 кг/м³, протекающей через закрытый номинальным усилием затвор при перепаде на нем 1 кгс/см² к K_{Vy}, %. По ГОСТ 23866—79 протечка не должна превышать 0,05 — для односедельных с жестким уплотнением и двухседельных КР и 0,01 — для односедельных с мягким уплотнением КР.

статическая ошибка — отклонение регулируемого давления от заданного при установившемся режиме;

динамическая ошибка — максимальное отклонение регулируемого давления в переходный период (отклонение давления в этот период от давления при установившемся режиме).

По принципу работы регуляторы делят на регуляторы прямого и непрямого действия. Согласно ГОСТ 12678—80 регулятор прямого действия — устройство, предназначенное для автоматического регулирования давления рабочей среды путем изменения ее расхода и управляемое непосредственно энергией рабочей среды. Регуляторы прямого действия можно разделить на две подгруппы: регуляторы без усилителей и регуляторы с усилителями (пилотами).

У регуляторов без усилителей изменение выходного давления воспринимается чувствительным элементом (эластичной мембраной), и создаваемое при этом усилие достаточно для перемещения регулирующего органа (плунжера) и осуществления им регулирующего действия.

Регуляторы второй подгруппы состоят из двух узлов — клапана регулирующего (КР) и пилота. К пилоту поступает газ входного давления p_1, где он редуцируется и поступает к мембране КР, с противоположной стороны которой подается импульс контролируемого давления p_2. Создаваемый при этом перепад давлений обеспечивает усилие, не угрожающее целости мембраны, но достаточное для перемещения плунжера.

Регуляторы прямого действия подразделяют на астатические и статические (пропорциональные). Неравномерность регулирования у астатических регуляторов близка к нулю. При изменении расхода газа они поддерживают давление в контролируемой точке с такой погрешностью, что оно почти точно соответствует давлению настройки $p_н$. При этом в момент, когда $p_2 = p_н$, плунжер независимо от расхода газа через регулятор может находиться на любом (в пределах хода) расстоянии от седла. Астатический регулятор прямого действия имеет обычно манжетную мембрану с постоянным грузом.

В ГРП (ГРУ) котельных применяют, как правило, регуляторы прямого действия статического (пропорционального) типа, в которых груз заменен сжатой пружиной, противодействующей выходному давлению на мембрану. При постоянном входном давлении p_1 любое изменение p_2 ведет к изменению положения плунжера на расстояние, пропорциональное изменению p_2. У таких регуляторов p_2 зависит не только от заданного $p_н$, но и от положения плунжера относительно седла. При равновесии регулятора каждому положению плунжера соответствует определенное p_2, которое, как правило, несколько отличается от $p_н$, что создает некоторую неравномерность регулирования — статическую ошибку. p_2 совпадает с $p_н$ только тогда, когда действительный расход газа равен расходу, при котором производилась настройка.

Регуляторы непрямого действия в зависимости от вида используемой посторонней энергии делят на пневматические, гидравлические и электрические. В ГРП (ГРУ) котельных применяют, как правило, пневматические регуляторы, состоящие из двух основных узлов: клапана регулирующего двухседельного с мембранным исполнительным механизмом (МИМ) и командного прибора. У такого регулятора изменение выходного давления в контролируемой точке воздействует на чувствительный элемент командного прибора (например, манометрическую пружину), регулирующего подачу энергии от постоянного источника (например, сжатого воздуха) к МИМ, который развивает усилие, необходимое для перемещения плунжера в КР.

В качестве командного прибора к КР используют пилот ДПМ (разд. 3.3.6) или манометр трубчатый (МТ-711Р или МТ-712Р) с пневматическим изодромным регулирующим устройством. В последнем случае регулятор непрямого действия совмещает в себе свойства астатических и статических регуляторов: в первый момент после изменения выходного давления процесс регулирования характеризуется некоторой неравномерностью, т. е. регулятор работает как статический. В следующий период изодромное устройство сводит неравномерность к минимуму, давление в контролируемой точке восстанавливается независимо от расхода газа и положения плунжера, т. е. регулятор начинает работать как астатический.

Для приведения в движение плунжера в регуляторах используют мембраны в виде круглой пластины из эластичного материала (прожированной кожи, маслобензостойкой морозоустойчивой резины, прорезиненного полотна или пластмассы).

3.2.2. Пропускная способность регуляторов давления. Пропускная способность регуляторов, наиболее широко применяемых в ГРП (ГРУ), при входном давлении p_1 от 1 до 12 кгс/см² приведена в табл. 3.1. Если абсолютные входное p_1 и выходное p_2 давление и плотность ρ газа отличаются от указанных

Таблица 3.1

Основные характеристики регуляторов давления

Тип регулятора	Диаметр седла, мм	Давление, кгс/см²		Пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, кгс/см²			
		входное, не более	выходное, в пределах	1	3	6	12
РД-32М	4	16	0,009—0,02	13	30	53	110
	6		или	25	55	105	—
	10		0,02—0,035	45	100	—	—
РД-50М	8	16	0,009—0,02	55	117	210	390
	11		или	112	225	382	—
	15		0,02—0,035	167	375	717	—
	20			270	610	—	—
	25			363	—	—	—
D_y32 н/д	6	6	0,02—0,035	25	55	105	—
	10			45	100	—	—
D_y50 н/д	15	6	0,02—0,035	167	375	717	—
	20			270	610	—	—
	25			363	—	—	—
D_y32 с/д	10	6	0,1—1,1	40	90	160	—
D_y50 с/д	25	6	0,1—1,1	320	720	1 260	—
РДУК2-50	35			900 / 720	1 790	3 125	5 800
РДУК2-100	50			1420 / 1200	2 840	4 970	9 200
РДУК2-100	70	12	0,005—0,6 / 0,6—6,0	2825 / 2300	5 650	9 900	18 350
РДУК2-200	105			5880 / 4700	11 800	20 550	38 000
РДУК2-200	140	6	0,005—0,6 / 0,6—6,0	9500 / 7650	19 000	33 340	—
РДБК-25	21	16	0,01—0,6 / 0,3—6,0	310 / 250	620	1 080	2 000

Продолжение табл. 3.1

Тип регулятора	Диаметр седла, мм	Давление, кгс/см²		Пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, кгс/см²			
		входное, не более	выходное, в пределах	1	3	6	12
РДБК-50	35		0,01—0,6 / 0,3—6,0	900 / 720	1 790	3 125	5 800
РДБК-100	50	12		1420 / 1200	2 840	4 970	9 200
РДБК-100	70			2825 / 2300	5 650	9 900	18 350
РДС-80	34	12		1 300	2 600	4 570	8 500
РДС-100	42			1 860	3 700	6 460	12 000
РДС-150	62	6—	0,005—6,0	4 850	9 600	16 800	—
РДС-200	90	10		9 100	18 000	31 600	—
РДС-300	140			22 000	43 600	—	—
25ч37нж (НО)	25	16	0,2—16	—	1 100	1 900	3 500
25ч38нж (НЗ)	40			—	2 750	4 800	8 900
25ч30нж (НО)	50			—	4 300	7 600	14 000
25ч32нж (НЗ)	80			—	11 000	19 000	35 000
	100			—	17 200	30 000	55 000
	150			—	43 400	76 000	140 000
	200			—	68 900	120 000	223 000
	250			—	110 000	193 000	357 000
	300			—	172 000	300 000	558 000
25с48нж (НО)	25	63	0,2—16	—	1 100	1 900	3 500
25с50нж (НЗ)	50						
	80			—	4 300	7 600	14 000
	100			—	11 000	19 000	35 000
	150			—	17 200	30 000	55 000
	200			—	43 400	76 000	140 000
				—	68 900	120 000	223 000

Примечания. 1. Выходное давление дано для регуляторов: РД-32М и РД-50М при установке пружины для сетевого или сжиженного газа, РДУК2Н и РДБК1 — в числителе, РДУК2В и РДБК1П — в знаменателе. 2. Пропускная способность приведена при выходном давлении, кгс/см²; для регуляторов РДУК2Б, РДБК1П и клапанов регулирующих — 0,6, для остальных — менее 0,05. 3. У клапанов регулирующих пропускная способность для K_{Vy} = = 100 %

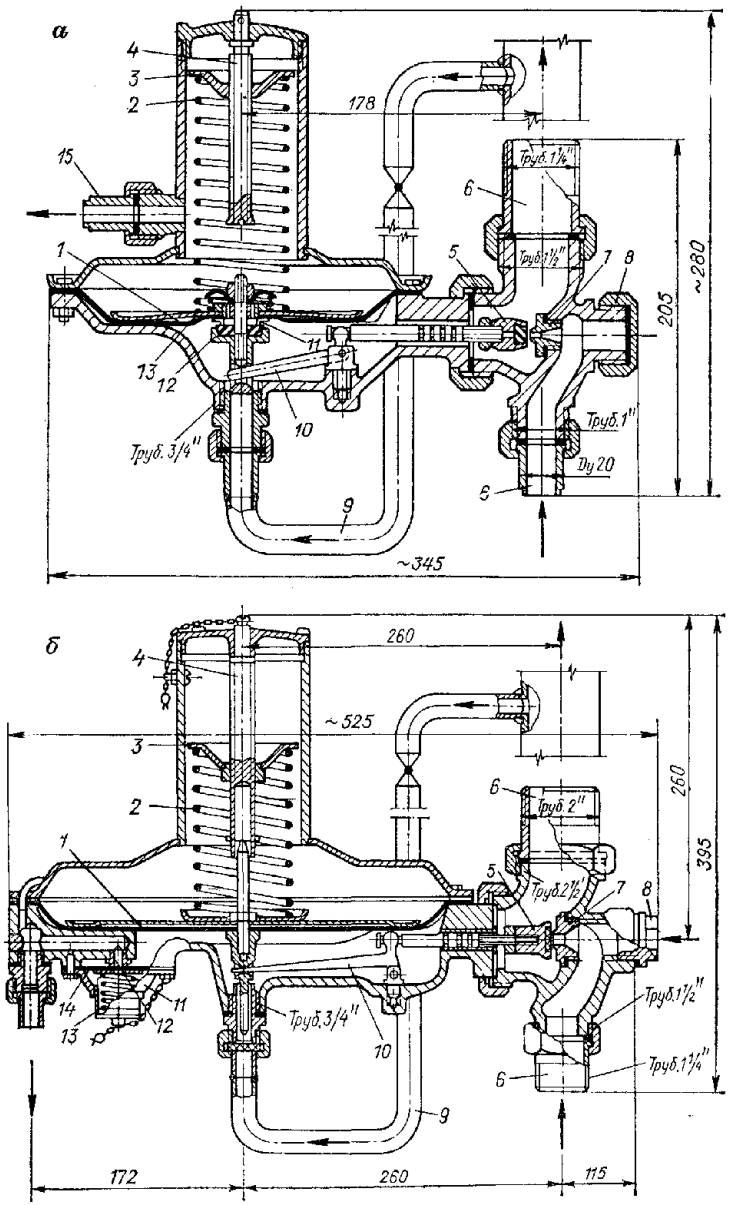


Рис. 3.4. Регуляторы РД-32М (*а*) и РД-50М (*б*).
1 — мембрана; *2* — пружина; *3* — нажимная гайка; *4* — винт; *5* — плунжер; *6* — ниппель; *7* — седло; *8* — заглушка; *9* — импульсная трубка; *10* — рычажный механизм; *11* — сбросной клапан; *12* — отверстия; *13* — пружина; *14* — малая мембрана; *15* — сбросной трубопровод.

в таблице, то расчетную пропускную способность для действительных параметров с достаточной для технических целей точностью определяют по следующим формулам: если отличается только плотность газа —

$$V = 0{,}855V_т/\sqrt{\rho}; \qquad (3.1)$$

если скорость истечения газа через седло меньше критической ($p_2/p_1 \geqslant 0{,}5$) и $\rho \neq \rho_г$ —

$$V = 0{,}855V_т\sqrt{\Delta p p_2/(\Delta p_т p_{2т})}; \qquad (3.2)$$

при $\rho = \rho_т = 0{,}73$ кг/м³

$$V = V_т\sqrt{\Delta p p_2/(\Delta p_т p_{2т})}; \qquad (3.3)$$

если скорость истечения газа через седло достигает критической ($p_2/p_1 < 0{,}5$) и $\rho \neq \rho_т$ —

$$V = 0{,}855V_т p_1/(p_{1т}\sqrt{\rho}); \qquad (3.4)$$

при $\rho = \rho_т = 0{,}73$ кг/м³

$$V = V_т p_1/p_{1т}, \qquad (3.5)$$

где индекс «т» — табличное значение параметра; V и $V_т$ — пропускная способность регулятора, м³/ч; Δp и $\Delta p_т$ — перепад давления в регуляторе, кгс/см²; ρ и $\rho_т$ — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³; p_2 и $p_{2т}$ — абсолютное выходное давление газа, кгс/см²; p_1 — абсолютное входное давление газа, кгс/см².

Для нормальной работы регулятора его максимальная пропускная способность (нагрузка) V_{max} должна быть не более 80—85, а минимальная V_{min} — не менее 10 % от расчетной пропускной способности V при заданных входном p_1 и выходном p_2 давлении, т. е. должны выполняться условия

$$(V_{max}/V)\cdot 100 \leqslant 80 \div 85 \quad \text{и} \quad (V_{min}/V)\cdot 100 \geqslant 10. \qquad (3.6)$$

3.3. УСТРОЙСТВО РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

3.3.1. Регуляторы РД-32М и РД-50М. Регуляторы имеют сменные седла и могут поставляться с различными пружинами для настройки выходного давления в двух диапазонах (рис. 3.4, табл. 3.1). Если регулятор монтируют колонкой вниз, то выходное давление уменьшается на 40 кгс/м².

Регулятор состоит из двух основных узлов — мембранной камеры и чугунной крестовины — корпуса, соеди-

ненных с помощью накидной гайки, что позволяет разделять их для ремонта или осмотра, а также поворачивать относительно друг друга под любым углом. Крестовину монтируют на газопроводе с помощью накидных гаек или путем приварки концов трубопровода к ниппелям. В крестовине располагается сменное седло, к которому газ входного давления подводят прямо по его оси или сбоку, заглушая свободный канал пробкой.

В зависимости от диаметра седла допустимое входное давление, кгс/см^2, не должно превышать: у регулятора РД-32М для седла диаметром 4 мм — 16; 6 мм — 10; 10 мм — 3; у РД-50М для седла 8 мм — 16; 11 мм — 10; 15 мм — 6; 20 мм — 3 и 25 мм — 1.

Импульс выходного давления передается в подмембранную полость мембранной камеры. На центральный диск мембраны *1* опирается регулировочная пружина. Степень сжатия пружины, определяющую настройку регулятора на заданное выходное давление, регулируют перемещая вертикально нажимную гайку винтом. Рычажный механизм преобразует вертикальное передвижение мембраны с диском в горизонтальное перемещение штока и плунжера.

Плунжер соединен со штоком на резьбе, что позволяет регулировать его ход при сборке и ремонте регулятора, а также при замене седла. После регулировки положение плунжера фиксируют контргайкой.

При установившемся режиме подвижные элементы регулятора находятся в состоянии покоя. На мембрану сверху воздействуют пружина, входное давление, воспринимаемое тарелкой плунжера и передаваемое через рычаги, а также вес подвижных деталей (мембраны, дисков и т. д.). Эти силы уравновешиваются давлением газа в подмембранной полости. Если расход газа уменьшился, то давление в подмембранной полости возрастет, мембрана начнет двигаться вверх, придвигая плунжер к седлу до тех пор, пока силы, воздействующие на мембрану, не окажутся уравновешенными, а в контролируемой точке восстановится давление, близкое к заданному (с учетом статической ошибки, характерной для данного регулятора).

Вращение винта по часовой стрелке ведет к подъему гайки *3*, уменьшению сжатия пружины и соответственно уменьшению выходного давления. При вращении винта против часовой стрелки выходное давление повышается.

Окончательную настройку регулятора на заданное выходное давление рекомендуется производить при среднем возможном расходе газа.

Для предотвращения внезапного и чрезмерного повышения выходного давления запорное устройство перед регулятором открывают медленно, наблюдая по манометру за давлением газа в контролируемой точке. Подача газа на вход регулятора при отключенной от подмембранной полости импульсной линии не допускается.

Если полностью прекращен расход газа, то из-за возможной негерметичности регулирующего органа давление в подмембранной полости может возрасти. Во избежание разрыва мембраны в регулятор вмонтировано предохранительное сбросное устройство. В РД-32М оно расположено в центральной части мембраны и включает в себя восемь отверстий диаметром 3,5 мм, просверленных в мембране и прилегающей к ней шайбе. Настройку сбросного устройства на срабатывание в пределах давлений 200—400 кгс/м^2 производят пружиной *13*. Если в подмембранной полости давление больше давления настройки, то мембрана, преодолевая усилие пружины, несколько приподнимается, и через открывшиеся отверстия часть газа сбрасывается в надмембранную полость и колонку, а из последней через сбросной трубопровод в атмосферу.

У регулятора РД-50М сбросной клапан скомпонован в приливе на нижней части мембранной коробки. Мембрана *14* с приклеенной в центре мягкой уплотняющей шайбой прижата к седлу пружиной *13*, перекрывая проход газу. При повышении давления в подмембранной полости сверх заданного мембрана, преодолевая усилие пружины, отжимается вниз. Отверстие *12* в седле диаметром 8 мм открывается, и часть газа через три сверления в приливе поступает в сбросной трубопровод. Клапан может быть настроен на срабатывание в пределах 150—400 кгс/м^2.

При эксплуатации регуляторов могут возникнуть следующие неисправности:

— давление газа за регулятором резко снижается. Причины: заедание штока плунжера в направляющей втулке, засорение или обмерзание седла или импульсной трубки, недостаточное для данного потребления газа входное давление;

— давление газа за регулятором резко повышается. Причины: заедание штока плунжера или обмерзание

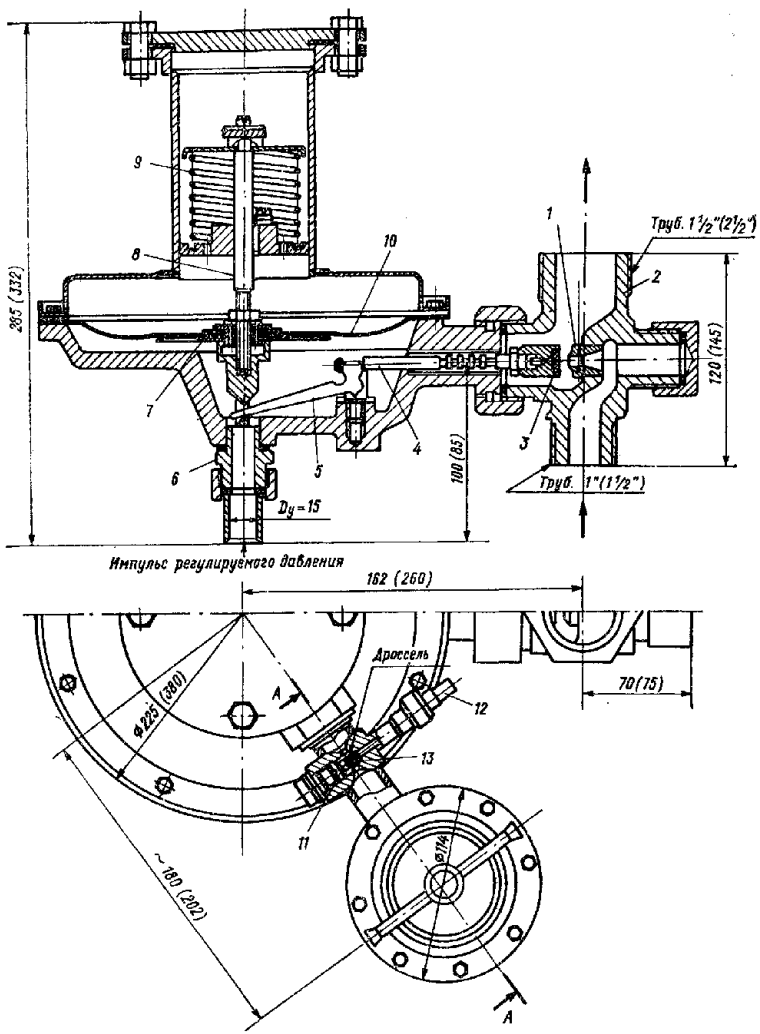
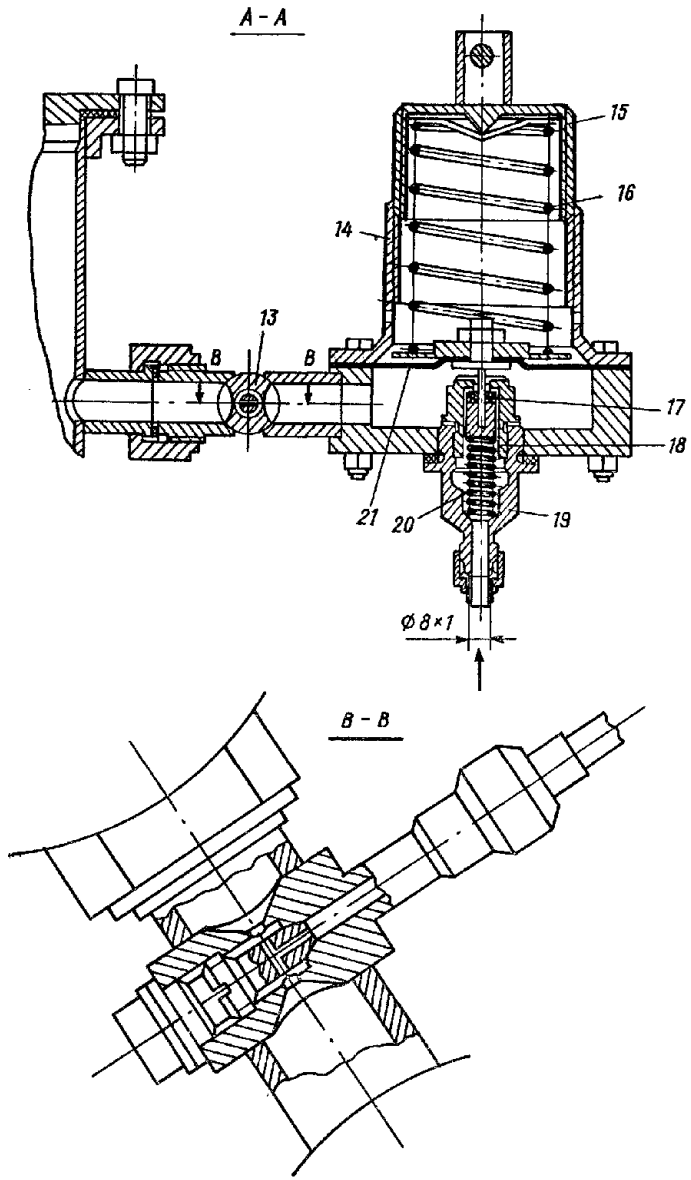


Рис. 3.5. Регуляторы D_y 32 (D_y 50) среднего давления.

1 — сменное седло; *2* — корпус; *3* — плунжер; *4, 8* — штоки; *5* — рычаг; *6* — балансировочный винт; *12* — сбросная трубка; *13* — дроссель; *14* — крышка; *18* — втулка с седлом; *19* — штуцер входного давления; *20* — пружина; *21* — штуцер; *7* — диск; *9* — пружина регулятора, *10* — мембрана; *11* — регулирующий стакан; *16* — пружина пилота; *17* — плунжер пилота; мембрана пилота.



седла; прорыв рабочей мембраны или же недопустимо большое для установленного седла входное давление. В обоих случаях, если входное давление нормальное, регулятор следует разобрать, очистить трущиеся детали и седло, а при необходимости заменить мембрану.

Шкафные ГРП типа ШРУ-Н (разд. 3.7) Промэнергогаз комплектовал регуляторами низкого давления $D_у$ 32 и 50 (табл. 3.1), устройство и действие которых аналогичны РД-32М и РД-50М. Основным отличием является отсутствие у них встроенных предохранительных сбросных клапанов.

3.3.2. Регуляторы $D_у$32 и $D_у$50 среднего давления. Эти регуляторы (прежнее название РСД-32 и РСД-50) изготовлялись Промэнергогазом для комплектации шкафных ГРП типа ШРУ-С.

Регуляторы (табл. 3.1) состоят из трех основных частей (рис. 3.5): мембранной камеры, крестовины и пилота. В крестовине могут быть установлены седла различных диаметров: для $D_у$ 32 — 4,6 и 10 мм (в регуляторах РСД-32 применялись седла 5; 6,5 и 9,5 мм), для $D_у$ 50 — 8, 11, 15, 20 и 25 мм (в регуляторах РСД-50 применялись седла 13, 19 и 25 мм).

Дросселирование газа осуществляется при истечении его через сменное седло, перекрываемое плунжером, укрепленным на штоке. При необходимости изменить ход плунжера относительно седла (например, в случае замены седла) плунжер передвигают по штоку на резьбе и фиксируют его положение контргайкой. На мембрану *10* воздействует сжатая пружина, которая стремится через нажимную шайбу и шток поднять мембрану вверх. В том же направлении действует давление газа в подмембранной полости, которая через штуцер *6* соединена с контролируемой точкой. Входное давление газа стремится отодвинуть плунжер от седла и через шток *4* и рычаг опустить мембрану вниз. Так как в контролируемой точке и в подмембранной полости поддерживается давление в пределах 0,1—1,1 кгс/см², на которое не рассчитана прочность мембраны, то для ее разгрузки в надмембранной полости создается с помощью пилота (разрез *А—А*) постоянное для данной настройки давление газа, несколько превышающее давление в подмембранной полости. Образующаяся разность давлений стремится сдвинуть мембрану вниз и приблизить плунжер к седлу. В эту же сторону (вниз) действует на мембрану вес подвижных деталей (мембрана, диск, шток, рычаг частично). При установившемся режиме все эти силы уравновешивают друг друга. Увеличение или уменьшение расхода газа изменяет давление в подмембранной полости и нарушает баланс сил, воздействующих на мембрану.

Для поддержания в надмембранной полости необходимого давления в пилот подается газ входного давления (от газопровода перед регулятором, но за фильтром). В верхней части ввернутой в штуцер втулки имеется седло, перекрываемое плунжером, который соединен иглой с мембраной пилота и постоянно отжимается вверх к седлу пружиной. В крышке размещена верхняя пружина, отжимающая мембрану пилота вниз. Усилие, создаваемое этой пружиной, регулируют стаканом. Газ входного давления, сдросселированный в пилоте, заполняет надмембранное пространство регулятора, а его излишек постоянно сбрасывается через дроссель *13* (степень открытия регулируют винтом *11*) и сбросную трубку *12* в газопровод за регулятором. Усилие пружины пилота уравновешивается давлением газа под мембраной пилота, пропорциональным давлению над мембраной *10*.

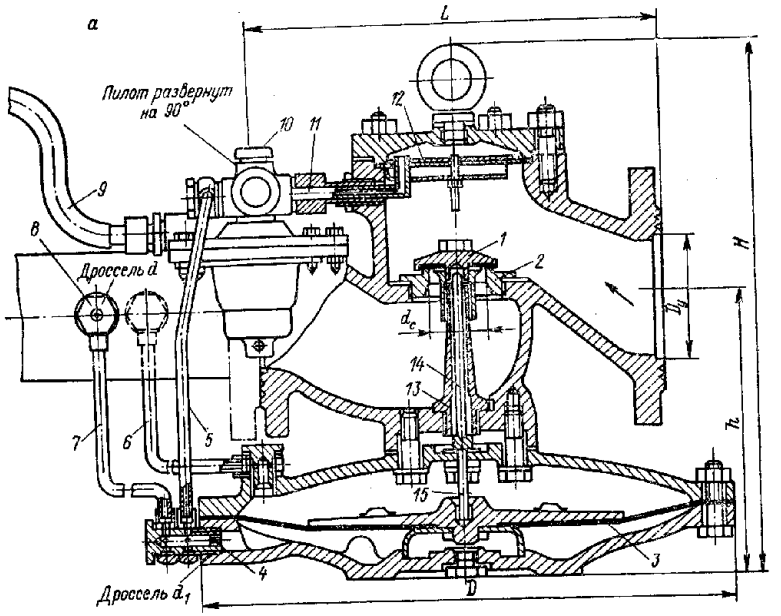
Ввертывание стакана в крышку пилота и сжатие пружины ведет к росту давления в надмембранной полости регулятора и в контролируемой точке, вывертывание стакана и ослабление сжатия пружины — к уменьшению выходного давления. Например, при увеличении отбора газа давление его в контролируемой точке и под мембраной уменьшится. Мембрана опускается и через посредство рычажной передачи отодвигает плунжер от седла, увеличивая проход газа. При этом давление газа над мембраной не изменяется за счет поступления газа из пилота. При увеличении давления в контролируемой точке и под мембраной последняя приподнимается, уменьшая проход газа.

При эксплуатации могут возникнуть следующие неисправности:

— резкий рост выходного давления из-за поломки пружины регулятора или пилота;

— ввертывание винта пилота не приводит к повышению выходного давления. Причины: поломка пружины пилота, разрыв мембраны регулятора, засорение дросселя;

— медленный рост давления газа за регулятором при отсутствии расхода. Причина: неплотность запорного



органа регулятора, вызванная износом или выпадением уплотняющей резиновой прокладки;

— понижение давления газа за регулятором. Причины: засорение клапанного отверстия пилота, дросселя и трубки от пилота к надмембранной полости регулятора или заедание рычажной передачи от мембраны к плунжеру;

— пульсация давления газа за регулятором. Наблюдается при очень малых расходах газа, неправильном выборе точки отбора импульса от газопровода выходного давления, в случаях заедания в направляющей толкателя плунжера, скопления влаги в газопроводе или импульсной трубке.

3.3.3. Регуляторы РДУК2. Регулятор давления универсальный конструкции Казанцева (рис. 3.6, табл. 3.1 и 3.2) состоит из двух основных узлов — клапана регулирующего (КР) и пилота КН2 (для выходного давления от 0,005 до 0,6 кгс/см^2) или КВ2 (для давления от 0,6 до 6 кгс/см^2). Минимально необходимый для работы регулятора перепад давления — не менее 300 кгс/м^2.

Регулирование расхода газа осуществляется изменением положения плунжера с мягкой прокладкой относи-

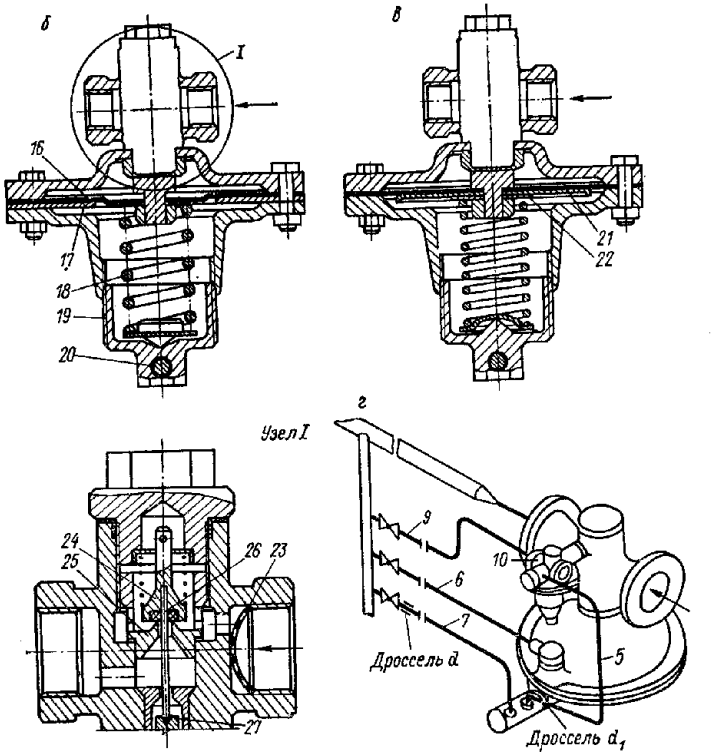


Рис. 3.6. Регулятор РДУК2.

а — регулятор в сборе; *б* — пилот КВ2; *в* — пилот КН2; *г* — аксонометрическая схема; *1* — плунжер; *2* — седло; *3* — мембрана КР; *4, 8* — дроссели; *5* — соединительная трубка; *6, 9* — импульсные трубки; *7* — трубка сброса газа; *10* — пилот; *11* — соединительный патрубок; *12* — фильтр; *13* — направляющая колонка; *14* — шток плунжера; *15* — толкатель; *16* — мембрана пилота; *17* — диск (КВ2); *18* — пружина; *19* — регулировочный стакан; *20* — рычаг; *21* — тарелка; *22* — шайба; *23* — фильтрующая сетка; *24* — плунжер пилота; *25* — седло пилота; *26* — шпилька; *27* — толкатель пилота.

тельно седла. Плунжер через посредство штока, толкателя и груза, лежащего на мембране КР, связан с последней. На тарелку плунжера сверху воздействует входное давление, снизу — выходное. Импульс выходного давления подается одновременно в надмембранные полости КР (по трубке *6*) и пилота (по трубке *9*).

Газ входного давления поступает в пилот через фильтр в верхней части КР, соединительный патрубок и дополнительную фильтрующую сетку *23*. После дросселирования в пилоте газ по трубке *5* поступает в подмембранное пространство КР через демпфирующий дроссель, а его

Таблица 3.2

Размеры, мм, регуляторов РДУК2

Регулятор	L	D	H	h	d	d_1
РДУК2-50	230	360	308	180	1,5	0,8
РДУК2-100	350	466	450	234	1,5	0,8/1,0
РДУК2-200	600	650	680	360	2,0	1,5

Примечания. 1. В числителе дроби d_1 по данным завода «Газаппарат», в знаменателе — по данным других заводов. 2. Присоединительные размеры фланцев при $p_y = 16$ кгс/см².

излишки сбрасываются через дроссель *8* в газопровод за регулятором. Соответствующий подбор диаметроз дросселей при наличии непрерывного потока газа по трубкам *5* и *7* позволяет постоянно поддерживать в подмембранном пространстве КР давление, несколько большее выходного. Эта разность давлений по обе стороны мембраны образует ее подъемную силу, уравновешиваемую при установившемся режиме работы весом подвижных частей и действием входного давления на плунжер.

Сжатие пружины пилота, определяющее выходное давление газа, производится ввертыванием стакана. Чем больше должно быть выходное давление, тем сильнее должна быть сжата пружина. В нерабочем состоянии регулятора пружина должна быть ослаблена.

С увеличением расхода газа его давление в контролируемой точке, а также над мембранами пилота и КР понижается. Мембрана пилота под действием пружины поднимется и через толкатель и шпильку приподнимет плунжер, сжав расположенную над ним пружину. Седло пилота приоткроется больше, поступление газа в подмембранное пространство КР и его давление снизу на мембрану *3* возрастут. Мембрана, поднимаясь, увеличит подъем плунжера.

При уменьшении расхода газа его давление над обеими мембранами повышается, мембрана пилота опускается, поступление газа через пилот в подмембранное пространство КР сокращается. Давление газа под мембраной вследствие сброса его по трубке *7* понизится, и мембрана опустится; расход газа через КР уменьшится.

При установившемся режиме количества газа, поступающие под мембрану КР и на сброс, обеспечивают равновесие действующих на нее сил. Плунжер располагается на таком расстоянии от седла, при котором приток газа равен его расходу и давление газа в контролируемой точке сохраняется на заданном уровне. При полном прекращении расхода газа давление за регулятором может превысить давление настройки на 10—20 %.

Таблица 3.3

Характеристики сменных деталей РДУК2

Показатель	Уплотнительная шайба плунжера при d_c, мм					Мембрана регулятора D_y, мм		
	35	50	70	105	140	50	100	200
Наружный диаметр, мм	45	66	86	125	160	366	468	662
Внутренний диаметр, мм	20	24	24	42	42	20	20	42
Толщина, мм	5—6					0,8—1,0		
Материал	Пластина резиновая МБС-С, маслобензостойкая, средней твердости					Полотно мембранное с тканью АМ-93		
ГОСТ или ТУ	ГОСТ 7338—77					МРТУ-38-5-6109—68 московского завода «Каучук»		

Характеристики сменных деталей РДУК2 приведены в табл. 3.3.

Пилоты КВ2 и КН2 различаются размерами пружин (табл. 3.4). Кроме того, в КВ2 для уменьшения активной площади мембраны между ней и нижней крышкой устанавливают стальной диск толщиной 5 мм с диаметрами, мм:

Таблица 3.4

Размеры пружин пилотов

Пилот	Диаметр, мм		Число витков		Высота, мм, в состоянии	
	наружный	проволоки	полное	рабочее	свободном	сжатом
КН2	36,5	4,5	7,5	6	65	32
КВ2	40	6	6,5	5	60	36

наружный — 160, внутренний — 55. В пилотах завода «Газаппарат» (г. Саратов) вместо диска применена крышка соответствующей конфигурации.

В пилотах КН2 дополнительно к шайбе *22*, в которую упирается пружина, устанавливают под мембраной стальную тарелку толщиной 1 мм с диаметрами, мм: наружным — 100, внутренним — 12,2.

Мембрану пилота КВ2 изготавливают из того же материала, что и мембрану КР (табл. 3.3). Мембрану КН2 изготавливают из двух слоев полотна мембранного с тканью «Перкаль». Диаметр мембран пилотов КН2 и КВ2, мм: наружный — 160, внутренний — 12.

КР монтируют мембранной камерой вниз. Расстояния от мембранной камеры до стены и от нижней точки ее крышки до пола должны быть не менее 200 мм.

Подсоединение трубок *6*, *7* и *9* может осуществляться по различным вариантам, один из которых показан на рис. 3.6, *а*. При этом трубку *9* подсоединяют к середине прямолинейного участка газопровода длиной $10D_y$, а трубки *6* и *7* — к газопроводу на участке длиной 100 мм за регулятором. Часто трубки *6*, *7* и *9* подсоединяют к специальному патрубку, привариваемому к газопроводу за регулятором на расстоянии не менее $5D_y$ от ближайшего поворота (рис. 3.6, *г*).

До включения регулятора стакан пилота должен быть вывернут до полного расслабления пружины. Все запорные устройства перед регулятором и на импульсной трубке должны быть полностью открытыми. При включении сначала открывают кран на свечу, с тем чтобы обеспечить небольшой расход газа, а затем медленно ввертывают регулировочный стакан пилота. Его пружина сжимается, в контролируемой точке появляется давление, фиксируемое по манометру. Дальнейшим ввертыванием стакана повышают выходное давление примерно до заданного и создают расход газа. После этого производят более точную настройку регулятора. При отключении регулятора на длительное время регулировочный стакан пилота вывертывают до полного ослабления пружины.

Для осмотра входной части КР снимают верхнюю крышку корпуса, вынимают фильтр и плунжер со штоком. Фильтр тщательно очищают от пыли, при необходимости промывают и высушивают. Плунжер, седло, направляющие втулки колонки, шток и толкатель протирают мягкой ветошью, уплотняющую шайбу плунжера при видимом износе заменяют новой (табл. 3.3). Шток плунжера должен свободно перемещаться во втулках колонки. Контроль хода штока производят через пробку в нижней крышке мембранной коробки.

Смазка трущихся металлических поверхностей регулятора допускается только при тонкой очистке газа от механических примесей в фильтре, установленном перед регулятором.

Мембрану осматривают при снятой нижней крышке мембранной коробки. Правильная центровка мембраны при сборке обеспечивается установкой опорной чашки в кольцевой проточке нижней крышки. При осмотре следует тщательно продуть дроссели внутри специальных болтов.

Для осмотра регулирующего узла пилота вывертывают верхнюю пробку крестовины и вынимают плунжер. Если засорение сильное, то отвертывают нажимную втулку седла, вынимают седло с прокладкой и внутреннюю полость крестовины продувают. При осмотре и сборке мембранного узла следует следить, чтобы толкатель плунжера своим острым концом находился в гнезде стяжного болта мембраны, а в верхнее коническое углубление толкателя попадал нижний конец шпильки плунжера. Если нажимать на мембрану снизу, то сначала должен наблюдаться холостой ход не менее 2 мм, а затем подниматься на 1,5—2 мм плунжер. Эту степень открытия можно установить подгонкой длины шпильки.

У регулятора с пилотом КН2 при настройке выходного давления на 0,02—0,03 кг/см^2 погрешность регулирования может достигать 15 %, при настройке на 0,5—0,6 кгс/см^2 может оказаться ниже 1—2 %. В последнем случае возможно неустойчивое регулирование, и тогда приходится снижать чувствительность пилота, используя в нем пружину КВ2. В общем случае возможность появления неустойчивого регулирования возрастает с увеличением входного давления и уменьшением расхода газа. Для повышения устойчивости регулирования на трубке *6* устанавливают дроссель диаметром 3, 4 или 6 мм соответственно для регуляторов D_y 50, 100 и 200 мм.

Причинами нарушения режима работы регулятора в процессе эксплуатации являются: засорение клапанного устройства пилота, заедание штока плунжера КР или шпильки плунжера пилота, обмерзание плунжера, засорение дросселей на обвязочных трубках регулятора.

Таблица 3.5

Размеры, мм, регулятора РДБК

Регулятор	L	D	H	h	a_y	B
РДБК1-25 РДБК1П-25	200	300	240	140	20	335
РДБК1-50 РДБК1П-50	230	360	315	180	25	418 402
РДБК1-100 РДБК1П-100	350	466	450	234	32	520

Примечания. 1. Число после шифра — условный диаметр входного и выходного патрубков D_y 50 и 100 мм. У РДБК-25 входной патрубок D_y 25, выходной — D_y 32 мм. 2. Присоединительные размеры фланцев на p_y = 16 кгс/см².

Так как чаще всего наблюдается засорение седла в пилоте и дросселей, то с них и следует начинать осмотр. Дроссельные, импульсные и обвязочные трубки регулятора тщательно продувают. При необходимости замены шпильки плунжера пилота ее изготовляют из прямого отрезка стальной пружинной проволоки диаметром 1,4 мм. Концам шпильки придают сферическую форму.

В эксплуатационных условиях встречаются следующие неполадки:

— пружина пилота полностью ослаблена, однако выходное давление достигает или превышает 20 % номинального. Причина — негерметичность регулирующего органа регулятора. Производится осмотр уплотняющих поверхностей седла и плунжера, при необходимости у последнего заменяют резиновую прокладку;

— выходное давление падает до нуля. Причина — разрыв мембраны регулятора. Мембрану заменяют;

— выходное давление непрерывно растет. Причины — разрыв мембраны пилота, засорение седла или заедание толкателя плунжера пилота в направляющих. Мембрану заменить, прочистить седло пилота и устранить заедание толкателя;

— выходное давление при настройке в пределах 0,2—0,6 кгс/см² сильно колеблется. Следует установить дроссель на трубке *6*, а при сохранении колебаний уменьшить

чувствительность пилота КН2, использовав в нем пружину от КВ2;

— выходное давление сильно колеблется при малых расходах газа независимо от давления настройки. Причиной может быть слишком большая пропускная способность регулятора. Если устранение колебаний не достигается установкой дросселя на трубке *6*, то снижают входное давление, а при необходимости применяют седло и плунжер регулятора меньших размеров;

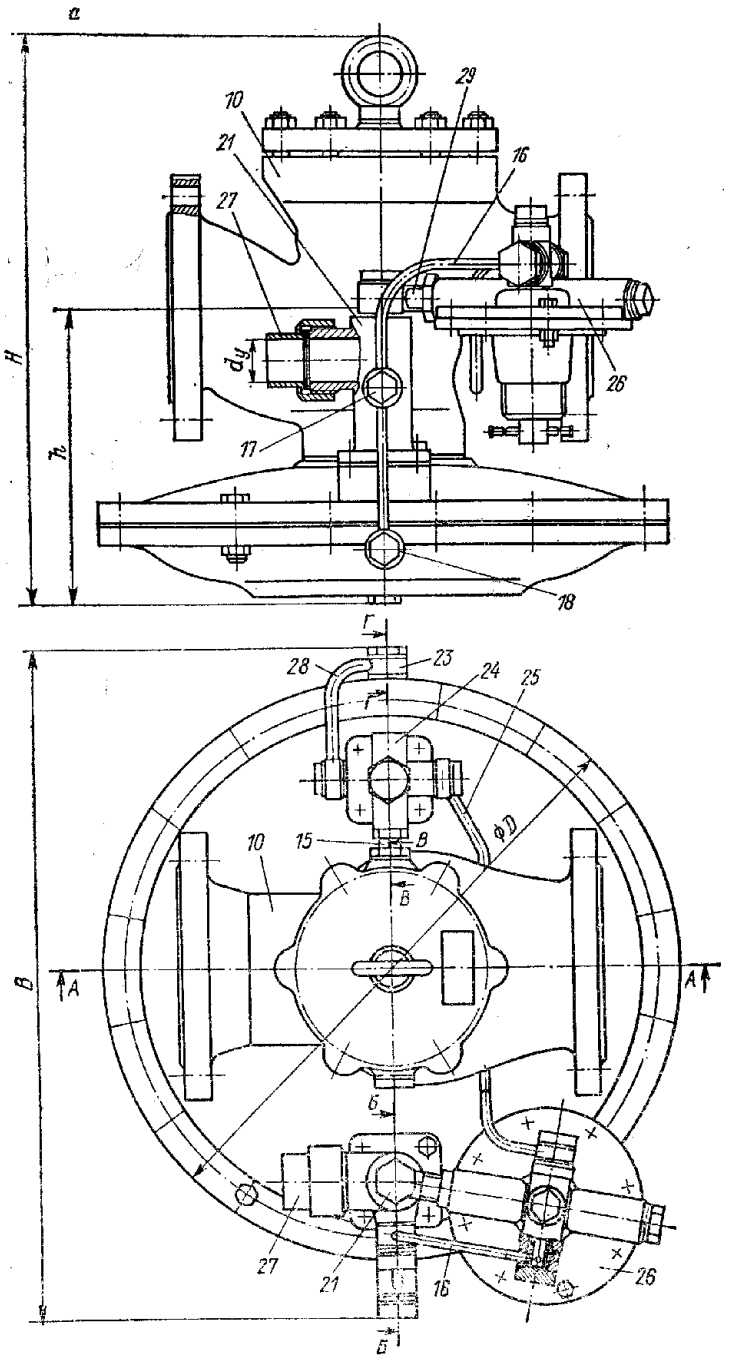
— выходное давление постепенно уменьшается, временами резко возрастает и вновь снижается почти до нуля. Причина — обмерзание плунжера и седла пилота. Обмерзание устраняют обогревом пилота тряпкой, смачиваемой горячей водой;

— выходное давление постепенно уменьшается и поджатие пружины пилота его не повышает. Причины — засорение фильтра или седла пилота, выпадение уплотняющей резинки плунжера, поломка настроечной пружины. Фильтр следует прочистить, седло прочистить и продуть, резинку и пружину заменить новыми;

— выходное давление изменяется одновременно с изменением входного давления. Причины — перепутаны места установки дросселей d и d_1 или дроссели вообще не установлены. Следует проверить наличие дросселей и правильность их установки.

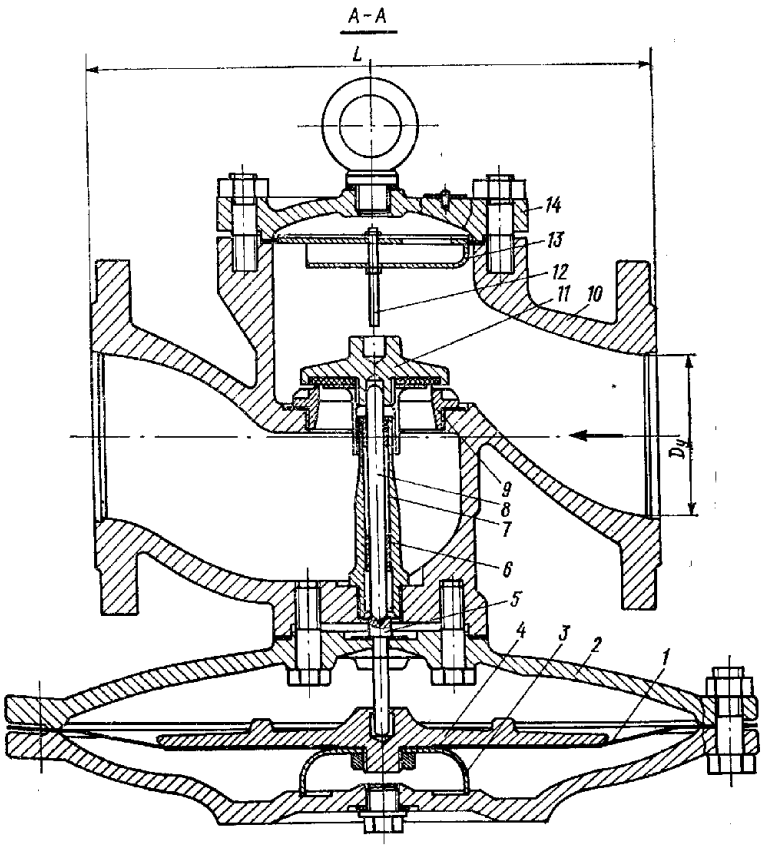
3.3.4. Регуляторы РДБК. В регуляторах давления блочных конструкции Казанцева РДБК1 и РДБК1П (табл. 3.1 и 3.5) в качестве исполнительных органов использованы те же, что и в регуляторах РДУК2 (рис. 3.6) односедельные клапаны регулирующие (рис. 3.7). Кроме того, составной частью РДБК1 являются стабилизатор и пилот, в качестве которого в настоящее время используется КН2, а в РДБК1П — пилот к нему.

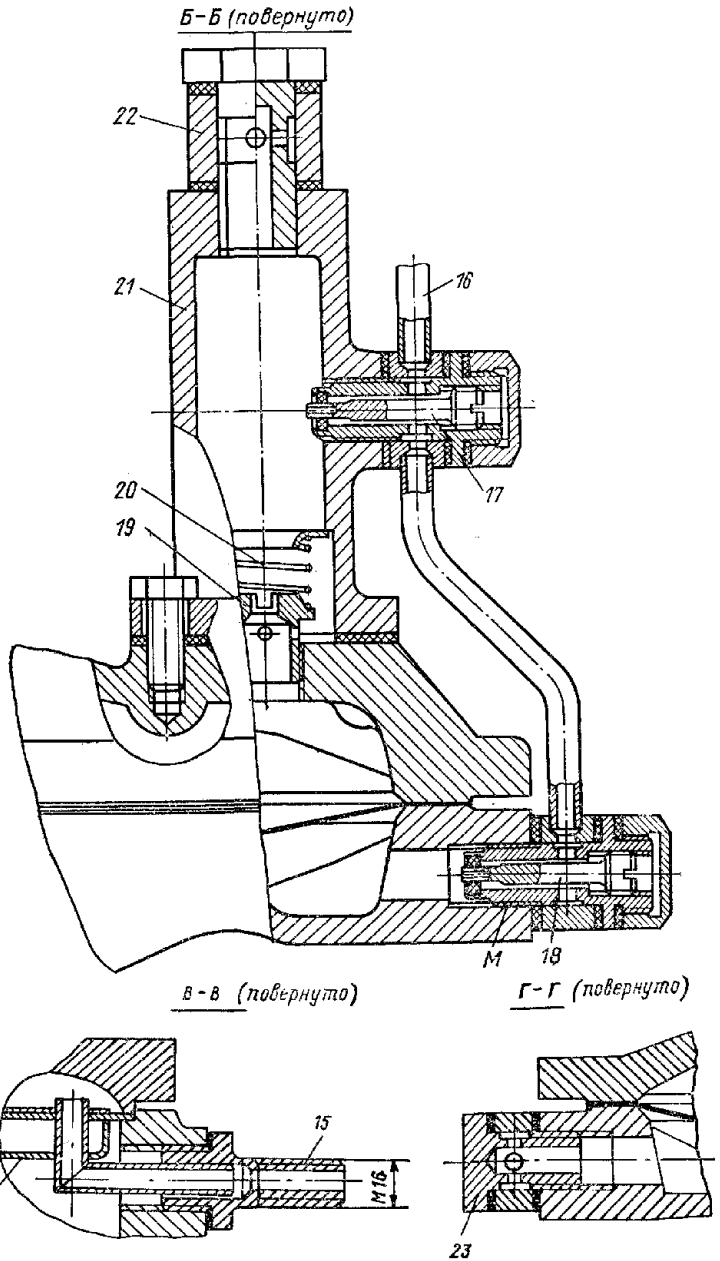
Газ входного давления из КР через фильтр и штуцер *15* поступает к стабилизатору (РДБК1) или к пилоту (РДБК1П). Шток свободно входит в центральное гнездо плунжера и нижним своим концом упирается в выемку на торце толкателя. Хвостовик плунжера при движении перемещается по наружной поверхности верхней части направляющей колонки, внутри которой расположены втулки — направляющие для штока. Мембрана КР имеет два диска: нижний (опорный) и верхний, в центральное гнездо которого упирается толкатель. Вертикальное перемещение мембраны вызывает изменение положения плун-



жера относительно седла и расхода газа через КР. Мембранная камера имеет импульсную колонку *21* (разрез *Б—Б*), от верхней части которой отводится импульсная трубка к пилоту КН2. Подмембранная полость КР через регулируемый дроссель *18* и трубку *16* соединена с пилотом. Поступающий непрерывно от пилота поток газа сбрасывается через верхний регулируемый дроссель *17* в импульсную колонку, из которой направляется в газопровод за регулятором. С помощью дросселей устанавливается необходимое давление газа в подмембранной полости и настраивается регулято».

Давление газа из контролируемой точки передается в импульсную колонку, соединенную с надмембранной полостью КР регулируемым дросселем *19*, который пред-





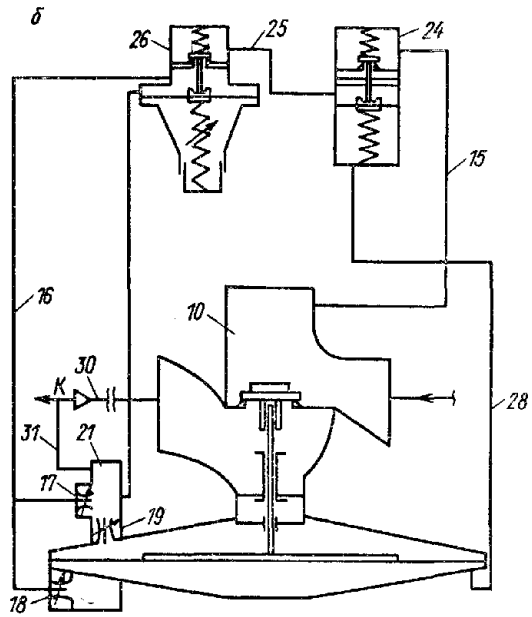


Рис. 3.7. Регулятор РДБК1.

а — общий вид; *б* — схема обвязки; *1* — мембрана КР; *2* — мембранная камера; *3* — опорный диск; *4* — верхний диск; *5* — толкатель; *6* — направляющая втулка; *7* — направляющая колонка; *8* — шток; *9* — седло КР; *10* — корпус КР; *11* — плунжер КР; *12* — упор; *13* — фильтр; *14* — крышка КР; *15* — штуцер к стабилизатору (на схеме — трубка); *16* — трубка от пилота; *17—19* — регулируемые дроссели; *20* — фиксирующая пружина; *21* — импульсная колонка; *22* — штуцер для импульсной трубки к пилоту; *23* — штуцер для подключения стабилизатора; *24* — стабилизатор; *25, 28* — трубки; *26* — пилот; *27* — штуцер для импульсной трубки к КР; *29* — импульсная трубка к пилоту; *30* — выходной газопровод; *31* — импульсная трубка к импульсной колонке.

назначен для поднастройки регулятора в случае возникновения вибрационных режимов работы. Дроссель представляет собой штуцер с четырьмя боковыми отверстиями и одним верхним $d = 3$ мм (регулятор D_y 50 мм) и $d = 4$ мм (регулятор D_y 100 мм), ввернутый на резьбе в отверстие в верхней крышке мембранной коробки. Положение дросселя, обеспечивающее безвибрационный режим, фиксируется пружиной. У РДБК-25 дроссель *19* отсутствует, и при возникновении в эксплуатационных условиях колебаний выходного давления между импульсной колонкой и надмембранной полостью устанавливают дроссель постоянного сечения ($d = 2{,}5$ мм).

Газ входного давления из КР подается в стабилизатор (на схеме по трубке *15*), а из него по трубке *25* в пилот.

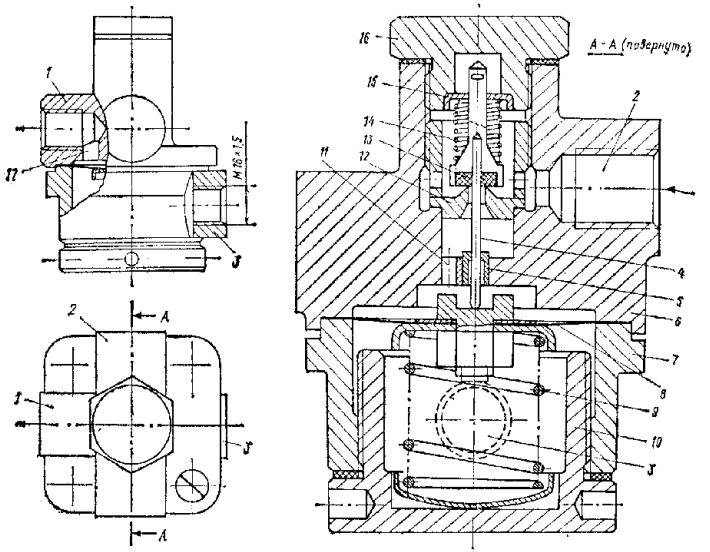


Рис. 3.8. Стабилизатор.

1—3 — штуцеры; *4* — толкатель; *5* — направляющая втулка; *6* — корпус; *7* — нижняя крышка; *8* — мембрана; *9*, *14* — пружины; *10* — стакан; *11*, *17* — отверстия; *12* — седло; *13* — плунжер; *15* — фигурная шайба; *16* — пробка.

Подмембранная полость пилота трубкой *29* через импульсную колонку соединена с трубкой *31*, поэтому давление в этой полости равно давлению в импульсной колонке и в контролируемой точке *К* газопровода.

Импульсную трубку приваривают к штуцеру *27*, имеющему накидную гайку. Условный диаметр присоединительного штуцера $d_у$ приведен в табл. 3.5. Из пространства под седлом пилота газ по трубке *16* через дроссель *17* постоянно сбрасывается в импульсную колонку и по трубке *31* в газопровод за регулятором, а через дроссель *18* поступает в подмембранное пространство КР. Это пространство через трубку *28* соединено, в свою очередь, с подмембранной полостью стабилизатора.

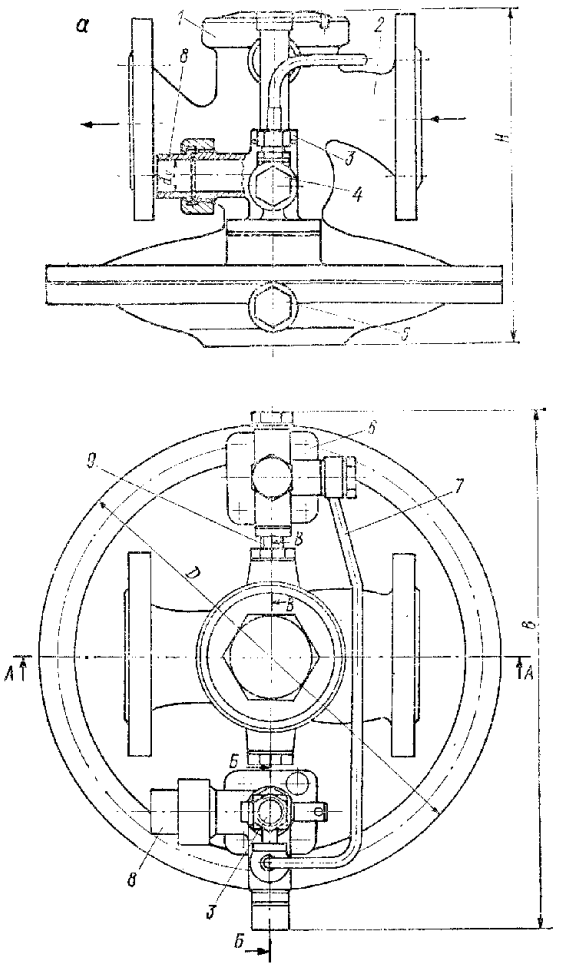
На рис. 3.7, *б* точка *К* условно показана на участке газопровода, имеющем диаметр больше $D_у$ КР, чтобы подчеркнуть, что импульсную трубку следует подключать к такому участку газопровода, в котором не должно быть большой скорости газа, а изменение этой скорости не должно сильно влиять на статическое давление в контролируемой точке.

Стабилизатор (рис. 3.8) соединен с входной полостью КР (штуцер *2*), с входным штуцером пилота (штуцер *1*) и с подмембранной полостью КР (штуцер *3*). Диаметр седла в стабилизаторе 3,5 мм, ход плунжера 1,5—2 мм. Строго вертикальное перемещение плунжера обеспечивается фигурной шайбой, через центральное отверстие которой пропущен хвостовик плунжера, и направляющей втулкой *5*, через которую проходит толкатель. Плунжер прижимается к седлу пружиной *14*. Между корпусом и нижней крышкой зажата мембрана, которая отжимается вверх пружиной *9*. Полость под седлом отверстием *11* соединена с надмембранным пространством, которое в свою очередь отверстием *17* сообщено со штуцером *1*. Дросселированный в стабилизаторе газ входного давления направляется к пилоту. Так как подмембранное пространство стабилизатора через штуцер *3* (на разрезе *А—А* отверстие штуцера *3* показано условно штриховой линией) соединено с подмембранным пространством КР, то стабилизатор не поддерживает после себя постоянное давление, а обеспечивает только постоянство перепада давления в пилоте. При этом давление в подмембранной полости стабилизатора, равное давлению в подмембранном пространстве КР, практически не отличается от выходного давления.

Давление в надмембранной полости стабилизатора, которое меньше входного на перепад в его дросселирующем устройстве, не превышающем 0,3—0,5 кгс/см², в основном уравновешивается усилием сжатой пружины *9*. Это усилие в процессе работы стабилизатора не регулируется (стакан полностью ввернут в крышку), а поднастройку стабилизатора на поддержание постоянства перепада давления в пилоте обеспечивает импульс давления от подмембранного пространства КР.

Пилот КН2 (разд. 3.3.3) воздействует на привод КР, так изменяя давление в подмембранной полости последнего, чтобы давление в контролируемой точке сохранялось постоянным (в заданных пределах).

В пилот КН2 газ входного давления подается от стабилизатора по трубке *25* (рис. 3.7), а дросселированный в пилоте газ поступает по трубке *16* к регулируемым дросселям импульсной колонки КР. Надмембранная полость пилота трубкой *29* через импульсную колонку и трубку *31* сообщается с контролируемой точкой *К* на выходном газопроводе. Настройку РДБК1 на заданное выходное



давление производят, изменяя сжатие пружины пилота при ввертывании или вывертывании регулировочного стакана.

Если выходное давление изменится, например уменьшится, то соответственно уменьшится давление в полости над мембраной пилота. Мембрана под воздействием сжатой пружины начнет подниматься и через посредство толкателя и шпильки приподнимать плунжер пилота. Приток газа к регулируемым дросселям возрастет. При этом одновременно с уменьшением давления в надмембранной

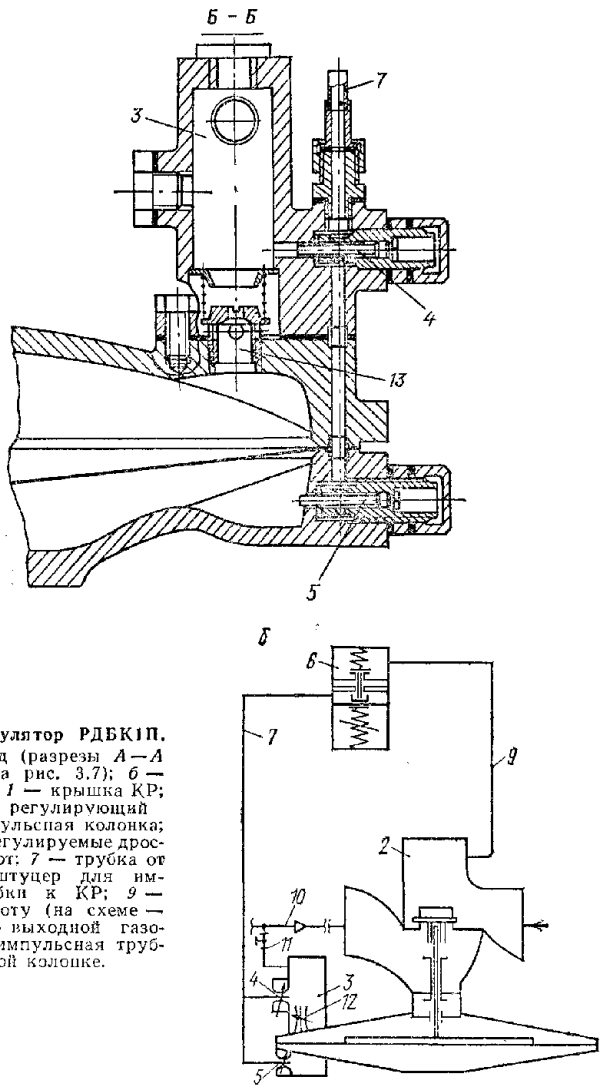


Рис. 3.9. Регулятор РДБК1П.
а — общий вид (разрезы *А—А* и *В—В* см. на рис. 3.7); *б* — схема обвязки; *1* — крышка КР; *2* — клапан регулирующий (КР); *3* — импульсная колонка; *4, 5, 12, 13* — регулируемые дроссели; *6* — пилот; *7* — трубка от пилота; *8* — штуцер для импульсной трубки к КР; *9* — штуцер к пилоту (на схеме — трубка); *10* — выходной газопровод; *11* — импульсная трубка к импульсной колонке.

полости КР возрастет давление в его подмембранной полости. Плунжер КР поднимется, расход газа через него увеличится, и давление в точке *К* вернется к заданному значению. Одновременно на то же значение, на которое возросло давление в подмембранной полости КР,

увеличится давление после стабилизатора *24*, и перепад давления в дроссельном устройстве пилота *26* восстановится.

В эксплуатационных условиях при принятой заводом «Газаппарат» конструкции регулируемого дросселя *18*, сообщающегося с подмембранной полостью КР, в ряде случаев не удается обеспечить тонкое регулирование изменения давления в этой полости из-за значительного пропуска газа через резьбовой зазор *М*. Для устранения этого недостатка при наладке перед включением регулятора необходимо герметизировать это соединение лентой «ФУМ» или льняной подмоткой, слегка смазанной тавотом или солидолом.

В РДБК1П (рис. 3.9) газ входного давления, дросселированный в пилоте, поступает через регулируемый дроссель *5* в подмембранную полость КР, где поддерживается примерно постоянное давление. Надмембранная полость КР через регулируемый дроссель *12* и импульсную колонку соединена с контролируемой точкой *К* газопровода. Из подклапанного пространства пилота дросселированный газ через дроссель *4* постоянно сбрасывается в импульсную колонку, а из нее по трубке *11* — в газопровод за регулятором. Импульсная колонка имеет штуцер с накидной гайкой, к которому приваривают при монтаже импульсную трубку (d_y те же, что у РДБК1). Пилот (рис. 3.10) для РДБК1П конструктивно идентичен стабилизатору РДБК1. Отличие состоит в том, что штуцер *3* сообщен с атмосферой, а уплотнительная прокладка между стаканом и нижней крышкой отсутствует (стакан только примерно наполовину ввернут в крышку).

Настройку РДБК1П на заданное выходное давление производят ввертыванием или вывертыванием стакана *10* пилота, изменяющего сжатие пружины. При этом открытие дросселей *4* и *5* (рис. 3.9, *б*) регулируют таким образом, чтобы давление в подмембранной камере КР было всегда несколько больше контролируемого давления (в точке *К*), воздействующего на мембрану сверху.

Если выходное давление, например, уменьшилось, то уменьшится и давление в надмембранной полости КР. Возникшая разность давлений над и под мембраной вызовет перемещение последней и плунжера, пропускная способность КР начнет возрастать. Давление в точке *К* восстановится до заданного, давления в над- и подмембранных полостях КР выравниваются.

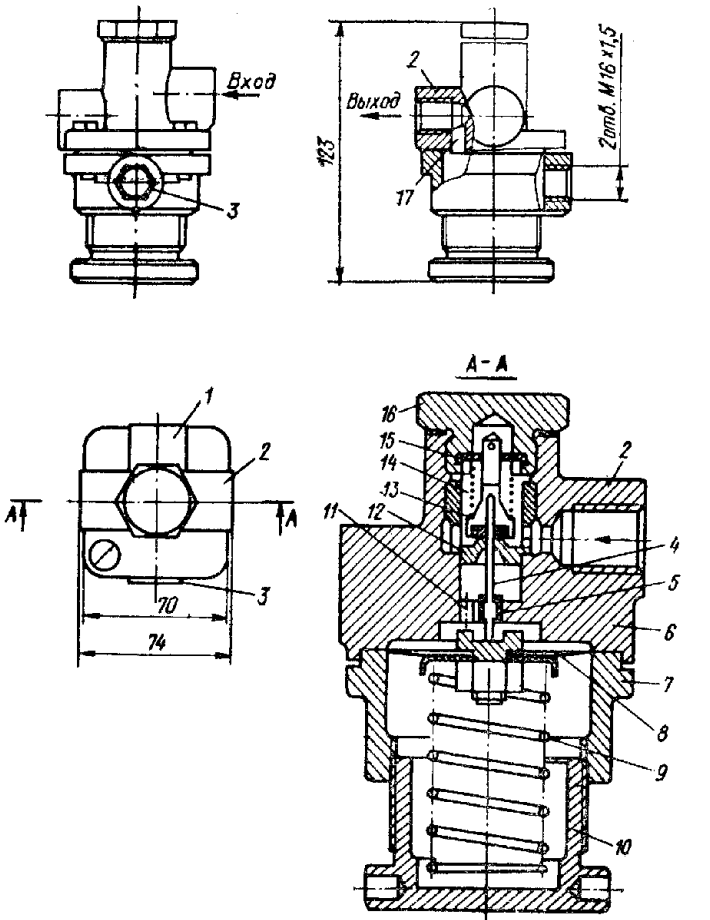


Рис. 3.10. Пилот к РДБК1П.
1 — штуцер для трубки к регулируемым дросселям; *2* — входной штуцер; *3* — штуцер для сообщения с атмосферой; *4* — толкатель; *5* — направляющая втулка; *6* — корпус; *7* — нижняя крышка; *8* — мембрана; *9, 14* — пружины; *10* — регулировочный стакан; *11, 17* — отверстия; *12* — седло; *13* — плунжер; *15* — фигурная шайба; *16* — верхняя крышка.

3.3.5. Регуляторы РДС. Компоновались с пилотами РУН-1 (давление настройки выходного давления в пределах 0,005—1,1 кгс/см², табл. 3.1). В ряде случаев пилоты РУН-1 были заменены пилотами типа КН2 (настройка в пределах 0,005—0,6 кгс/см²) или КВ2 (0,6—6 кгс/см²).

В регуляторе РДС с пилотом РУН-1 (табл. 3.6 и рис. 3.11) тарельчатый плунжер через коленчатый рычаг

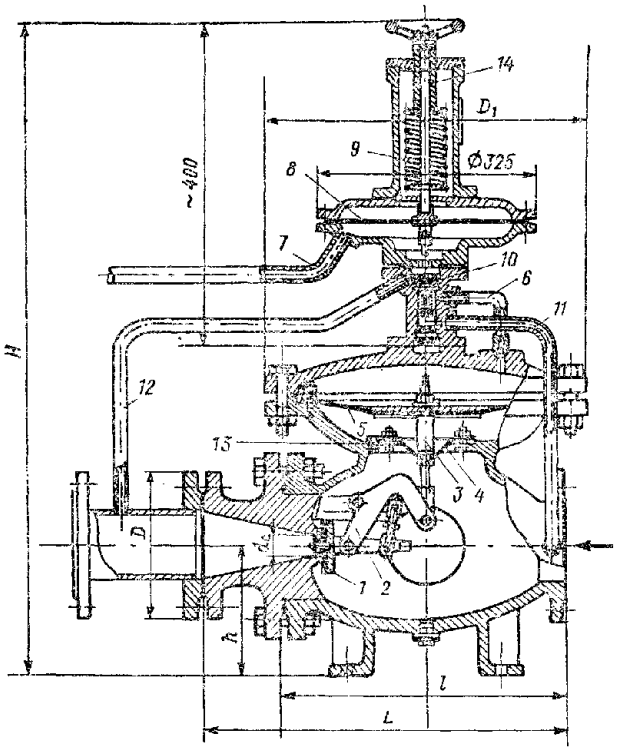


Рис. 3.11. Регулятор РДС с пилотом РУН-1.
1 — плунжер; *2* — коленчатый рычаг; *3* — шток; *4* — разгрузочная диафрагма; *5* — мембрана; *6* — трубка; *7* — импульсная трубка; *8* — мембрана пилота; *9* — пружина; *10* — золотник; *11* — трубка входного давления; *12* — сбросная трубка; *13* — калиброванное отверстие; *14* — регулировочный винт.

Таблица 3.6

Размеры, мм, регуляторов РДС

Регулятор	D	D_1	d_c	H	h	L	l
РДС-80	195	480	34	960	180	510	420
РДС-100	215	480	42	970	190	540	420
РДС-150	285	480	62	997	220	627	420
РДС-200	340	690	90	1187	295	844	572
РДС-300	445	920	140	1387	400	1205	810

Примечание. Число после шифра — условный диаметр входного и выходного патрубков.

и шток связан с металлическим диском мембраны. Около разгрузочной диафрагмы расположено калиброванное отверстие, соединяющее подмембранное пространство с полостью корпуса. Для осмотра и ремонта рычажной системы в корпусе имеется люк.

Работает регулятор следующим образом. При уменьшении потребления газа его давление повысится в контролируемой точке и под мембраной пилота. Последняя поднимется, преодолевая усилие пружины. Золотник *10* под воздействием находящейся под ним пружинки тоже переместится вверх. В нижнюю полость корпуса пилота постоянно поступает газ входного давления, который через трубку *6* заполняет надмембранную полость КР, а излишки газа по трубке *12* сбрасываются в газопровод за регулятором.

При подъеме золотника сброс газа по трубке *12* уменьшается, давление в надмембранной полости регулятора возрастает. Мембрана опустится, приблизив связанный с ней рычажной передачей плунжер к седлу. Расход газа через регулятор и давление в контролируемой точке уменьшатся.

Если расход газа увеличится, то его давление в контролируемой точке и под мембраной пилота начнет падать. Мембрана под действием пружины опустится и передвинет золотник вниз. При этом золотник прикроет отверстие, через которое поступает газ входного давления, и одновременно увеличит выход газа из надмембранной полости через трубки *6* и *12* в газопровод за регулятором. Давление в надмембранном пространстве регулятора уменьшится. Мембрана под действием давления газа, поступающего через отверстие *13*, начнет подниматься и плунжер отодвинется от седла.

При полном отключении газа золотник пилота, поднявшись вверх, прекращает сброс газа, давление по обе стороны мембраны становится равным входному давлению, мембрана под действием веса движущихся частей опускается вниз, прижимая тарелку плунжера к седлу. Входное давление также поджимает плунжер.

Регулятор настраивают на заданное выходное давление, изменяя сжатие пружины пилота винтом *14*. При вращении его по часовой стрелке пружина пилота сжимается, выходное давление возрастает, при вращении против часовой стрелки выходное давление уменьшается.

Таблица 3.7

Зависимость давления за регулятором РДС от размеров диска, кольца и пружины пилота РУН-1

Диаметр диска, мм	Внутренний диаметр кольца, мм	Давление, кгс/м², при размере пружины, мм			
		4×57×180	5×58×180	6×59×180	7×60×180
215	—	50—215	150—400	250—750	500—1 500
150	200	135—480	250—900	450—1650	900—3 300
105	155	240—910	450—1700	800—3200	1 550—6 400
70	120	400—1700	750—3000	1300—5500	2 600—11 000

Примечание. В размерах пружины — диаметр проволоки, диаметр и высота пружины.

Пилот РУН-1 комплектовался сменными дисками, кольцами и пружинами (табл. 3.7), с помощью которых могли быть получены 16 диапазонов настройки регулятора в пределах от 50 до 11 000 кгс/м².

Чтобы избежать колебаний выходного давления при резких изменениях расхода, газ в над- и подмембранное пространства регулятора подается через дроссель *13* и дроссель в перепускной трубке *6*. Для удобства на трубке иногда монтируют игольчатый вентиль. Если все же в процессе эксплуатации колебания наблюдаются, то их устраняют удалением точки подсоединения к газопроводу трубки *12* на расстояние не менее 2—4 диаметров газопровода от диффузора регулятора, а также врезкой на трубке *12* регулирующего краника или установкой дроссельной шайбы с отверстием диаметром 2 мм на трубке *11*.

Включение регулятора производят при открытом запорном устройстве за регулятором, наблюдая за показаниями выходного манометра, очень медленным открытием запорного устройства перед регулятором. Быстрое его открытие может привести к разрыву мембраны *5* из-за того, что газ входного давления заполняет корпус регулятора и через отверстие *13* подмембранную полость. Неразгруженная давлением сверху мембрана поднимается и отводит плунжер от седла. (В момент подъема неразгруженная мембрана может порваться.) Давление за регулятором быстро возрастает. В следующий момент, когда

газ выходного давления по трубке *12* поступает под мембрану пилота и поднимает ее, газ входного давления через трубки *11* и *6* и пилот начинает заполнять надмембранную полость регулятора, мембрана разгружается, опускается вниз, и плунжер вновь прижимается к седлу. Давление за регулятором снижается до нуля. После этого входную задвижку можно открывать полностью.

При работе регулятора с пилотом РУН-1 возможны следующие неполадки:

— разрыв мембраны. При этом давления в под- и надмембранной полостях выравниваются. Под воздействием веса движущихся частей плунжер прижимается к седлу, подача газа прекращается;

— разрыв мембраны пилота. Мембрана пилота и золотник под действием пружины *9* опустятся, и поступление газа через трубки *11* и *6* в полость над мембраной прекратится. Эта полость через трубки *6* и *12* соединяется с выходным патрубком. Мембрана *5* поднимется и отодвинет плунжер от седла. Давление за регулятором поднимется выше допустимого;

— поломка пружины пилота. Мембрану пилота и золотник выжмет давлением газа вверх. Давление над мембраной *5* резко возрастет, она опустится. Плунжер прижмется к седлу, подача газа прекратится;

— засорение калиброванного отверстия в трубке *6*. Если надмембранная полость КР не герметична, то давление в ней понизится, мембрана под давлением газа снизу поднимется вверх, седло откроется, давление за регулятором повысится. Если надмембранная полость герметична, то мембрана и плунжер задержатся в каком-то положении, и давление за регулятором в зависимости от расхода газа может и подняться, и понизиться до недопустимого;

— засорение калиброванного отверстия *13*. Если подмембранная полость КР не герметична, то давление в ней понизится, мембрана опустится и плунжер перекроет седло, давление за регулятором упадет до нуля. Если подмембранное пространство герметично, то мембрана и плунжер остановятся в каком-то положении, давление газа в контролируемой точке может в зависимости от расхода газа подняться или упасть до недопустимого;

— заедание в системе рычажной передачи. Седло может закрыться не плотно и при малом или полном прекращении расхода газа давление за регулятором повысится

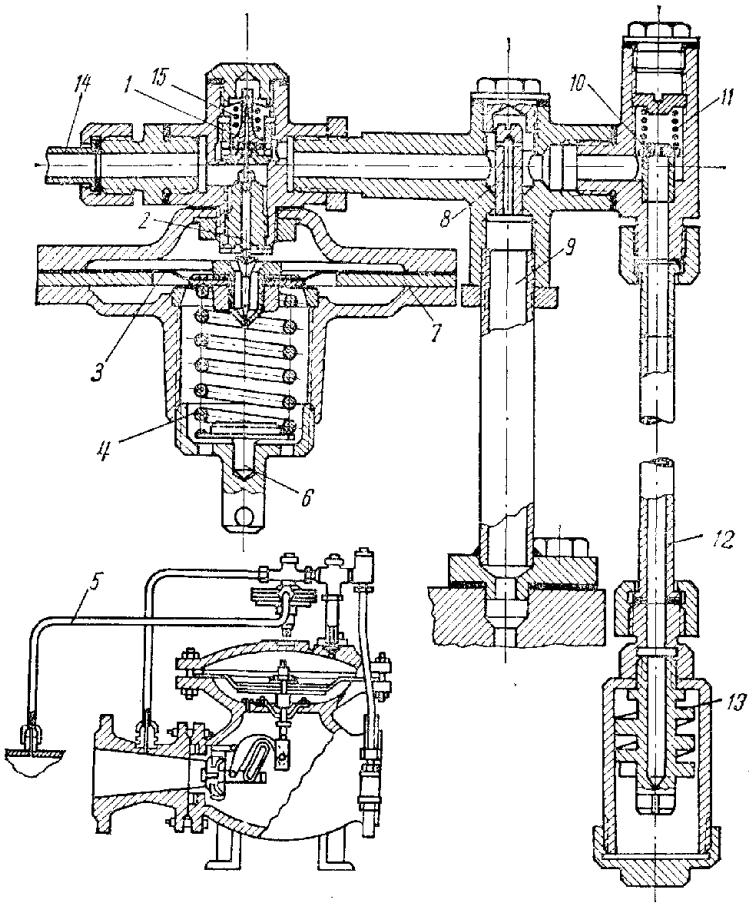


Рис. 3.12. Регулятор РДС с пилотом КВ2.
1 — плунжер; *2* — толкатель; *3* — мембрана; *4, 11, 15* — пружины; *5* — трубка выходного давления; *6* — регулировочный стакан; *7* — сменное кольцо; *8* — дроссель; *9* — соединительная трубка; *10* — седло с калиброванным отверстием; *12* — трубка перепада давления; *13* — фильтр; *14* — сбросная трубка.

до недопустимого. Разобрать и отремонтировать систему рычагов.

— износ мягкого уплотнения плунжера. Последний не плотно прилегает к седлу и при отсутствии расхода газа давление его за регулятором может недопустимо повыситься. Прокладку заменяют;

— износ толкателя, передающего усилие мембраны пилота золотнику и наличие зазора между толкателем и

золотником, что может приводить к появлению значительных колебаний давления в контролируемой точке. Следует заменить толкатель или наварить металл на его подработанный конец.

Компоновка РДС с пилотом КВ2 показана на рис. 3.12. Для устойчивой работы регулятора при резких колебаниях расхода газа перед пилотом устанавливают дроссель *8* и уравнительный (дифференциальный) клапан, а для очистки газа — фильтр. Через дроссель газ входного давления поступает в надмембранное пространство регулятора по трубке *9* или сбрасывается из него через пилот и трубку сброса.

В уравнительном клапане тоже имеется калиброванное отверстие в седле *10*, через которое постоянно протекает газ и поддерживает определенный перепад давления между трубкой входного давления *12* и надмембранным пространством регулятора. Этот перепад устанавливают регулировкой пружины *11*. При резком увеличении расхода и перепада давление в трубке *12* превысит усилие пружины, приподнимет седло, поступление газа увеличится, и перепад давлений газа восстановится.

В случае увеличения расхода газа давление его после регулятора понизится. По трубке *5* импульс будет передан в надмембранное пространство пилота, где давление также уменьшится. Пружина пилота начнет поднимать мембрану и через ее толкатель увеличит открытие седла пилота, преодолевая сопротивление пружины *15*. Сброс газа из надмембранного пространства регулятора по трубке *9* возрастет, давление газа над мембраной регулятора снизится и она, поднимаясь под действием входного давления газа, отодвинет от седла плунжер, увеличив расход газа через регулятор. Выходное давление за регулятором увеличится до заданного. При уменьшении расхода газа все происходит в обратном порядке.

Во время эксплуатации регуляторов РДС с пилотами КН2 и КВ2 возможны следующие неполадки в работе пилота:

— выходное давление резко снижается. Причины — засорение фильтра пилота или его седла, поломка пружины настройки или выпадение из гнезда резинки плунжера пилота. Для очистки седла отвертывают головку пилота, сломанную пружину или выпавшую уплотнительную резинку заменяют новыми;

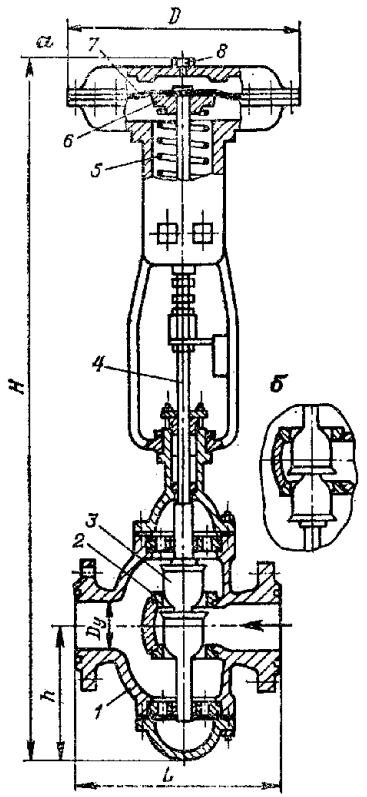


Рис. 3.13. Клапан регулирующий двухседельный.
а — тип НО; *б* — тип НЗ: *1* — корпус; *2* — седло; *3* — плунжер; *4* — шток; *5* — пружина; *6* — диск; *7* — мембрана; *8* — штуцер.

— выходное давление постепенно снижается. Следует заменить пружину пилота, утратившую необходимую упругость;

— выходное давление повышается сверх допустимых пределов. Возможные причины — разрыв мембраны пилота, заедание толкателя плунжера или засорение седла пилота;

— выходное давление постепенно падает, периодически резко повышается и затем снижается до нуля. Причина — обмерзание плунжера пилота, устраняемое обогревом головки пилота ветошью, смоченной горячей водой;

— выходное давление колеблется. Следует проверить легкость хода толкателя плунжера в направляющих и устранить причины чрезмерного трения.

Возможные неполадки в работе самого регулятора РДС приведены выше.

3.3.6. Клапаны регулирующие. КР с пневматическим мембранным приводом является исполнительным органом регулятора непрямого действия. В зависимости от входного давления и назначения применяют КР с чугунным (ч) или стальным (с) корпусом (табл. 3.1). Температура рабочей среды КР чугунного от минус 15 до 300 °С, стального — от минус 40 до 300 °С. Зона нечувствительности не более 0,03 кгс/см^2. Относительная перегулируемая протечка в затворе не более 0,05 % от K_{Vy}, начальная пропускная способность не более 4 % от K_{Vy}.

Редуцирование газа в КР (рис. 3.13, табл. 3.1, 3.8) осуществляется изменением положения плунжера *3* с двумя пробкообразными затворами относительно двух седел. Плунжер через шток соединен с жестким диском мембраны. Предварительно сжатая пружина стремится поддерживать диск и связанный с ним плунжер в верхнем положении. Через штуцер *8* в надмембранную полость от командного прибора подается сжатый воздух, давление которого сжимает пружину, перемещая вниз подвижную систему (мембрана, жесткий диск, шток, плунжер). При этом меняются проходное сечение для газа, его расход и выходное давление. Настройку КР производят изменением сжатия пружины.

Если плунжер расположен как показано на рис. 3.13, *а*, то при отсутствии командного воздуха он под действием пружины приподнят, и проход для газа открыт. Такой КР имеет индекс «НО» (нормально открыто). При перевернутом плунжере на 180° (рис. 3.13, *б*) отсутствие командного воздуха приводит к закрытию КР, и ему присвоен индекс «НЗ» (нормально закрыто). В зависимости от формы плунжера КР имеют восемь исполнений, которые определяют пропускную характеристику или условную пропускную способность.

В ГРП (ГРУ) котельных применяют, как правило, клапаны НЗ. Но так как двухседельные КР в положении

Таблица 3.8
Размеры, мм, клапанов регулирующих КР

Клапан	D_y	D	H	h	L
25ч37нж (НО)	25	250	650	120	160
25ч38нж (НЗ)	40	310	790	140	200
25ч30нж (НО)*	50	310	820	160	230
25ч32нж (НЗ)	80	380	1070	210	310
	100	460	1390	280	350
	150	460	1530	360	480
	200	570	1940	460	600
	250	570	2080	530	730
	300	570	2220	610	850
25с48нж (НО)	25	250	640	110	210
25с50нж (НЗ)	50	310	820	160	300
	80	380	1070	210	380
	100	460	1390	280	430
	150	460	1530	360	550
	200	570	1940	460	650

* Клапаны 25ч30нж и 25ч32нж сняты с производства.

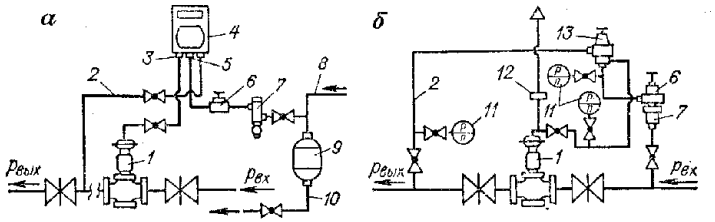


Рис. 3.14. Схема обвязки КР с командным прибором.

а — МТ-711Р (МТ-712Р); *б* — с пилотом ДПМ; *1* — КР; *2* — импульсная трубка; *3* — штуцер «Выход»; *4* — прибор МТ-711Р (МТ-712Р); *5* — штуцер «Питание»; *6* — редуктор; *7* — фильтр; *8* — трубопровод сжатого воздуха; *9* — ресивер; *10* — дренажный трубопровод; *11* — манометр; *12* — дроссель; *13* — пилот.

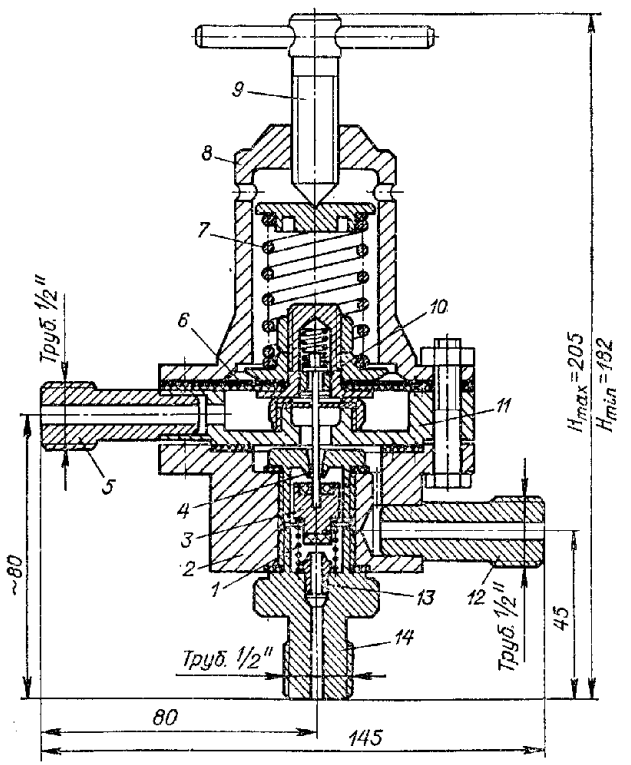


Рис. 3.15. Пилот ДПМ.

1 — пружина; *2* — корпус; *3* — золотник; *4, 13* — седла; *5* — штуцер контролируемого давления; *6* — мембрана; *7* — пружина; *8* — крышка; *9* — регулировочный винт; *10* — втулка; *11* — мембранная коробка; *12* — штуцер выходной; *14* — штуцер входной.

«Закрыто» не обеспечивают полной герметичности, то рекомендуется предусматривать дополнительные меры безопасности, например устройство сигнализации о повышении давления.

Необходимое давление воздуха в надмембранной полости КР устанавливается командным прибором в зависимости от изменения давления газа в контролируемой точке. Излишек командного воздуха (~0,5 м³/ч) постоянно сбрасывается в помещение ГРП. При этом полный ход плунжера достигается за счет изменения давления воздуха над мембраной в диапазоне от 0,2 до 1,0 кгс/см² независимо от типоразмера клапана. При использовании в качестве командного прибора манометра типа МТ-711Р (МТ-712Р) для редуцирования сжатого воздуха до давления 1,4 кгс/см² применяют стабилизатор СДВ-6, а для очистки воздуха — фильтр ФВ-1,6 (рис. 3.14, *а*).

При работе КР возможны следующие неполадки:

— шток не перемещается при подаче командного воздуха в надмембранное пространство. Причина — разрыв мембраны;

— шток перемещается рывками при плавном изменении давления командного воздуха. Причины — чрезмерная затяжка сальника или отсутствие смазки;

— шток не достигает крайних положений (верхнего и нижнего) при изменении давления командного воздуха от 0,2 до 1,0 кгс/см². Причина — неправильная настройка пружины (чрезмерное или недостаточное ее сжатие);

— плунжер в процессе эксплуатации почти всегда находится в положении, близком к крайнему верхнему или крайнему нижнему. Причина — условный диаметр КР и его пропускная способность не соответствуют действительному расходу газа, клапан следует заменить.

В ГРП (ГРУ) котельных вместо МТ-711Р (МТ-712Р) чаще в качестве командного прибора применяют пилот ДПМ (конструкции Малыгина), который приспособлен для использования энергии газа входного давления. Постоянный расход командного газа, поступающего к пилоту (рис. 3.14) за редуктором и фильтром, обеспечивается за счет установки на сбросном трубопроводе дросселя с диаметром отверстия 1 мм. Для настройки системы пользуются показывающими манометрами, фиксирующими давление газа: в контролируемой точке (подключен к импульсной линии *2*); перед пилотом; в надмембранной полости КР (подключен к импульсной линии между пилотом и КР).

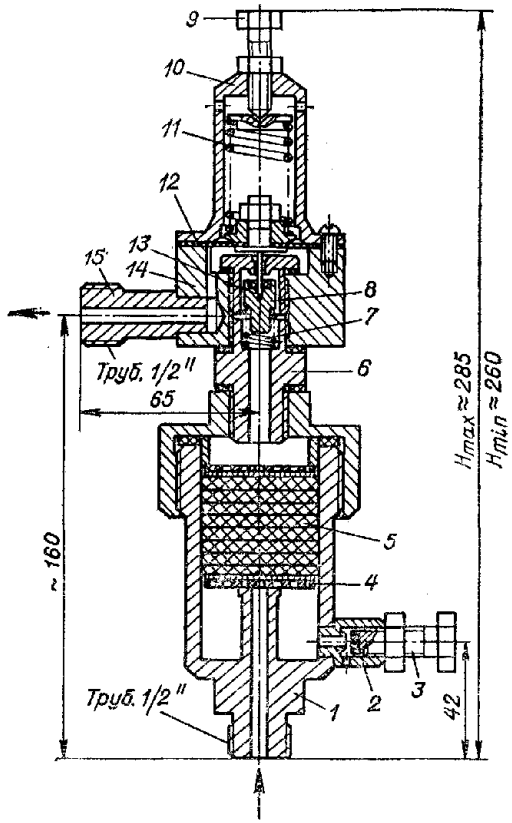


Рис. 3.16. Редуктор с фильтром для пилота ДПМ.
1 — корпус фильтра; *2* — штуцер; *3* — болт; *4* — решетка; *5* — войлок; *6* — стойка; *7* — пружина; *8* — плунжер; *9* — регулировочный болт; *10* — крышка; *11* — настроечная пружина; *12* — мембрана; *13* — шток; *14* — корпус редуктора; *15* — штуцер выходной.

Сдросселированный в редукторе газ постоянного давления (в пределах 1—3 кгс/см^2) поступает через штуцер *14* (рис. 3.15) пилота под золотник *3*, отжимаемый вверх пружиной *1*. В пилоте командный газ дросселируется до давления 0,2—1 кгс/см^2 и через штуцер *12* направляется в надмембранную полость КР. Импульс давления от контролируемой точки газопровода за КР подается через штуцер *5* под мембрану.

Если КР работает по схеме НЗ, то при увеличении выходного давления под мембраной последняя приподнимается, преодолевая усилие пружины. При этом золотник прикрывает седло *4*, уменьшая или полностью прекращая выход через него газа. Давление в надмембранной полости КР понизится, плунжер приподнимется, расход газа уменьшится, давление в контролируемой точке снизится до заданного. Седло *13* будет в этом случае полностью открытым при любом положении золотника. Через седло *4* и сверление в корпусе газ поступает к штуцеру *12*. Настройка пружины осуществляется винтом.

Если КР работает по схеме НО, то втулку пилота с помощью отвертки перемещают в нижнее положение, и тогда золотник может перекрывать только седло *13*. Увеличение выходного давления ведет к открытию этого седла и росту давления в надмембранной полости КР. Плунжер КР приблизится к седлу, давление газа в контролируемой точке уменьшится.

Пилот комплектуется двумя сменными пружинами *7*. Пружина № 1 предназначена для поддержания давления в контролируемой точке в пределах 6—10, пружина № 2 — до 3 кгс/см^2. Перед пилотом ДПМ монтируют редуктор и фильтр, объединенные в один узел (рис. 3.16). Газ проходит через восемь слоев войлока, уложенного между решетками *4* и фильтровальными сетками. Сброс конденсата и твердых частиц, накапливающихся в корпусе фильтра, производят через отверстие в нижней части штуцера *2* при отвертывании болта с мягкой прокладкой в торце. Очищенный газ поступает в редуктор, соединяемый с фильтром стойкой *6*. На мембрану снизу воздействует выходное давление газа, а сверху — усилие настроечной пружины.

Настройку редуктора на заданное выходное давление производят болтом *9*. Редуцирование газа и поддержание постоянным выходного давления осуществляется за счет изменения положения плунжера относительно седла. Пружина *7* отжимает плунжер вверх и при отсутствии противодействия прижимает его к седлу. Плунжер с торцевой мягкой прокладкой соединен с центральными дисками мембраны штоком *13*. Увеличение выходного давления в штуцере *15* и под мембраной приводит к подъему плунжера, прикрытию седла и уменьшению расхода газа до момента, пока выходное давление не достигнет давления настройки; уменьшение выходного давления ведет к открытию седла, увеличению расхода газа и восстановлению давления до заданного.

3.4. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ЗАПОРНЫЕ КЛАПАНЫ (ПЗК)

ПЗК (табл. 3.9) должны обеспечивать автоматическое прекращение подачи газа к потребителям при повышении или понижении его давления в контролируемой точке сверх заданных пределов. Включение ПЗК производится только вручную обслуживающим персоналом после устранения причин, вызвавших его срабатывание.

Нормы герметичности ПЗК должны соответствовать классу I, а погрешность его срабатывания составлять не более ±5 % от заданного контролируемого давления. Все типы ПЗК монтируют на газопроводе по ходу газа перед регулятором давления, а импульс выходного давления подводят к мембранной камере ПЗК от контролируемой точки газопровода за регулятором. Устанавливают ПЗК на горизонтальном участке газопровода, чтобы мембрана клапана занимала строго горизонтальное положение. Исключение составляет ПКК-40М, который можно устанавливать в любом положении.

Таблица 3.9

Основные характеристики предохранительных запорных клапанов

Клапан	Входное давление, кгс/см², не более	Пределы настройки	
		при срабатывании	
		на низком давлении	на среднем давлении
ПК-80 ПК-100 ПК-150 ПК-200 ПК-300	10—12	0,036—0,1	0,1—1,5
ПЗКн-32	6	0,02—0,04	—
ПЗКн-50-Ш		0,02—0,04	—
ПЗКс-50		—	0,1—1,5
ПКН (В)-50 ПКН (В)-100 ПКН (В)-200	12	0,02—0,6	0,3—6,0
ПКК-40МН-С	6	0,015—0,05	0,05—0,6

Примечания. 1. Число после шифра клапана — условный диаметр. 2. Входное давление ПКН Могилев-Подольского ремонтно-механического завода коммунального оборудования 6 кгс/см². 3. ПКВ производства ПО «Моспромстроймеханизация» может настраиваться на срабатывание при повышении контролируемого давления до 6,5 кгс/см².

3.4.1. Клапаны ПК и ПЗК. В корпусе ПК (рис. 3.17, табл. 3.9) передвигается подвешенный к штоку *3* тарельчатый плунжер с мягкой резиновой прокладкой. Для открытия ПК вручную поднимают продетый в прорезь штока рычаг *5*, который вводят в зацепление с защелкой на рычаге *4*. Если в газопроводе давление находится в заданных пределах, то мембрана приподнята и промежуточный шток удерживает рычаг с защелкой *11* в горизонтальном положении. Эта же защелка удерживает от падения приподнятый вручную ударник. На промежуточный шток и мембрану воздействуют грузы, которыми про-

ройки, кгс/см²		
растании ния	при уменьшении давления	
на среднем давлении	на низком давлении	на среднем давлении
—	0,003—0,005	—
—	0,003—0,005	—
—	—	—
0,05—0,6	Закрывается при уменьшении входного давления до 0,1—0,15 кгс/см²	

мм. 2. Входное давление ПКН Могилев-Подольского ремонтно-механического «Моспромстроймеханизация» может настраиваться на срабатывание при воз-

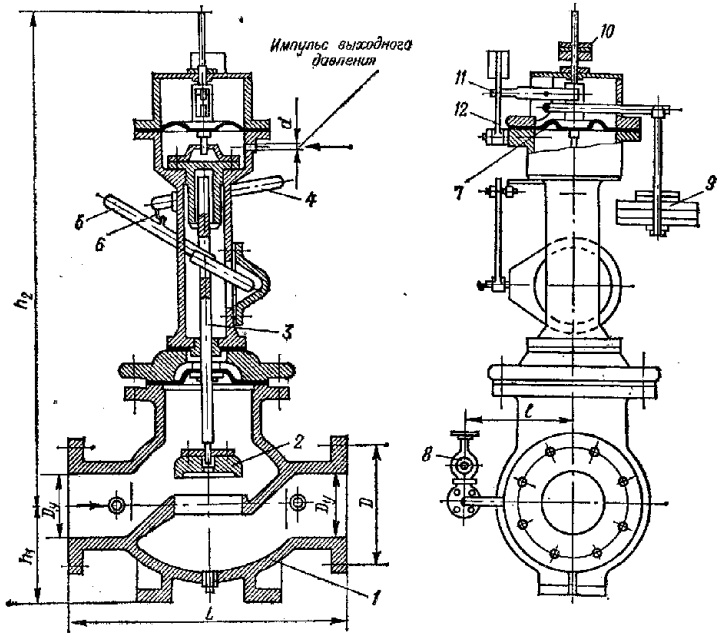


Рис. 3.17. Предохранительный запорный клапан ПК.
1 — корпус; *2* — плунжер; *3* — шток; *4*, *5* — рычаги; *6*, *11* — защелки; *7* — мембрана; *8* — вентиль на обводе; *9*, *10* — грузы; *12* — ударник.

изводят первоначальную настройку ПК на срабатывание при падении давления газа, и грузы *9* для последующей настройки на срабатывание при возрастании давления.

Если давление газа понижается, то мембрана под действием грузов опускается. При давлении, равном давлению настройки, защелка, приподнимаясь вверх, освобождает ударник, а последний, падая и ударяя по рычагу *4*, освобождает рычаг *5*. Плунжер опускается на седло и прекращает проход газа.

Рычаг, на котором подвешены грузы *9*, опирается о стенку мембранной коробки. При повышении под мембраной давления газа, уравновешенного грузами, мембрана поднимается. Если усилие, которое передается на промежуточный шток от давления газа на мембрану, превысит вес грузов, то этот шток приподнимется, защелка опустится и освободит ударник. Дальнейшее срабатывание клапана происходит так же, как и при понижении давления.

Без грузов *10* клапан срабатывает при давлении газа под мембраной 40, без грузов *9* — 360 кгс/м². Максимальное давление срабатывания, которого можно достигнуть с помощью грузов, составляет 1000 кгс/м². При большем давлении настройки грузы *9* заменяют пружиной, работающей на растяжение, а настройку производят винтовой стяжкой.

ПК с D_y = 150 мм и более имеют обвод с вентилем, открытие которого позволяет выравнять давление перед клапаном и за ним. При нормальной эксплуатации, независимо от того, открыт или закрыт ПК, вентиль должен быть всегда закрыт.

Аналогично клапанам ПК устроены и работают клапаны ПЗКн и ПЗКс.

Основные размеры клапанов типа ПК и ПЗК приведены в табл. 3.10.

В работе клапанов ПК наблюдаются следующие неполадки:

— клапан при закрытии пропускает газ. Причины: попадание под плунжер твердых частиц, наличие на поверхности плунжера или седла раковин, царапин и т. д. Плунжер и седло следует прочистить, а при необходимости заменить мягкую прокладку плунжера;

— плунжер с трудом поднимается, при освобождении рычагов опускается медленно или совсем не опускается. Причины: заедание в шарнирах или штоке рычага, сильно затянут сальник на оси рычага. Следует проверить натя-

Таблица 3.10

Основные размеры, мм, и масса клапанов типа ПК и ПЗК

Клапан	L	h_1	h_2	l	D	d	Масса, кг
ПК-80	310	98	738	—	160	1М16×1,5	104
ПК-100	350	100	770	—	180	1М16×1,5	125
ПК-150	480	180	692	227	240	1М16×1,5	146
ПК-200	660	250	934	323	295	1М16×1,5	348
ПК-300	950	350	1210	395	400	1М16×1,5	778
ПЗКн-32	140	35	382	—	—	3/8″	13
ПЗКн-50-Ш	200	50	355	—	—	3/8″	15
ПЗКс-50	200	50	360	—	—	3/8″	10

Примечание. Число после обозначения клапана — диаметр условного прохода, мм.

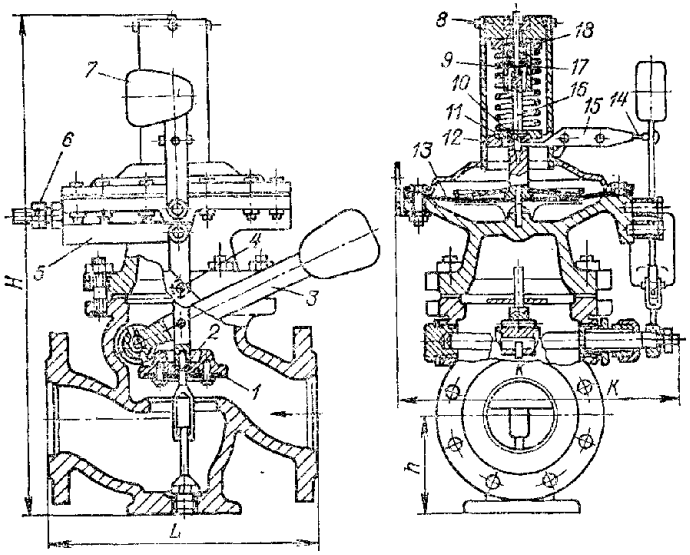


Рис. 3.18. Предохранительный запорный клапан ПКН (ПКВ).
1 — плунжер; *2* — отверстие в плунжере; *3* — рычаг; *4* — штифт рычага; *5* — анкерный рычаг; *6* — штуцер; *7* — ударник; *8* — регулировочная втулка; *9* — пружина; *10* — шток; *11* — тарелка; *12* — выступ крышки; *13* — мембрана; *14* — штифт ударника; *15* — коромысло; *16* — регулировочный винт; *17* — гайка; *18* — малая пружина.

жение сальника или отремонтировать шарнирное соединение плунжера;

— разрыв мембраны. Давление под нею понизится, и клапан, настроенный на отключение при понижении давления, прекратит подачу газа. Мембрану необходимо заменить;

— клапан срабатывает на закрытие при исправном регуляторе. Причины: неправильное зацепление между рычагом мембраны и ударником, подработались концы

Таблица 3.11

Основные размеры, мм, и масса клапанов типа ПКН и ПКВ

Условный проход, мм	*L*	*H*	*h*	*K*	Масса, кг
50	230	476	80	305	32
80	310	615	113	313	52
100	350	590	113	313	54
200	600	725	190	390	141

зацепляющего устройства (слишком слабое зацепление). Клапан мог сработать от сотрясения, случайного толчка. Следует обеспечить надежное зацепление. Клапан не должен подвергаться действию сотрясений и толчков.

3.4.2. Клапаны ПКН и ПКВ. Плунжер клапана через промежуточный шток соединен с рычагом *3* (рис. 3.18, табл. 3.11). Когда рычаг и плунжер подняты, штифт рычага сцеплен с крючком анкерного рычага. Ударник своим нижним концом упирается в выступ анкерного рычага и удерживается в вертикальном положении при сцеплении его штифта *14* с выступом на конце коромысла, если давление газа под мембраной находится в пределах настройки.

Настройку клапана на срабатывание при повышении давления производят изменением сжатия пружины *9* при вращении регулировочной втулки. Внизу пружина через тарелку упирается в выступ крышки. Если под мембраной давление газа, поступающего через штуцер *6*, возрастет больше заданного, то усилие, передаваемое через мембрану на шток, превысит усилие, создаваемое пружиной *9*. Шток вместе с левым концом коромысла поднимется, и штифт ударника выйдет из зацепления с коромыслом. Падая, ударник повернет анкерный рычаг и выведет из зацепления рычаг *3*. Под действием массы движущихся частей плунжер перекроет проход газа.

В торцевое углубление регулировочного винта *16* опирается своим острием шпилька, на резьбовую часть которой навернута гайка, служащая опорой малой пружины. Эта пружина определяет настройку клапана на срабатывание при уменьшении давления, которую производят вращением шпильки, перемещающей гайку. При уменьшении давления газа под мембраной ниже допустимого мембрана и шток под действием пружины опускаются вниз и, отводя вверх правый конец коромысла, освобождают ударник. Клапан закрывается так же, как и при повышении давления.

Для выравнивания давления перед запорным органом и за ним служит отверстие *2* в плунжере. При подъеме плунжера с помощью рычага сначала немного поднимается шток и открывает это отверстие, а затем, когда перепад давлений уменьшится, усилие оператора окажется достаточным для подъема плунжера. Когда клапан закрывается, в первую очередь садится на седло плунжер, а затем закрывается отверстие *2*.

Клапан ПКВ отличается от ПКН более сильной пружиной, наличием дополнительного диска, уменьшающего эффективную площадь мембраны, и отсутствием тарелки мембраны.

Настройку ПКН (ПКВ) производят сначала на срабатывание при уменьшении давления (настройка на нижний предел), а затем — при увеличении его (настройка на верхний предел). Настройку на нижний предел ведут в такой последовательности:

— вворачивают регулировочную втулку, чтобы пружина *9* оказалась в сжатом состоянии;

— вращают шпильку против часовой стрелки, с тем чтобы разгрузить пружину *18*;

— устанавливают ударник вертикально вверх и вводят его штифт в зацепление с коромыслом;

— в подмембранной полости клапана создают давление, равное заданному нижнему значению настройки (табл. 3.9);

— медленно вворачивают шпильку, постепенно сжимая пружину до тех пор, пока правый конец коромысла не поднимется вверх настолько, чтобы штифт ударника вышел из зацепления с коромыслом и ударник мог свободно падать;

— в подмембранной полости создают давление несколько большее ранее установленного, поднимают и устанавливают ударник в вертикальном положении, сцепляя его штифт с коромыслом. Медленно снижая давление в подмембранной полости, фиксируют давление, при котором ударник выходит из зацепления с коромыслом и падает. Это давление должно соответствовать заданному нижнему значению настройки.

Последовательность операций по настройке клапана на верхний предел срабатывания:

— убеждаются, что регулировочная втулка ввернута и пружина *9* полностью сжата;

— устанавливают ударник вертикально вверх и зацепляют штифт с коромыслом;

— в подмембранной полости создают давление, равное заданному верхнему значению настройки;

— медленно вывертывают регулировочную втулку, постепенно разгружая пружину *9* до тех пор, пока правый конец коромысла не опустится вниз настолько, чтобы штифт *14* ударника вышел из зацепления с коромыслом и ударник мог свободно падать;

— в подмембранной полости несколько уменьшают давление, поднимают и устанавливают в вертикальное положение ударник, сцепляя его штифт с коромыслом. Медленно повышая давление в подмембранной полости фиксируют давление, при котором ударник выходит из зацепления с коромыслом и падает. Это давление должно соответствовать заданному верхнему пределу настройки.

К наиболее часто встречающимся неисправностям относятся: трудность фиксирования в рабочем вертикальном положении штифта ударника с выступом коромысла по причине засорения импульсной трубки, повреждения мембраны или изменения характеристики пружин настройки. Устраняется это прочисткой импульсной трубки, уплотнением мест защемления мембраны или заменой последней, а также изменением сжатия настроечных пружин. Если обнаруживается неплотность закрытого клапана, то следует проверить чистоту кромок седла или сменить уплотнительную прокладку на торце тарельчатого плунжера, которая должна быть изготовлена из мягкой маслобензостойкой резины. При этом наружный край прокладки должен иметь скос под углом 15° по форме расточки плунжера.

3.4.3. Клапан ПКК-40М. Клапан (рис. 3.19) состоит из корпуса, промежуточного кольца, крышки и регулировочного стакана. Между корпусом и промежуточным кольцом зажата нижняя мембрана, которая жестко связана со штоком запорного плунжера. Плунжер прижимается к седлу пружиной, весом движущихся частей и входным давлением газа. Между кольцом и крышкой зажата верхняя мембрана, в центре которой жестко закреплена резиновая пробка. Мембрана и пробка отжимаются вниз настроечной пружиной.

Когда плунжер своей мягкой прокладкой прижат к седлу, в камерах *А*, *Б* и *В*, соединенных между собой отверстиями *Г*, *Д* и *Е*, устанавливается входное давление.

Для открытия клапана с помощью ручки отворачивают пробку *14* настолько, чтобы через отверстие *Ж* соединить камеру *В* с атмосферой. Так как площадь каждого из отверстий *Е* и *Ж* значительно больше площади отверстия сопла *Д*, то давление в камерах *Б* и *В* падает и мембрана *5* под действием входного давления поднимается до тех пор, пока сопло *Д* не упрется в резиновую пробку. Вместе с мембраной поднимается вверх шток *3* и плунжер, открывая проход газа. При этом со-

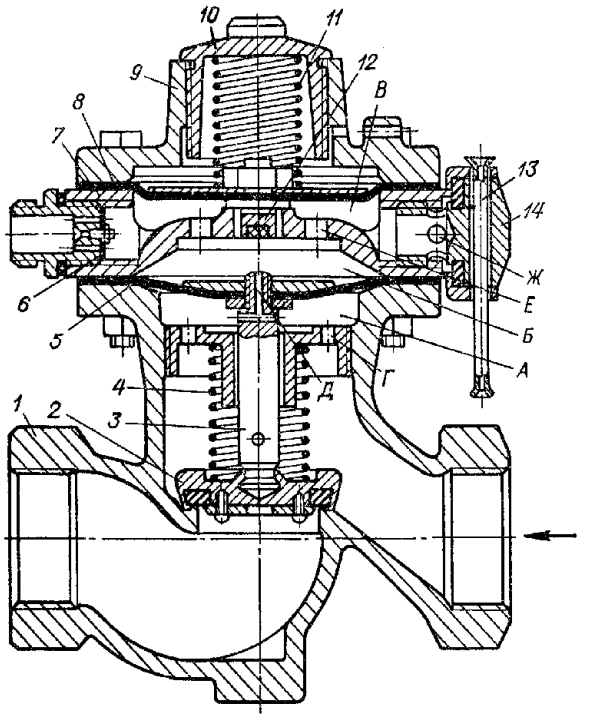


Рис. 3.19. Предохранительный клапан-отсекатель ПКК-40М.
1 — корпус; *2* — плунжер; *3* — шток; *4* — пружина; *5* — мембрана; *6* — обратный клапан; *7* — промежуточное кольцо; *8* — верхняя мембрана; *9* — крышка; *10* — стакан; *11* — пружина настроечная; *12* — пробка резиновая; *13* — рукоятка; *14* — пусковая пробка.

пло *Д* оказывается перекрытым, а камеры *Б* и *В* разобщенными с входной полостью клапана.

Через обратный клапан в камеру *В* поступает импульс контролируемого давления, и после ввертывания пробки на место в камере *В* устанавливается такое же давление, как и в контролируемой точке.

Настройку ПКК-40М производят, изменяя сжатие пружины стаканом *10*. При увеличении давления в камере *В* выше заданного усилие, действующее на мембрану *8* снизу, сжимает пружину, и мембрана поднимается вверх, открывая вертикальное отверстие сопла *Д*. Камера *Б* через отверстия *Г* и *Д* соединяется с входным патрубком корпуса, давление по обе стороны мембраны *5* выравнивается, и плунжер *2* прекращает подачу газа.

Обратный клапан не позволяет перетекать газу из камеры *В* через импульсный трубопровод в газопровод после регулятора.

Если разность давлений газа под мембраной и над ней станет меньше 1000—1500 кгс/м², то усилие, создаваемое газом снизу на мембрану, окажется недостаточным для сжатия пружины *4*, мембрана вместе со штоком и плунжером опустится и перекроет проход газа. При этом сопло *Д* отойдет от пробки и откроется его вертикальное отверстие. Клапан вновь может быть включен только вручную после устранения причин, вызвавших его срабатывание. Один оборот регулировочного стакана меняет давление примерно на 300 кгс/м² (пружина среднего давления) или на 20 кгс/м² (пружина низкого давления).

В эксплуатационных условиях могут наблюдаться следующие неисправности клапана:

— плунжер после открытия пусковой пробки или пускового устройства не открывается. Причины: недостаточное давление перед клапаном, прорыв нижней мембраны, малый размер проходного сечения пускового устройства и соединительной линии;

— после открытия клапана происходит самопроизвольное его закрытие, хотя давление газа в контролируемой точке не превышает давления настройки. Причины: потеря упругости резиновой пробки верхней мембраны (при глубине отпечатка сопла *Д* на торце резинового уплотнения более 0,5—1,0 мм пробку следует заменить новой из маслобензостойкой резины толщиной 5 мм); прилипание диафрагмы к торцу корпуса обратного клапана; прорыв нижней мембраны; недостаточное давление газа перед клапаном;

— при повышении контролируемого давления сверх установленного клапан не закрывается. Причины: разрыв верхней мембраны; засорение отверстий сопла *Д* (диаметр верхнего отверстия равен 1,2 мм); прилипание резиновой пробки верхней мембраны к соплу; неплотное закрытие пусковой пробки или пускового устройства.

3.4.4. Импульсное реле. Для того чтобы ПКК-40М мог срабатывать не только при повышении, но и при понижении контролируемого давления, Промэнергогаз в выпускаемых им шкафных ГРП комплектует его с импульсным реле.

Импульсное реле (рис. 3.20) состоит из корпуса и крышки, между которыми зажата мембрана. В нижней

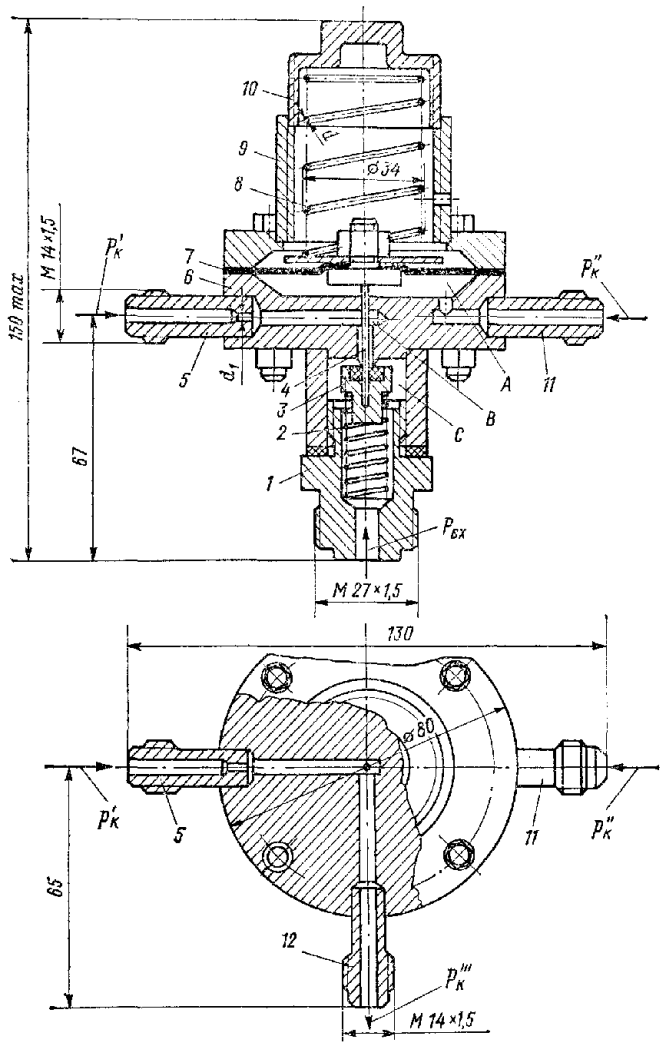


Рис. 3.20. Импульсное реле.

1 — штуцер входного давления; *2* — пружина; *3* — плунжер; *4* — шток; *5*, *11* — штуцеры контролируемого давления; *6* — корпус; *7* — мембрана; *8* — пружина; *9* — крышка; *10* — стакан; *12* — штуцер, сообщающийся с камерой *Б* отсекателя ПКК-40М.

полости корпуса расположен плунжер, прижимаемый пружиной *2* к седлу. Жестко соединенный с плунжером шток проходит через седло и верхним концом упирается в нижний диск мембраны. Сверху на мембрану воздействует пружина *8*, сила сжатия которой регулируется вращением стакана.

Импульс контролируемого давления $p_к$ подается одновременно в два горизонтальных штуцера *5* ($p'_к$) и *11* ($p''_к$). При этом $p_к = p'_к = p''_к$. Третий горизонтальный штуцер *12* ($p'''_к$) соединительной трубкой сообщается с камерой *Б* клапана ПКК-40М. Цилиндрические сверления в теле корпуса, продолжающие внутренние полости штуцеров *5* и *12*, соединяются в центре (полость *В*) и, следовательно, всегда $p'_к = p'''_к$. Нижний штуцер *1* сообщается с газопроводом перед регулятором, и поэтому в полости *С* поддерживается входное давление $p_{вх}$.

Работает импульсное реле следующим образом. Давление $p'_к$ в контролируемой точке газопровода равно давлению в камере *Б* ПКК-40М, так как передается в нее через штуцер *5*, полость *В* и штуцер *12*. Такое же давление $p''_к$ подается в подмембранную полость *А* реле. Если давление в контролируемой точке превысит заданное, то такое же давление образуется в камере *Б* ПКК-40М, оно превысит усилие, создаваемое настроечной пружиной клапана, и последний сработает (прекратит подачу газа), как это описано выше. Изменение положения мембраны за счет повышения давления под ней не отразится на положении плунжера, прижатого к седлу. Таким образом, при повышении давления в газопроводе импульсное реле выполняет только функции участка импульсного трубопровода. Если давление в контролируемой точке оказывается ниже допустимого, то снижается и давление $p''_к$ в полости *А*. Под воздействием пружины *8* мембрана опускается, нижний диск мембраны отжимает вниз шток и связанный с ним плунжер. Давление $p_{вх}$ из полости *С* через открывшееся седло поступит в полость *В*, а из нее через штуцер *12* в камеру *Б* ПКК-40М, который сработает так же, как и при повышении контролируемого давления.

Максимальное входное давление газа 6 кгс/см². Диапазон настройки на понижение давления, диаметры проволоки *d* пружины и дроссельного отверстия d_1 в шту-

цере 5 в зависимости от типа ПКК-40М принимают следующими:

	Диапазон настройки, кгс/см²	d, мм	d_1, мм
ПКК-40МС	0,05—0,2	2,5	1,0
ПКК-40МН	0,01—0,05	1,6	6,0

3.5. ФИЛЬТРЫ ГАЗОВЫЕ

В котельных наибольшее распространение получили сетчатые и волосяные фильтры (табл. 3.12). Для обеспечения достаточной степени очистки ограничивают скорость газового потока через фильтр, которая характеризуется максимально допустимым перепадом давления в кассете. Этот перепад не должен превышать в процессе

Таблица 3.12

Характеристики фильтров газовых

Фильтр	Входное давление, кгс/см², не более	Допустимая пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, кгс/см²					Масса, кг
		1	2	3	6	12	
ФС-25	16	145	175	205	270	370	6
ФС-40	16	305	370	430	570	770	9
ФС-50	6	430	530	610	810	—	14
ФСС-40	6	535	655	755	1 000	—	11
ФСС-50	6	1 070	1 310	1 510	2 000	—	21
ФВ-80	12	625	765	880	1 170	1 600	51
ФВ-100	12	890	1 090	1 250	1 665	2 270	57
ФВ-200	12	3 500	4 250	4 900	6 500	8 870	145
ФГ-50	6	2 500	3 600	4 500	7 000	—	67
	12					9 000	94
ФГ-100	6	7 000	10 000	11 000	15 000	—	125
	12					19 000	200
ФГ-200	6	21 000	26 000	29 000	36 000	—	400
	12					46 000	567
ФГ-300	6	50 000	58 000	66 000	80 000	—	840
	12					100 000	1167

Примечания. 1. Число после обозначения фильтра — условный диаметр, мм. 2. Пропускная способность указана при перепаде давления на кассете фильтра, кгс/м²: сетчатого — 250, волосяного — 500 (у ФГ-300 — при перепаде 200). 3. Фильтры ФВ-100 и -200 ПО «Моспромстроймеханизация» рассчитаны на $p_y = 10$ кгс/см².

эксплуатации, кгс/м²: 500 для сетчатых и 1000 для волосяных фильтров, а после их очистки или промывки, т. е. на чистой кассете, соответственно 200—250 и 400—500.

Правильный выбор фильтра и его квалифицированное обслуживание необходимы для обеспечения надежного и безопасного функционирования системы газоснабжения при минимальной эрозии уплотняющих поверхностей запорных и регулирующих устройств, ПЗК и ПСУ. Одновременно уменьшается износ и повышается точность показаний расходомеров, особенно чувствительных к эрозии, а также увеличивается межремонтное время работы приборов. Поэтому недопустимы имеющие место на практике случаи применения фильтров при расходах газа, заведомо больше допустимых (особенно часто сетчатых фильтров в шкафных ГРП), нерегулярное добавление фильтрующего материала и несвоевременная пропитка его висциновым маслом (у фильтров с волосяной кассетой).

Для присоединения дифманометра в корпусе фильтра предусматривают штуцеры. При отсутствии на фильтре штуцеров их приваривают к газопроводу перед фильтром и за ним. Если для измерения перепада применяют двухтрубный манометр, то при открытии крана на одной из импульсных трубок может произойти выброс жидкости из манометра. Поэтому следует очень осторожно открывать одновременно оба крана на импульсных трубках, не допуская сильных толчков измерительной жидкости. Если измерение производят дифманометром ДТ-5 или ДТ-50, то при соблюдении правил пользования этими приборами толчков жидкости можно не опасаться.

Для измерения перепада на фильтре можно применять пружинный манометр. При этом сначала открывают кран на трубке от входного штуцера фильтра, записывают показание манометра и кран закрывают. Затем открывают кран на трубке выходного штуцера, записывают показание и кран закрывают. Разность показаний характеризует перепад давления и степень засоренности фильтра.

Фильтры сетчатые. Фильтры типа ФС (рис. 3.21) имеют чугунный, типа ФСС — сварной корпус. В качестве фильтрующего элемента применяют однослойную плетеную металлическую сетку № 025 (ГОСТ 6613—73), где номер сетки обозначает номинальный размер стороны ячейки в свету ($a = 0{,}25$), диаметр проволоки $d = 0{,}12$ мм. Пропускная способность $V_т$ сетчатых фильтров для газа

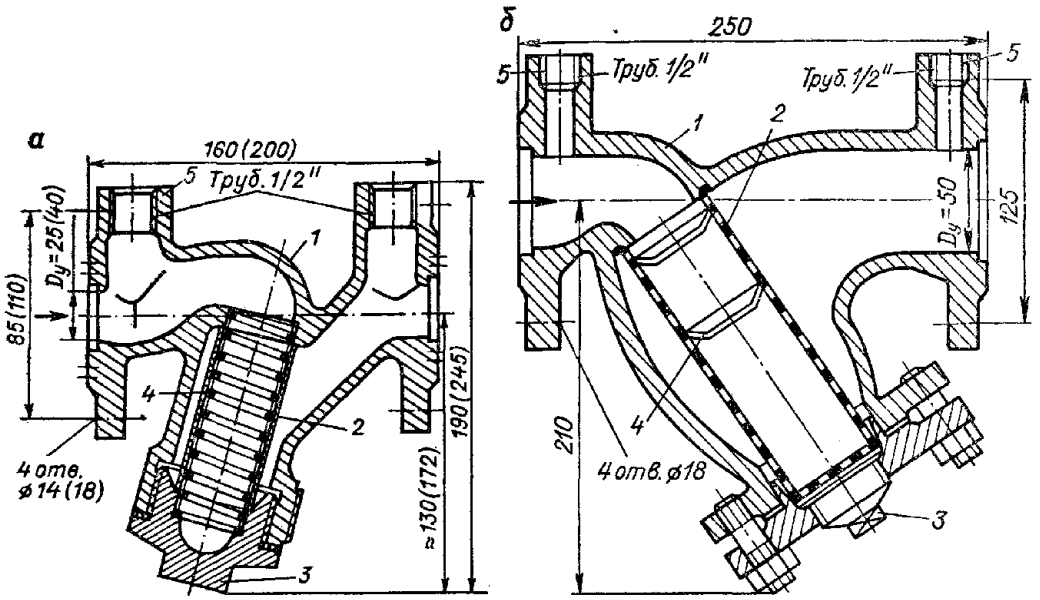
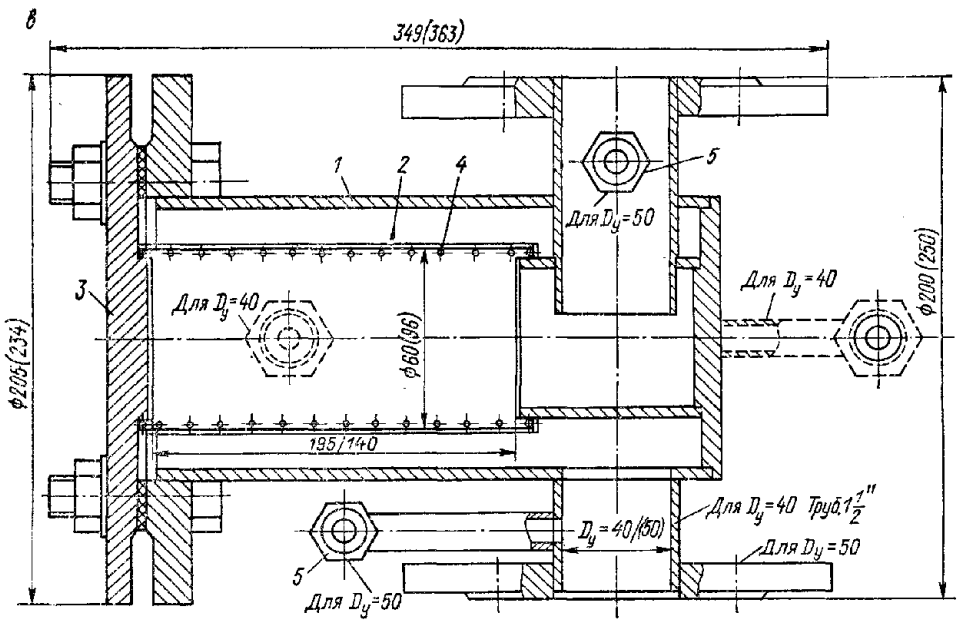


Рис. 3.21. Фильтр сетчатый.
а — ФС-25 и -40; *б* — ФС-50; *в* — ФСС-40 и -50; *1* — корпус; *2* — фильтрующая сетка; *3* — крышка; *4* — проволочный каркас; *5* — штуцер.



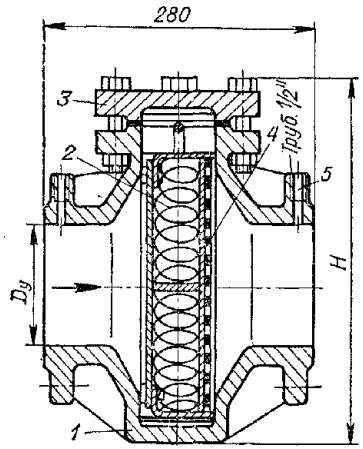


Рис. 3.22. Фильтр кассетный волосяной литой ФВ.
1 — корпус; *2* — кассета; *3* — крышка; *4* — перфорированный лист; *5* — штуцер.

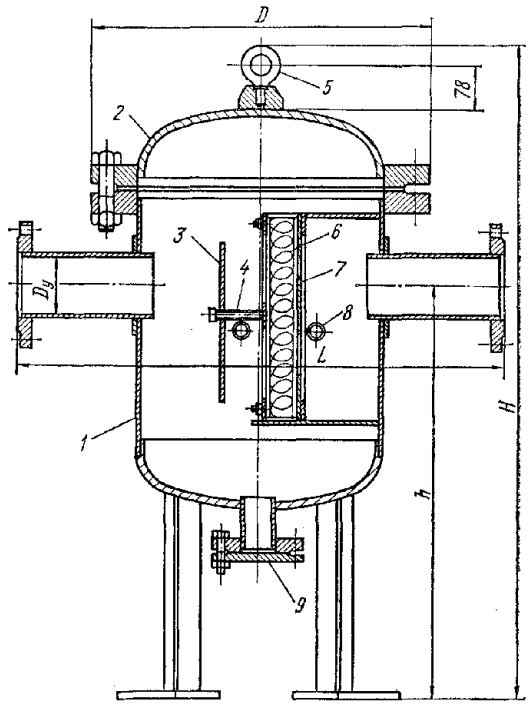


Рис. 3.23. Фильтр кассетный сварной ФГ.
1 — корпус; *2* — крышка; *3* — отбойный лист; *4* — болт; *5* — рым для подъема крышки; *6* — кассета; *7* — перфорированный лист; *8* — штуцер; *9* — заглушка.

с $\rho_т = 0{,}73$ кг/м^3 при перепаде $\Delta p_т = 250$ кгс/м^2 в зависимости от входного давления приведена в табл. 3.12. Если плотность газа ρ, расчетный перепад Δp и абсолютное входное давление p отличаются от табличных, то пропускную способность V, м^3/ч, можно определить по формуле

$$V = 0{,}855 V_т \sqrt{\Delta p p / (\Delta p_т p_т \rho)}. \qquad (3.7)$$

Фильтры волосяные. Фильтры типа ФВ (рис. 3.22) имеют чугунный корпус со строительной длиной 280 мм, размер H: для D_y 80—325; для D_y 100—348; для D_y 200—478 мм. В этих фильтрах фильтрующим элементом является кассета, в которой пространство между торцевыми проволочными сетками заполнено капроновой нитью 29,0 или прессованным конским волосом. Набивка должна быть однородной, без комков и жгутов и пропитана висциновым маслом. За кассетой (по ходу газа) расположен предохранительный перфорированный лист.

В процессе эксплуатации плотность набивки кассеты постепенно уменьшается за счет уноса фильтрующего материала газовым потоком, а также при вытряхивании из кассеты твердых частиц. Кроме того, на практике часто фильтрующий материал не пропитывают висциновым маслом. В результате перепад давления на кассете оказывается значительно меньшим расчетного, а филь-

Таблица 3.13

Размеры, мм, фильтров типа ФГ

Фильтр	Входное давление, кгс/см^2	L	H	h	D
ФГ-50	6 12	600	525 585	297 * 355 *	435 460
ФГ-100	6 12	850	1100	700	535 580
ФГ-200	6 12	1000	1620	700	860 910
ФГ-300	6 12	1400	1900	800	1175 1255

* ФГ-50 не имеет опорных стоек, размер h дан от оси фильтра до нижней плоскости заглушки *9*.

трующая способность резко пониженной, что вызывает сильную эрозию уплотняющих поверхностей оборудования ГРП (ГРУ).

Фильтры типа ФГ (рис. 3.23, табл. 3.13) имеют сварной корпус и по сравнению с ФВ значительно большие размеры волосяных кассет и соответственно большую пропускную способность. Конструктивно они отличаются наличием отбойного листа, расположенного перед кассетой. Твердые частицы крупных размеров, ударившись о лист и потеряв скорость, падают на дно корпуса. Более мелкие фракции задерживаются в кассете, устройство и обслуживание которой аналогичны кассетам ФВ.

Пропускная способность $V_т$ фильтров ФВ и ФГ приведена в табл. 3.12. При параметрах, отличных от табличных, перерасчет пропускной способности производят по формуле (3.7).

3.6. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ СБРОСНЫЕ УСТРОЙСТВА

Конструкция предохранительного сбросного устройства (ПСУ), в том числе встроенного в регулятор давления, должна обеспечивать полное открытие при превышении заданного максимального рабочего давления не более чем на 15 %. Герметичность затвора ПСУ должна соответствовать классу I. После сброса избыточного объема газа и восстановления в контролируемой точке расчетного давления газа, запорный орган ПСУ должен быстро и плотно закрыться. Подводящий трубопровод к ПСУ должен иметь минимальное число поворотов, диаметр не менее 20 мм и присоединяться к участку газопровода за регулятором, а при наличии расходомера — за расходомером. Диаметр сбросного трубопровода от ПСУ должен быть не меньше диаметра выходного патрубка ПСУ, а сам трубопровод иметь минимальное число поворотов, выводиться наружу в место, где обеспечиваются условия для безопасного рассеивания газа, и оборудоваться устройством (оголовком), исключающим возможность попадания в трубопровод атмосферных осадков (рис. 3.24, табл. 3.14). Патрубок приваривают к устью сбросного трубопровода. Попадающие в оголовок осадки скапливаются в воронке и после ее заполнения сливаются вниз, не попадая в сбросной трубопровод.

По конструктивным особенностям ПСУ, применяемые в ГРП (ГРУ), подразделяют на пружинные, мембранные

Рис. 3.24. Оголовок сбросного трубопровода.
1 — корпус; *2* — воронка; *3* — вертикальные ребра; *4* — патрубок.

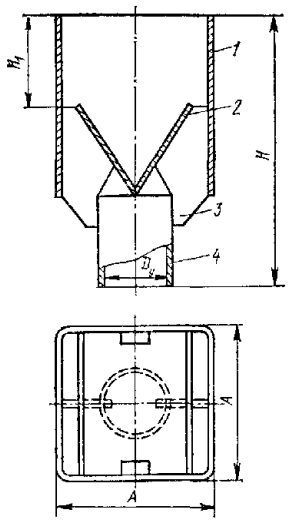


Таблица 3.14

Размеры, мм, и масса оголовка к сбросным и продувочным трубопроводам

D_y	H	H_1	A	Масса, кг
20	250	72	76	1,1
25	270	87	86	1,5
40	310	105	96	2,2
50	340	116	106	2,8
65	380	129	126	4,2
80	450	162	168	8,1
100	500	174	198	11,5

и жидкостные (гидравлические предохранители). ПСУ пружинные и мембранные должны иметь приспособления для периодического принудительного их открытия и контрольной продувки, чтобы предотвратить примерзание и прилипание плунжера к седлу, а также для удаления твердых частиц, попавших между уплотняющими поверхностями (на газопроводах низкого давления допускается ПСУ без этого приспособления.

Количество газа V, м³/ч (при 0 °С и 1,033 кгс/см²), подлежащего сбросу через ПСУ, определяют по формулам: при наличии перед регулятором давления ПЗК

$$V \geqslant 0{,}0005V^*_{max}, \qquad (3.8)$$

где V_{max} — пропускная способность регулятора при расчетных входном и выходном давлениях газа, м³/ч (0 °С и 1,033 кгс/см²); при отсутствии перед регулятором давления ПЗК (кроме электронных регуляторов с регулирующими заслонками)

$$V \geqslant 0{,}01V_{max}; \qquad (3.9)$$

* Этот минимальный сброс, предусмотренный СНиП 2.04.08—87, практически не может обеспечить удаление протечек газа через закрытый затвор регулятора. Для обеспечения безопасности системы целесообразно принимать сброс через ПСУ, близким к $0{,}005V_{max}$.

при наличии в ГРП (ГРУ) нескольких параллельных линий редуцирования и одинаковых регуляторах

$$V \geqslant V_{max} n, \qquad (3.10)$$

где n — число регуляторов давления; при установке на параллельных линиях редуцирования регуляторов с различной пропускной способностью

$$V \geqslant V^i_{max} n_i, \qquad (3.11)$$

где V^i_{max} — пропускная способность, м³/ч (при 0 °С и 1,033 кгс/см²), регулятора каждого типоразмера при расчетных входном и выходном давлениях газа; n_i — число регуляторов каждого типоразмера.

Фактическое количество газа $V_ф$, м³/ч (при 0 °С и 1,033 кгс/см²), которое может быть сброшено в атмосферу через ПСУ с учетом сопротивления подводящего к ПСУ и сбросного трубопроводов в зависимости от конструкции ПСУ приведены ниже. При этом должно соблюдаться условие

$$V_ф \geqslant V. \qquad (3.12)$$

Клапаны пружинные. Выпускают двух типов: малоподъемные и полноподъемные. У малоподъемных клапанов изменение положения плунжера происходит постепенно, пропорционально увеличению или снижению давления в контролируемой точке. Поэтому их называют клапанами пропорционального действия. В ГРП (ГРУ) котельных такие клапаны практически не применяют.

Полноподъемные клапаны при определенном превышении давления в газопроводе над давлением настройки открываются полностью рывком, при заданном снижении давления в газопроводе они так же быстро (с ударом плунжера о седло) закрываются. Это клапаны двухпозиционного действия. В ГРП (ГРУ) котельных применяют сбросные предохранительные полноподъемные клапаны с рычагом для контрольной продувки типа СППК4Р (рис. 3.25, табл. 3.15), предназначенные для сброса газа непосредственно в атмосферу или через сбросной трубопровод, гидравлическое сопротивление которого должно быть не более 0,1 рабочего давления.

Выходной патрубок клапана соединяют со сбросным трубопроводом, а входной патрубок — с контролируемым участком газопровода. При возрастании в последнем давления выше заданного сила, возникающая от давле-

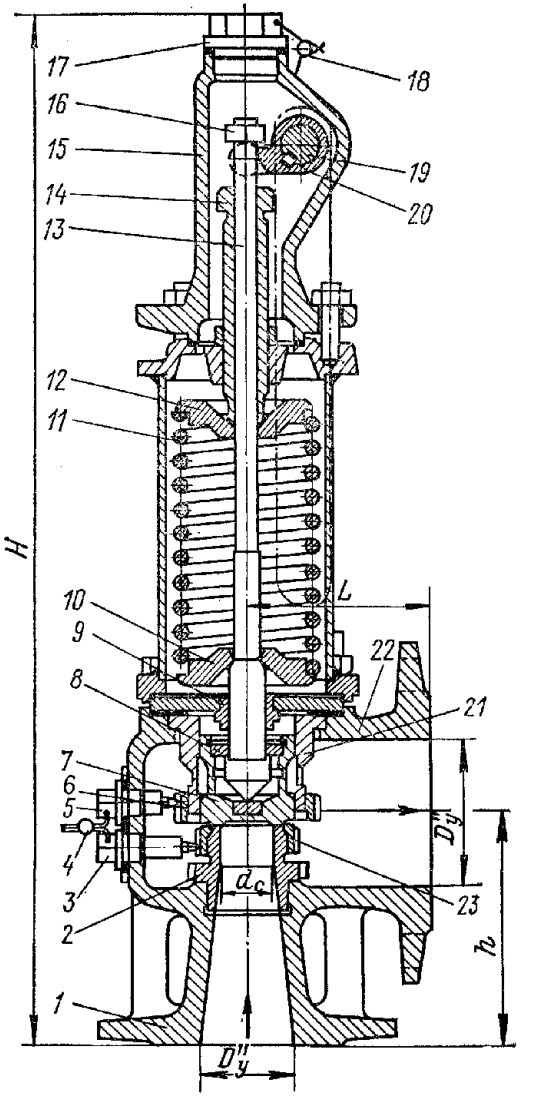


Рис. 3.25. Сбросной клапан СППК4Р.

1 — входной патрубок; *2* — седло; *3*, *5* — пробки; *4*, *18* — пломбы; *6* — верхнее регулировочное кольцо; *7* — плунжер; *8*, *10* — шайбы; *9* — втулка; *11* — пружина; *12* — верхняя опорная шайба; *13* — шток; *14* — винт; *15* — крышка; *16* — гайка; *17* — верхняя пробка; *19* — валик; *20* — кулачок; *21* — направляющая втулка; *22* — выходной патрубок; *23* — нижнее регулировочное кольцо.

Таблица 3.15

Характеристики клапанов СППК4Р

Клапан	Размеры, мм						Коэффициент расхода α	Площадь седла F, мм²
	H	h	L	d	$D'_у$	$D''_у$		
СППК4Р-50-16	760/600	125/155	100/130	30	50	80	0,6	706
СППК4Р-80-16	865/690	140/175	110/150	40	80	100	0,6	1 256
СППК4Р-100-16	1090/845	175/205	130/165	50	100	125	0,6	1 962
СППК4Р-150-16	1425/1055	225/250	200/205	72	150	200	0,4	4 069
СППК4Р-200-16	1800/1360	320	280	142	200	300/250	0,7	15 828

Примечания. 1. Первое число после обозначения клапана — условный диаметр входного патрубка $D_у$, мм, второе число — максимальное входное давление, кгс/см². 2. Присоединительные размеры фланцев — входного на $p_у = 16$, выходного на $p_у = 6$ кгс/см². 3. Размеры в знаменателе даны для клапанов новых модификаций.

ния газа на центральную часть плунжера *7*, преодолевает усилие сжатой пружины, прижимающей плунжер к седлу. Плунжер немного приподнимается, и давление газа начинает воздействовать на всю торцевую площадь плунжера, которая в несколько раз больше площади центральной части. Усилие, отжимающее плунжер вверх, увеличивается. Кроме того, поток газа, вытекающий через щель между седлом и плунжером, отклоняется вниз кольцевым буртиком на торце плунжера и верхним регулировочным кольцом, навернутым на наружную резьбу направляющей втулки. Образовавшаяся при отклонении потока сила реакции суммируется с давлением газа вверх, и плунжер рывком поднимается до упора.

Настройку клапана на срабатывание производят, изменяя сжатие пружины *11* (табл. 3.16) вращением верхней втулки винта, который перемещает шайбу *12*. Нижняя шайба опирается на утолщение штока *13*. Полость, в которой размещена пружина, соединена с корпусом отверстием. В крышке размещено отжимное устройство, которое не создает сопротивления перемещению штока при работе клапана и позволяет производить контрольную продувку: при нажиме на наружный рычаг поворачивается валик, жестко соединенный с ним кулачок отводит вверх гайку *16*, навернутую на резьбу штока. При подъеме штока и плунжера клапан принудительно продувается, о чем свидетельствует шум истекающего газа.

Принудительный подъем плунжера следует производить при давлении меньше рабочего на 10 %. При отсутствии давления во входном патрубке контрольный подъем не допускается.

Правильная посадка плунжера на седло обеспечивается втулкой *21*, высота которой принимается не менее $(1 \div 1{,}5)\, d_с$, и шарнирным соединением штока с плунже-

Таблица 3.16

Характеристики пружин для СППК4Р

Клапан	Давление настройки, кгс/см²	Номер	Диаметр проволоки, мм	Диаметр пружины (наружный), мм	Шаг пружины, мм	Число витков		Высота в свободном состоянии, мм	Длина проволоки, м
						рабочих	полных		
СППК4Р-50-16	0,5—1,2	101	4	54	18	7,5	10,5	132—145	1,80
	1,2—1,9	102	5	65	20	7,0	9,5	134—147	2,00
	1,9—3,5	103	6	76	24	6,0	8,5	141—154	2,00
	3,5—6,0	104	7	77	23	6,0	8,5	137—150	2,00
СППК4Р-80-16	0,5—1,3	110	6	81	24	7,5	10,0	176—194	4,00
	1,3—2,5	111	7	85	25	7,5	10,0	183—202	2,60
	2,5—4,5	112	8	87	26	7,5	10,0	188—207	2,70
	4,5—7,0	113	9	89	26	7,5	10,0	189—209	2,75
СППК4Р-100-16	0,5—1,0	120	7	94	29	7,5	10,0	210—231	2,95
	1,0—1,5	121	8	108	31	7,5	10,0	225—248	3,35
	1,5—3,5	122	9	114	35	7,5	10,0	246—272	3,50
	3,5—9,5	123	12	114	31	8,0	10,5	251—271	3,50
СППК4Р-150-16	0,5—1,0	127	9	121	37	7,5	10,0	273—300	3,70
	1,0—1,5	128	10	135	43	7,0	9,5	290—320	4,00
	1,5—2,0	129	11	141	45	6,5	9,0	288—316	3,85
	2,0—3,0	130	12	142	45	6,5	9,0	292—320	4,00
	3,0—6,5	131	14	134	39	7,5	10,0	298—326	4,00
СППК4Р-200-16	0,5—8,0	304	20	134	36	7,0	9,5	299—326	3,60

ром. Для регулирования сжатия пружины и зацепления кулачка с гайкой вывертывают верхнюю пробку, открывая резьбовое отверстие в крышке. Через это же отверстие при ревизии клапана заливают смазку, пригодную в данных климатических условиях для предохранения металла от коррозии, выдерживают ее в крышке 5—8 мин, а затем сливают. Нормально пробка с прокладкой должна быть ввернута в крышку и опломбирована.

Давление, при котором происходит полное открытие клапана (скачкообразный подъем плунжера), зависит от положения верхнего регулировочного кольца, которое при заводской поставке обычно установлено в верхнем положении. При опускании кольца вниз давление подъема плунжера уменьшается. Регулировку положения кольца производят через верхнее резьбовое отверстие в корпусе при вывернутой пробке *5*. Давление, при котором происходит посадка плунжера на седло, зависит от положения нижнего регулировочного кольца, навернутого на резьбе на выступающую часть седла. Положение этого кольца регулируют через нижнее резьбовое отверстие в корпусе при вывернутой пробке *3*. Чем выше поднимают нижнее кольцо, тем больше снижается давление, при котором клапан закрывается и несколько уменьшается также давление открытия клапана. Нижнее кольцо устанавливают в верхнем положении с зазором между обрезом кольца и плоскостью торца плунжера, обеспечивающим четкий хлопок при посадке плунжера на седло в пределах 0,05—0,15 мм. По окончании регулировки давления открытия и закрытия клапана пробки *3* и *5* ввертывают на свои места, и они своими длинными концами упираются в верхнее и нижнее регулировочные кольца, фиксируя их положение. Затем ставится пломба. Исполнение клапана закрытое герметичное. При монтаже клапан устанавливают вертикально колпаком вверх.

При работе клапана могут встречаться следующие неисправности:

— негерметичность клапана при давлении меньше установленного для открытия. Причины — попадание между уплотнительными поверхностями твердых частиц или повреждение этих поверхностей. В первом случае производят принудительную продувку клапана, во втором требуется механическая обработка и притирка поверхностей;

— изгиб штока при транспортировке или неправильной сборке клапана после ремонта. Шток заменяют или, если возможно, выправляют;

— пульсация (вибрация) плунжера и пружины. Причины — пропускная способность клапана значительно превышает расчетную или занижен диаметр подводящего трубопровода. В первом случае заменяют клапан на меньший или уменьшают ход плунжера с помощью шайбы *8*, во втором увеличивают диаметр подводящего трубопровода.

Пропускную способность СППК4Р при использовании природных газов с $\rho = 0{,}73$ кг/м^3 и давлении во входном патрубке $p_1 \geqslant 1{,}29$ кгс/см^2 определяют по формуле, м^3/ч,

$$V = 0{,}87F\alpha\ (p_1 + 1{,}033). \qquad (3.13)$$

Если $p_1 < 1{,}29$ кгс/см^2 и $\rho = 0{,}73$ кг/м^3,

$$V = 1{,}89F\alpha\sqrt{\Delta p/(0{,}5\,\Delta p + 1{,}033)}, \qquad (3.14)$$

где F и α — по табл. 3.15; Δp — перепад давления в клапане, кгс/см^2.

Клапан ПСК-50. По принципу действия клапан является малоподъемным пропорциональным. Наличие эластичной мембраны расширяет область его использования, включая низкое давление газа (от 0,01 до 1,25 кгс/см^2), и повышает чувствительность. При этом если в пружинном клапане запорный плунжер одновременно является и чувствительным элементом, то в мембранном функции разделены: запорным органом является плунжер, чувствительным элементом — эластичная мембрана.

В верхней части чугунного корпуса имеется вертикальный патрубок с внутренней резьбой для присоединения сбросного трубопровода. Нижняя часть патрубка представляет собой седло, перекрываемое тарельчатым плунжером с уплотняющей резиновой прокладкой. Плунжер снизу соединен с мембраной и тарелкой (рис. 3.26).

С контролируемым участком газопровода клапан сообщается через боковой патрубок. При повышении давления газа выше заданного, определяемого сжатием пружины, мембрана вместе с плунжером опускается, открывая выход газу. При уменьшении давления плунжер под действием пружины вновь перекрывает седло, прекращая сброс газа. Изменение сжатия пружины осуществляется за счет вертикального перемещения опорной

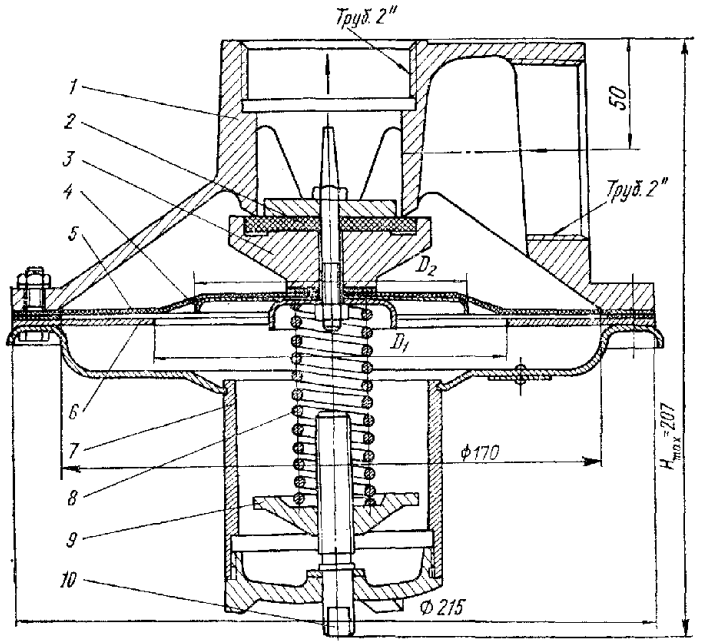


Рис. 3.26. Сбросной клапан ПСК-50.
1 — корпус; *2* — резиновая прокладка; *3* — плунжер; *4* — тарелка; *5* — мембрана; *6* — диск; *7* — крышка; *8* — пружина; *9* — опорная шайба; *10* — регулировочный винт.

шайбы по резьбе регулировочного винта при вращении последнего.

В зависимости от давления настройки клапан комплектуют (табл. 3.17) соответствующими пружинами, дисками (внутренний диаметр D_1) и тарелками (наружный диаметр D_2). При необходимости настройки на давление срабатывания в диапазоне 0,05—0,125 кгс/см² применяют ПСК-50В или ПСК-50С/1,25, в которых пружину 1315-09 заменяют пружиной 1315-08. В диапазоне давлений 0,125—0,2 кгс/см² можно использовать ПСК-50С или ПСК-50С/0,5 без всяких изменений.

Без учета потерь давления в подводящем и сбросном трубопроводах (и соответствующего уменьшения пропускной способности) сброс газа через клапан при возрастании на 15 % давления в газопроводе над давлением настройки не превышает (табл. 3.18), м³/ч: на низком давлении 0,2—0,5, на среднем 7—20. У ПСК-50Н/0,05, не имею-

Таблица 3.17

Характеристики клапанов ПСК-50

Клапан	Диапазон настройки на срабатывание, кгс/см²	Тарелка и диск, мм		Номер пружины	Масса, кг
		D_1	D_2		
ПСК-50Н	0,01—0,05	170	140	1315-08	
ПСК-50С	0,2—0,5	170	140	1315-09	6,2
ПСК-50В	0,5—1,2	130	60	1315-09	
ПСК-50Н/0,05	0,02—0,05	170	140	1315-08	
ПСК-50С/0,5	0,2—0,5	170	140	1315-09	5,7
ПСК-50С/1,25	0,5—1,25	130	60	1315-09	

Примечание. Размеры пружины 1315-08 (1315-09), мм: диаметр проволоки — 3 (6), диаметр пружины — 38 (42), высота — 74,4 (78); число витков — 14 (12).

щего направляющих ребер на плунжере, сброс газа при том же подъеме давления увеличивается до 0,4—1,0 м³/ч.

Основные недостатки мембранных клапанов: низкая пропускная способность при давлении газа $p = 1{,}15p_н$ и негерметичность затвора при снижении давления до заданного после срабатывания клапана. Для плотного прижатия плунжера к седлу необходимо дополнительное усилие, которое может возникнуть только при значи-

Таблица 3.18

Пропускная способность клапана ПСК-50 с направляющими ребрами на плунжере

$p_К$, кгс/м²	Сброс газа, м³/ч, при настройке на давление, кгс/м²				$p_К$, кгс/м²	Сброс газа, м³/ч, при настройке на давление, кгс/м²			
	100	200	300	400		2000	3000	4000	5000
150	0,6	—	—	—	2200	0,5	—	—	—
250	27	0,5	—	—	2500	12,4	—	—	—
350	77	31	0,2	—	3500	125	7	—	—
400	94	65	3	—	4500	285	100	5,3	—
500	111	101	54	0,8	5000	350	212	32,8	—
					5500	400	290	100	9,6
					6000	450	368	226	47,5

Примечания. 1. $p_К$ — давление газа в контролируемой точке.
2. Пропускная способность клапана ПСК-50Н/0,05 (без направляющих ребер) может при тех же параметрах приниматься вдвое большей.

Таблица 3.19

Основные размеры, мм, и масса гидравлического предохранителя ГП

Давление в контролируемой точке $p_к$, кгс/м²	H_2	ГП-40 и -50	H_1							H_4					Масса металлоконструкции, кг				
			ГП-80		ГП-100		ГП-150			ГП-40	ГП-80	ГП-100	ГП-150						
			$d_у \times D_у$																
			80×80	50×80	100×100	80×100	150×150	80×150	100×150	40×40	50×80	80×100	80×150	100×150	ГП-40	ГП-50	ГП-80	ГП-100	ГП-150
200	930	1515	1560	1590	1590	1640	1665	1660	1720	1440	1515	1520	1540	1670	67	69	100	111	133
300	1030	1615	1660	1690	1690	1740	1765	1760	1820	1540	1615	1620	1640	1670	72	74	109	120	143
400	1130	1715	1760	1790	1790	1840	1865	1860	1920	1640	1715	1720	1740	1870	77	79	117	129	153
500	1330	1915	1960	1990	1990	2040	2065	2060	2120	1840	1915	1920	1940	2070	87	90	134	146	171
600	1430	2015	2060	2090	2090	2140	2165	2160	2220	1940	2015	2020	2040	2170	92	95	144	155	179
700	1530	2115	2160	2190	2190	2240	2265	2260	2320	2040	2115	2120	2140	2270	98	101	154	164	189
800	1630	2215	2260	2290	2290	2340	—	—	—	2140	2215	2220	—	—	103	106	164	172	—
900	1730	2315	2360	2390	2390	2440	—	—	—	2240	2315	2320	—	—	107	111	174	181	—

Примечания. 1. $H_2 = H_2 + 230$ (для ГП-40 — ГП-100) и $H_3 =$ $= H_2 + 400$ (для ГП-150). 2. Размеры H_4 для ГП 50×50, 80×80, 100×100 и 150×150 те же, что и для ГП 40×40. 3. Диаметр корпуса $D_к = 325 \times 6$ (для ГП-40 и -50) и 426×7 (для ГП-80, -100 и -150). 4. Масса приведена для ГП с коленом при $d_у = D_у$.

тельном уменьшении импульсного давления относительно давления настройки. Однако слишком малая пропускная способность этих клапанов практически не позволяет даже кратковременно понизить давление в контролируемой точке настолько, чтобы пружина прижала плунжер к седлу, и потому всегда существует опасность, что после срабатывания будет иметь место постоянный или длительный сброс газа в атмосферу.

В эксплуатационных условиях часто наблюдается неплотное закрытие седла из-за накопления на торце плунжера твердых частиц из сбросного трубопровода. Для устранения этого рекомендуется соединять клапан с вертикальным участком сбросного трубопровода через колено.

Гидравлические предохранители работают как сбросное устройство пропорционального действия, у которого затворная жидкость автоматически герметично перекрывает проход газа при снижении давления в газопроводе после срабатывания ГП до рабочего, исключая утечки газа в атмосферу.

Недостатком ГП является его громоздкость, а также ограничение применимости только на газопроводах низкого или при соответствующем увеличении высоты среднего (до 0,1—0,2 кгс/см²) давлений.

Гидравлический предохранитель Ленгипроинжпроекта (рис. 3.27, табл. 3.19) состоит из корпуса и двух фланцевых патрубков — входного и выходного. Нижняя часть входного патрубка опущена в корпус так, чтобы ее обрез не доходил до дна на расстояние 100 мм. Корпус ГП заполняют затворной жидкостью, которую заливают через отверстие в крышке, закрываемое пробкой. Для слива служит штуцер *12* с краном и ниппелем с накаткой, на которую можно натянуть конец резинового шланга. ГП имеет уровнемерную трубку из прозрачного пластика, надеваемую на ниппели верхнего и нижнего штуцеров. Нижний штуцер вваривают в корпус так, чтобы его ось

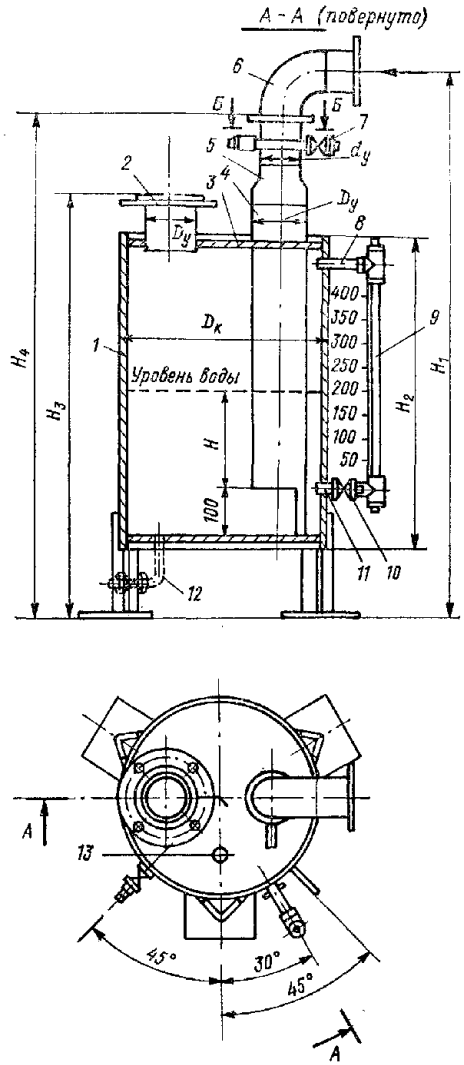


Рис. 3.27. Гидравлический предохранитель ГП.
1 — корпус; *2* — выходной патрубок; *3* — крышка; *4* — входной патрубок; *5* — переход; *6* — колено; *7* — штуцер с краном; *8, 11* — верхний и нижний штуцеры; *9* — уровнемерная трубка; *10* — кран; *12* — штуцер с краном для слива; *13* — пробка.

Таблица 3.20

Расчетный уровень воды H_1 в ГП, мм, обеспечивающий начало срабатывания при $p_{ср} = 1{,}04p_н$

Гидравлический предохранитель	Давление, кгс/м²							
	200	300	400	500	600	700	800	900
ГП-40	204	306	408	510	612	714	816	918
ГП-50	202	304	405	506	607	710	810	910
ГП-80	200	300	400	500	600	700	800	900
ГП-100	194	290	388	485	582	680	775	873
ГП-150	180	270	360	448	538	627	717	807

совпадала с плоскостью обреза нижнего конца входного патрубка, погруженного в жидкость. На этом же штуцере имеется кран для отключения трубки при ее повреждении. В этом случае для контроля уровня жидкости используют мерную линейку, которую вводят через отверстие в крышке.

Началом срабатывания ГП следует считать момент появления первых пузырьков газа, барботирующих через жидкость в верхнюю часть корпуса, полным открытием — работу ГП при давлении в контролируемой точке газопровода, превышающем заданное на 15 %. При температуре в помещении ГРП не ниже 5 °С в качестве затворной жидкости используют воду, уровень которой в ГП Ленгипроинжпроекта принимают по табл. 3.20. Если возможны более низкие температуры, то ГП заливают трансформаторным или веретенным маслом до уровня, который больше столба воды во столько раз, во сколько плотность масла меньше плотности воды.

Пропускная способность ГП зависит от потерь давления в подводящем Δp_1 и сбросном Δp_2 трубопроводах. Диаметр и длину подводящего трубопровода следует принимать такими, чтобы потери в нем Δp_1 при заданном сбросе газа не превышали 5 % от $p_н$. Тогда давление во входном патрубке предохранителя $p_1 = 1{,}15p_н - \Delta p_1$ будет укладываться в диапазон $1{,}15p_н > p_1 > 1{,}1p_н$. При соблюдении этого условия, действительной длине сбросного трубопровода в пределах от 10 до 20 м и наличии на последнем не более двух поворотов пропускную способность ГП можно принимать по табл. 3.21, пользуясь при необходимости интерполированием. Подробно методика расчета изложена в работе [55].

Таблица 3.21

Пропускная способность ГП, м³/ч, при давлении начала срабатывания $1{,}04p_н$

Гидравлический предохранитель	Длина сбросного трубопровода, м		Давление настройки, кгс/м²							
	действительная $l_д$	расчетная $l_с$	200	300	400	500	600	700	800	900
ГП-40	10	12	25/35	30/41	33/47	42/57	48/65	55/74	63/84	72/97
	20	22	18/23	21/28	24/33	29/41	34/47	41/54	46/62	52/71
ГП-50	10	13	39/50	47/62	54/75	64/87	75/104	87/121	99/138	111/155
	20	23	28/37	34/46	39/54	46/65	55/77	64/90	72/102	79/116
ГП-80	10	15	110/160	135/185	150/215	173/245	205/280	232/316	252/352	286/400
	20	25	83/121	102/145	118/170	132/190	158/220	178/250	198/275	224/314
ГП-100	10	17	141/195	175/260	214/290	231/328	275/370	312/428	348/470	400/535
	20	27	106/147	132/190	158/221	179/259	205/290	239/320	273/368	307/414
ГП-150	10	20	210/308	345/425	359/525	441/637	525/710	615/826	680/925	765/1045
	20	30	161/230	230/314	282/390	352/493	422/536	480/678	545/744	630/912

Примечания. 1. В числителе пропускная способность дана для давления во входном патрубке $p_1 = 1{,}1p_н$, в знаменателе для $p_1 = 1{,}15p_н$; 2. Расчетная длина $l_с$ принята усредненной с учетом местных сопротивлений: два поворота ($\xi = 0{,}28 \cdot 2 = 0{,}56$) и внезапное расширение в устье ($\xi = 1{,}0$).

3.7. ШКАФНЫЕ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ

Шкафной ГРП — готовое промышленное изделие, в металлическом шкафу которого размещены оборудование, арматура и средства измерений. Осмотр, ремонт, настройку и обслуживание ГРП производят при открытых передних, боковых или задних дверках шкафа, нормально запертых на замок или специальные защелки. Паспортные характеристики шкафных ГРП приведены в табл. 3.22.

В зависимости от климатических условий шкафной ГРП поставляют с теплоизолирующим покрытием (войлок или пенопласт полистирольный) внутренних поверхностей стенок и устройством для его обогрева или без них. Если для обогрева шкаф оборудован водяным коллектором, то его подключают к системе отопления с температурой прямой воды 70—90 °С. Более часто шкаф имеет автономный обогрев от теплогенератора, питающегося газом непосредственно от выходного газопровода низкого давления ГРП или от дополнительно встроенного в ГРП регулятора РДСГ1 (при среднем или высоком выходном давлении). Наличие теплоизоляции и теплогенератора позволяют поддерживать внутри шкафа положительную температуру в пределах от 5 до 40 °С в зимних условиях умеренной климатической зоны. ГРПН-25, -40 и -50 отепления и устройств отопления не имеют.

Для постоянной вентиляции в верхней и нижней частях стенок или дверок шкафа предусматривают горизонтальные прорези в виде нерегулируемых жалюзийных решеток. Перекрытие этих отверстий утепляющим материалом не допускается. При обслуживании оборудования все дверки раскрывают, воздух в шкафу интенсивно замещается свежим, что повышает безопасность проведения работ.

В паспорте шкафного ГРП кроме технической характеристики должны быть данные о заводских испытаниях на прочность и плотность оборудования в сборе.

В качестве примера приводится устройство шкафного ГРП типа ГСГО-1, который является модернизированным вариантом ШП-1 (рис. 3.28). На редуцирующей линии по ходу газа расположены: сетчатый фильтр ФС-40, клапан-отсекатель ПКК-40МН, регулятор РДУК2-50/35 с пилотом типа КН2. К импульсной линии

Таблица 3.22

Паспортные характеристики шкафных ГРП

Тип ГРП	Давление, кгс/см²		Регулятор		Пропускная способность, м³/ч, при $p_{вх}$, кгс/см²		
	входное $p_{вх}$, не более	выходное $p_{вых}$	Типоразмер	Диаметр седла, мм	1	3	6
ШП-3	6	0,009—0,02	РД-32М	6	25	60	110
				10	40	110	—
ГСГО-0	6	0,009—0,02	РД-32М	6	25	55	105
				10	40	100	—
ШРУ-3Н	6	0,02—0,035	$D_у$32 н/д	6	20	60	110
				10	40	110	—
ШРУ-2Н	6	0,02—0,035	$D_у$50 н/д	15	150	350	600
				20	250	550	—
				25	300	—	—
ПШГР-1	6	0,02—0,5	РДБК1-25	21	310	620	1 020
ШП-2	6	0,009—0,02	РД-50М	15	150	350	600
				20	250	550	—
				25	300	—	—
ШП-1	6	0,005—0,035	РДУК2Н-50	35	450	1200	2 000
ГСГО-1	6	0,01—0,035	РДУК2Н-50 или РДБК1-50	35	450	1200	2 000
ГРПН-600 Модификации:				15	150	350	600
а и б	6	0,009—0,03	РД-50М	20	250	550	—
				25	300	—	—
в	6	0,01—0,03	РДБК1-25	21	280	550	900
ГРПН-25	6	0,02—0,035	РД-32М	6	25	60	100
				10	45	110	—
ГРПН-40	6	0,02—0,035	РДБК1-25	21	280	550	1 000
ГРПН-50	6	0,02—0,035	РДБК1-50	35	550	1170	2 000

Продолжение табл. 3.22

Тип ГРП	Давление, кгс/см²		Регулятор		Пропускная способность, м³/ч, при $p_{вх}$, кгс/см²		
	входное $p_{вх}$, не более	выходное $p_{вых}$	Типоразмер	Диаметр седла, мм	1	3	6
ГРПН-1200	6	0,01—0,03	РДБК1-50 или РДУК2Н-50	35	750	1500	2 000
ГРПС-100Л	6	0,01—0,6	РДБК1-100 или РДУК2Н-100	50	900	1220	1 600
ГРПС-100С	6	0,01—0,6	РДБК1-100 или РДУК2Н-100	70	2000	4000	8 500
ШРУ-3С	6	0,1—1,1	$D_у$32 с/д	10	60	100	160
ШРУ-2С	6	0,1—1,1	$D_у$50 с/д	25	300	680	1 000
ПШГР-2	6	0,4—1,0	РДБК1П-25	21	300	600	1 050
ГРПВ-50С	12	3,0—6,0	РДБК1П-50 или РДУК2В-50	35	—	—	2 700
ГРПВ-100С	12	3,0—6,0	РДБК1П-100 или РДУК2В-100	70	—	—	8 500
ГРПВ-200С	12	3,0—6,0	РДБК1П-200 или РДУК2В-200	105	—	—	18 000

Примечания. 1. Для ГРПВ-50С, -100С, -200С при $p_{вх}$ = 12 кгс/см пропускная способность соответственно равна 5000, 16 000, 34 000 м³/ч. 2. В ГРПН-600 в модификации «а» установлен фильтр ФС-40, в модификации «б» — фильтр ФСС-10.

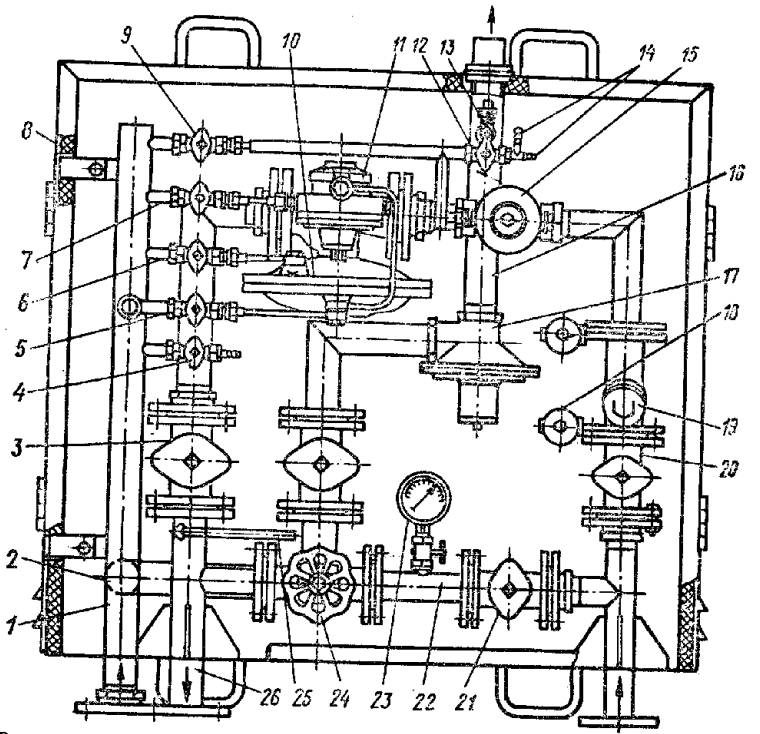


Рис. 3.28. Шкафной ГРП типа ГСГО-1 с регулятором РДУК2Н-50 (теплогенератор не показан).

1 — импульсный трубопровод; *2* — подводящий трубопровод к ПСУ; *3—7, 9, 12, 13, 20, 21* — краны; *8* — теплоизоляция; *10* — регулятор РДУК2-50; *11* — пилот КН2; *14* — штуцеры для настройки ПСУ; *15* — клапан-отсекатель ПКК-40МН; *16* — сбросной трубопровод; *17* — ПСК-50; *18* — штуцер с краном фильтра; *19* — фильтр ФС-40; *22* — байпас; *23* — манометр; *24* — вентиль; *25* — отвод к теплогенератору; *26* — выходной газопровод.

подключены: штуцер с краном — для манометра; сбросная трубка с дросселем от регулятора; импульсные трубки к регулятору, пилоту, клапану-отсекателю; подводящая труба к ПСК.

Для настройки отсекателя используют отвод *12* с краном и двумя штуцерами, к одному из которых подключают переносный манометр, через другой подают сжатый воздух. Для измерения входного давления может быть использован манометр *23* или манометр, подключаемый к штуцеру на входном патрубке фильтра.

Включение ГСГО-1 производят в такой последовательности. Медленно (во избежание резкого подскока плунжера в отсекателе) открывают краны *20* и *18* (если для измерения перепада в фильтре используют манометр) или запорное устройство на байпасе и кран перед манометром *23* (если перепад измеряют дифманометром). При давлении на входе в пределах 1—6 кгс/см² открывают кран на подводящем трубопроводе к ПСК и кран *4*, к штуцеру которого предварительно подключают манометр. Медленно и плавно открывают кран *3*, затем краны *5*, *6*, *7* и *9*. Вывинчивают и через несколько секунд вновь ввинчивают пусковую кнопку отсекателя, что приводит к его открытию. С помощью рукоятки вворачивают регулировочный стакан пилота и, наблюдая за показаниями манометра, устанавливают в выходном газопроводе заданное давление.

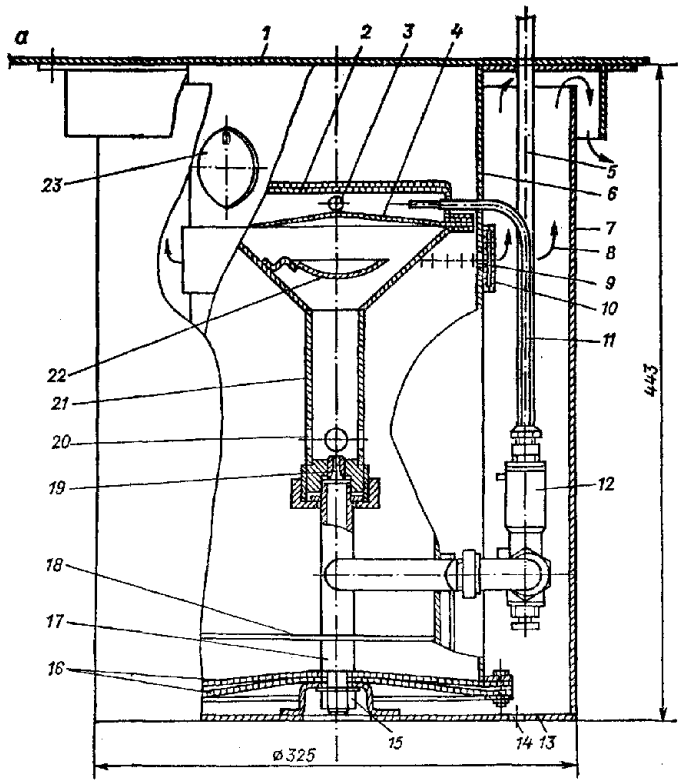
При работе по байпасу заданное выходное давление регулируют открытием запорного устройства *24*, а кран *21* открывают настолько, чтобы давление по манометру не превышало 1—2 кгс/см².

Теплогенератор (рис. 3.29) крепится к днищу шкафа, температура нагрева которого не превышает 250 °С. Для нагрева использована горелка инфракрасного излучения тепловой мощностью 1700 ккал/ч при $p = 200$ кгс/м². Горение газовоздушной смеси происходит между внутренней и наружной сетками № 045-025. Наружная сетка-излучатель состоит из двух слоев. Во избежание нагрева смесителя в диффузоре закреплен отражатель.

Газ низкого давления от выходного патрубка поступает к горелке по трубке *5*, на которой установлены отключающий кран, расположенный внутри шкафа и электромагнитный клапан ЭМК-II-15, прекращающий подачу газа к горелке при погасании пламени. Для контроля пламени служит хромель-копелевая термопара, при подогреве спая которой до 400—500 °С создается электродвижущая сила, поддерживающая плунжер электромагнитного клапана в открытом состоянии. Время, необходимое для разогрева термопары и создания эдс, способной удерживать плунжер ЭМК-II-15 в открытом положении, составляет не более 90 с. Обычно для этого достаточно 25—30 с, в течение которых пусковую кнопку клапана следует держать прижатой. При погасании горелки клапан перекроет проход газа не позже чем через 90 с.

Систему обогрева включают вручную, для чего отвертывают гайку *15* и снимают наружный кожух теплогенератора. При открытых дверках шкафа открывают кран

на трубке *5*, вводят через запальное окно во внутреннем кожухе механическую зажигалку, зажженную лучину или горящий жгут бумаги к одному из отверстий в наружной сетке горелки и нажимают пусковую кнопку. Если пламя на горелке устойчиво (наблюдение ведут через отверстие *23* в корпусе), то кожух устанавливают на место, дверки шкафа закрывают и запирают на защелки. Воздух, необходимый для горения газа, поступает сначала через отверстия в днище наружного кожуха, а затем через двухслойную сетку-пламегаситель к горелке. Продукты сгорания проходят через отверстия *9* внутреннего кожуха, перекрытые пламеискрогасителем в виде кольцевого пояска из сетки с размерами ячеек 0,45× ×0,45 мм. Отверстия *9* просверлены ниже излучающей поверхности горелки, что создает небольшое избыточное давление в пространстве над горелкой и препятствует



попаданию в него воздуха при порывах ветра, способных нарушить нормальное горение газа.

В шкафных ГРП типа ГРПС и ГРПВ конструкция теплогенератора отличается от приведенной выше наличием на наружном кожухе окна с дверкой, которая нормально закрыта на замок-защелку (*рис. 3.29, б*). Это позволяет разжигать горелку и наблюдать за горением

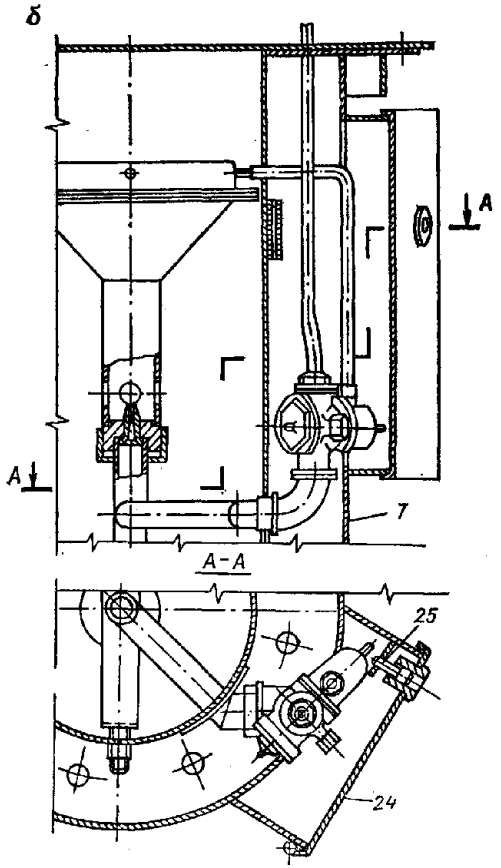


Рис. 3.29. Теплогенератор к шкафным ГРП типа ГСГО (*а*) и ГРПС, ГРПВ (*б*).
1 — днище шкафа; *2* — наружная сетка; *3, 9, 14, 20* — отверстия; *4* — внутренняя сетка; *5* — газопровод; *6* — внутренний кожух; *7* — наружный кожух; *8* — направление движения продуктов сгорания; *10, 16* — пламегасители; *11* — термопара; *12* — электромагнитный клапан; *13* — днище наружного кожуха; *15* — гайка; *17* — штуцер; *18* — пластинчатая опора; *19* — сопло горелки; *21* — смеситель; *22* — отражатель; *23* — смотровой глазок; *24* — дверка; *25* — защелка.

газа без снятия наружного кожуха. Вместо клапана ЭМК-II-15 использован клапан безопасности ГПБ-8 аналогичного действия.

Глава 4
КОТЛЫ, ГАЗОВЫЕ И ВОЗДУШНЫЕ ТРАКТЫ

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОТЛАХ

Основные термины и определения. В котельной технике применяют следующие термины и определения (ГОСТ 23172—78 и ГОСТ 25720—83).

Котел — устройство, в котором для получения пара или нагрева воды с давлением выше атмосферного, потребляемых вне этого устройства, используется теплота, выделяющаяся при сгорании органического топлива..., а также теплота отходящих газов. Котел состоит из топки, поверхностей нагрева, каркаса, обмуровки. В котел могут также входить: пароперегреватель, поверхностный экономайзер и воздухоподогреватель.

Котельная установка — совокупность котла и вспомогательного оборудования, включающего: тягодутьевые машины, сборные газоходы, дымовую трубу, воздухопроводы, насосы, теплообменные аппараты, автоматику, водоподготовительное оборудование.

Поверхность нагрева — элемент котла для передачи теплоты от факела и продуктов сгорания теплоносителю (вода, пар, воздух).

Радиационная поверхность — поверхность нагрева котла, получающая теплоту в основном излучением. Конвективная поверхность — поверхность нагрева котла, получающая теплоту в основном конвекцией.

Экраны — поверхности нагрева котла, расположенные на стенках топки и газоходов и ограждающие эти стенки от воздействия высоких температур.

Котельный пучок — группа труб конвективной поверхности котла, соединенных общими коллекторами или барабанами.

Пароперегреватель — устройство для повышения температуры пара выше температуры насыщения, соответствующей давлению в котле.

Экономайзер — устройство для предварительного нагрева воды продуктами сгорания до подачи ее в котел.

Воздухоподогреватель — устройство для подогрева воздуха продуктами сгорания до подачи его в горелки.

Номинальная тепло(паро)производительность ($Q_к$, Гкал/ч; $D_к$, т/ч) — наибольшая тепло(паро)производительность, которую котел должен обеспечивать в длительной эксплуатации при подводе номинального количества теплоты при номинальных значениях параметров пара или нагретой воды и питательной воды с учетом допускаемых отклонений, указываемых в паспорте. *

Номинальное давление пара — давление, которое должно обеспечиваться непосредственно за пароперегревателем, а при его отсутствии непосредственно перед паропроводом к потребителю при номинальной паропроизводительности.

Номинальная температура пара — температура, которая должна обеспечиваться непосредственно за пароперегревателем, а при его отсутствии — перед паропроводом к потребителю пара при номинальных значениях давления пара, температуры питательной воды и производительности с учетом допустимых отклонений.

Номинальная температура горячей воды — температура горячей воды, которая должна обеспечиваться на выходе из котла при номинальной производительности с учетом допускаемых отклонений.

Номинальная температура питательной воды — температура воды, которая должна обеспечиваться перед входом в экономайзер, а при его отсутствии —в барабан котла при номинальной производительности.

Расчетное давление — давление, принимаемое при расчете элементов котла на прочность.

Пробное давление — давление, при котором котел подвергается гидравлическому испытанию на прочность и плотность, устанавливается в соответствии с правилами Госгортехнадзора СССР.

Рабочее давление пара — давление пара непосредственно за пароперегревателем или при его отсутствии на выходе из котла при расчетных режимах.

Рабочее давление воды — максимально допустимое давление воды на выходе из котла при нормальном протекании рабочего процесса. Минимальное рабочее давление воды — минимально допустимое давление воды на выходе из котла, при котором обеспечивается номинальное значение недогрева воды до кипения.

Минимальная температура воды на входе в котел — температура воды на входе в котел, обеспечивающая допустимый уровень низкотемпературной коррозии труб поверхности нагрева.

Недогрев воды до кипения — разность между температурой кипения, соответствующей рабочему давлению воды на выходе из котла, которая обеспечивает отсутствие закипания воды в трубах поверхностей нагрева.

---

* В дальнейшем, если теплотехническая величина или характеристика не зависит от вида рабочей среды, применяется термин «производительность».

Основной режим работы котла — режим работы, при котором котел является основным источником системы теплоснабжения. Пиковый режим работы котла — режим работы, при котором котел покрывает пиковые нагрузки системы теплоснабжения.

Работа котла определяется следующими теплотехническими характеристиками.

Теплосъем (паросъем) $q_у$ ($d_у$) — усредненное по котлу количество теплоты (пара), полученное в единицу времени с 1 м² поверхности нагрева H:

$$q_у = Q_к/H \quad \text{или} \tag{4.1}$$

$$d_у = D_к/H, \tag{4.2}$$

Тепловое напряжение топочного пространства (камеры сгорания) — отношение количества выделившейся в единицу времени теплоты $Q_т$, ккал/ч, к объему $V_т$, м³, топочного пространства (камеры):

$$q_v = Q_т/V_т. \tag{4.3}$$

Тепловое напряжение огневого сечения (выходного отверстия, устья горелки, щели, туннеля) — отношение количества выделившейся в единицу времени теплоты $Q_{о.с}$, ккал/ч, к площади рассматриваемого поперечного сечения $F_{о.с}$, м²:

$$q_f = Q_{о.с}/F_{о.с}. \tag{4.4}$$

Кратность циркуляции $K_ц$ — отношение массы воды $G_в$, кг, прошедшей через циркуляционный контур котла, к массе пара $G_п$, кг:

$$K_ц = G_в/G_п. \tag{4.5}$$

$K_ц$ зависит от давления пара, а также от конфигурации, интенсивности обогрева и высоты контура циркуляции.

Испарительность $d_н$ — отношение массы образовавшегося пара к объему израсходованного за это же время газа $V_г$, м³ (условная характеристика, часто применяемая в котельной практике):

$$d_п = G_п/V_г. \tag{4.6}$$

Классификация котлов. Котлы различают по следующим признакам:

— назначение — энергетические (вырабатывающие пар для паровых машин), отопительные, производственно-отопительные;

— материал конструкции — чугунные и стальные;

— характер вырабатываемого теплоносителя — водогрейные и паровые; давление пара абсолютное (по ГОСТ 3619—82: 9, 14, 24, 40, 100, 140 кгс/см²); параметры теплоносителя (с абсолютным давлением до 1,7 кгс/см² или с температурой нагрева воды до 115 °С и с параметрами выше указанных), определяющие требования к котлам;

— устройство топок по условиям сжигания топлива — слоевые (для твердого топлива) и камерные (для жидкого и газового топлива);

— аэродинамический режим топки — с разрежением, с наддувом;

— расположение топки относительно поверхностей нагрева — с внутренней, внешней (нижней) или выносной топкой;

— перемещение газов и воды — газотрубные (жаротрубные и с дымогарными трубами), комбинированные, водотрубные;

— конструктивные особенности — секционные, цилиндрические, вертикально-цилиндрические, горизонтально-водотрубные, вертикально-водотрубные с одним или несколькими барабанами, вертикально-прямоугольные;

— движение водяного или пароводяного потока внутри котла — с естественной, принудительной и комбинированной циркуляцией и прямоточные (с последовательным однократным принудительным движением воды);

— транспортабельность — стационарные (установленные на неподвижном фундаменте) и передвижные (с ходовой частью).

Согласно ГОСТ 20548—87 котлы отопительные водогрейные чугунные секционные, предназначенные для теплоснабжения индивидуальных жилых домов и зданий коммунально-бытового назначения, могут быть универсальными (для работы при соответствующем переоборудовании на различных видах топлива) и специальными — для работы только на твердом или только на жидком и газовом топливе. Теплопроизводительность до 86 Мкал/ч (100 кВт); абсолютное давление воды до 5 кгс/см² (по заказу потребителя до 6 кгс/см²); температура воды до 95 °С; кпд котлов 86—90 %.

Котлы отопительные теплопроизводительностью от 0,09 до 2,7 Гкал/ч (0,1 до 3,15 МВт) в соответствии с ГОСТ 10617—83 изготавливаются в водогрейном (КВ) и паровом (КП) исполнении. Абсолютное давление воды до 7 кгс/см² и температура 115 °С, давление пара 1,7 кгс/см². В обозначении котла указываются: мощность (МВт) и давление газа — низкое (Гн) или среднее (Тс). Автоматизированный котел обозначается буквой «а». Например, водогрейный автоматизированный котел мощностью 1,25 МВт с газовой горелкой низкого давления: КВа-1,25 Гн; паровой автоматизированный котел мощностью 3,15 МВт с газомазутной горелкой среднего давления: КПа-3,15 Гс/М.

Температура отходящих газов при номинальной теплопроизводительности должна быть не ниже 150 °С. Кпд котлов теплопроизводительностью до 0,86 Гкал/ч (1 МВт) — 90, свыше 0,86 Гкал/ч — 91 %. Номинальное разрежение за котлом, работающим без дымососа, не должно превышать 7 кгс/м² при производительности до 0,28 Гкал/ч включительно и 10 кгс/м² при производительности свыше 0,28 Гкал/ч.

Котлы отопительные водогрейные стальные (тип КС, ГОСТ 22451—83) теплопроизводительностью до 73 Мкал/ч (85 кВт) изготавливают двух типов: универсальные — для работы на твердом топливе с возможностью работы на газовом и жидком топливе, специализированные — для работы на одном или нескольких видах топлива с применением однородного способа сжигания. Температура нагрева воды до 95 °С, абсолютное давление 2 кгс/см² (по заказу потребителя до 6 кгс/см²). Кпд специальных котлов 86—88 %.

В условном обозначении котла для работы на газовом топливе указывается мощность в киловаттах. Например, при мощности

10 кВт (8,6 Мкал/ч): КС-Г-10 (ГОСТ 22451—83).

Водотрубные паровые стационарные котлы производительностью от 0,16 до 3950 т/ч и с абсолютным давлением от 9 до 255 кгс/см² (ГОСТ 3619—82) подразделяют по следующим признакам: с принудительной циркуляцией — Пр; с естественной циркуляцией — Е; с естественной циркуляцией и промежуточным перегревом пара — Еп; прямоточный с промежуточным перегревом пара — Пп; с комбинированной циркуляцией и промежуточным перегревом пара — Кп. В обозначении котла приводятся: тип, производительность (т/ч); давление пара (кгс/см²); вид топлива (Г — газ, М — мазут). Котлы с наддувом обозначаются буквой Н (например, Е-25-24ГМН).

Требования к паровым котлам с естественной циркуляцией производительностью от 4 до 160 т/ч и давлением от 14 до 40 кгс/см² изложены в ГОСТ 24005—80. По этому ГОСТ кпд должны быть не менее следующих значений, %: производительностью до 6,5 т/ч — 90,0; 6,5—75 — 93,0; свыше 75 — 94,0.

Водогрейные котлы с принудительной однократной циркуляцией (ГОСТ 21563—82) изготавливаются производительностью от 3,9 до 189 Гкал/ч. Температура воды на выходе из котла от 150 до 200 °С. В обозначении котлов, предназначенных для сжигания газа и мазута, указываются буквы Г и М; далее указывается теплопроизводительность, Гкал/ч, и температура воды, °С (например, КВ-ГМ-10 150). Кпд котлов производительностью от 3,9 до 31 Гкал/ч — 89,0, выше 31 Гкал/ч — 91,0 %.

Выбор типа и числа котлов. Тип и число котлов, устанавливаемых в котельной, должны соответствовать расчетной тепловой нагрузке, виду требуемого теплоносителя, годовым графикам расхода теплоты, технологическим особенностям производства.

Тепловую нагрузку котельной определяют для трех характерных режимов: максимально-зимнего (при средней температуре наружного воздуха и в наиболее холодную пятидневку для данной местности); наиболее холодного месяца (при средней температуре наружного воздуха и в наиболее холодный месяц); летнего (при расчетной температуре наружного воздуха теплого периода). Рекомендуется также определение потребности в теплоэнергии в нерабочие смены (минимум).

Расчетная производительность котельной (Гкал/ч) представляет собой сумму часовых расходов теплоты на отопление и вентиляцию при максимально-зимнем режиме, расчетных расходов теплоты на горячее водоснабжение (определяемых в соответствии с нормами проектирования) и на технологические нужды (с учетом возможности несовпадения максимальных расходов теплоты отдельными потребителями и теплоиспользующими установками). В расчетную производительность включают также расходы теплоты на собственные нужды котельной и потери в тепловых сетях.

Выбор теплоносителя и типа котлов отопительно-производственных котельных зависит от соотношения тепловых нагрузок и требований, предъявляемых теплоиспользующими установками к параметрам теплоносителя. В тех случаях, когда технологические процессы протекают при температурах не выше 150 °С, желательно использовать не пар, а воду, что упрощает тепловую схему котельной, обслуживание котельной, тепловых сетей,

избавляет от конденсатного хозяйства, обеспечивает снижение потерь теплоты.

В котельных с преобладающей технологической нагрузкой, как правило, котлов должно быть не менее двух. Максимальное число котлов определяется технико-экономическим расчетом. В котельных с преобладающей отопительной нагрузкой желательно наличие четырех котлов, что позволяет в наибольшей мере приблизить номинальную производительность котлов к текущей потребности в теплоносителе. Резервные котлы предусматривать нельзя.

В ряде котельных летние нагрузки составляют не более 10—15 % от расчетных. При неправильном выборе числа котлов это соответствует 25—30 % номинальной производительности одного из двух-трех котлов, что резко снижает теплотехнические показатели работающего котла. В таких случаях необходимо установить дополнительный котел, соответствующий этой нагрузке.

4.2. СЕКЦИОННЫЕ КОТЛЫ

4.2.1. Чугунные секционные котлы. Секции различных типов котлов различаются конфигурацией, числом ребер, формой просветов. Некоторые котлы собирают из секций трех типов — средних, передних (лобовых) и задних или двух типов — средних и одинаковых передней и задней. Другие типы котлов собирают из одинаковых секций, а передняя и задняя секции заменены обмуровкой или перевернутыми средними секциями (например, в котлах «Энергия-6»). Котлы бывают односторонние, если они состоят из одного ряда секций, и двусторонние, или шатровые.

Чугунные котлы старых конструкций работают с горелками: подовыми, форкамерными, ГА, ГГВ, инжекционными (много- и однофакельными, типа М-К, ИГК), блоком Л1-Н и др. (разд. 5.3).

У всех котлов продукты сгорания из верхней части топки направляются по межсекционным газоходам вниз, к горизонтальным газоходам котла. Исключение составляют котлы «Тула-3» и «Минск». В котле «Тула-3» продукты сгорания проходят по одному из двух параллельно расположенных каналов вниз, а по другому — вверх и отводятся по газоходу, расположенному в верхней части котла.

Котлы «Минск» отличаются рядом конструктивных особенностей и допускают различные варианты работы: при насосной и естественной циркуляции, искусственной и естественной тяге. Продукты сгорания из топки на-

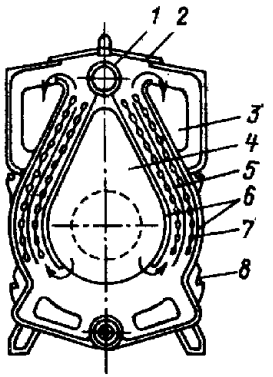


Рис. 4.1. Котел «Факел». *1* — ниппель; *2* — крышка; *3* — газоход; *4* — топка; *5* — каналы; *6* — ребра секций; *7* — завихрители; *8* — стяжной болт.

правляются по межсекционным газоходам к двум общим газоходам, далее к передней газовой камере, а оттуда по внутрисекционным горизонтальным газоходам к сборному газоходу.

При насосной циркуляции котел работает по прямоточной схеме движения воды. Для этого между секциями на стяжных болтах устанавливают в шахматном порядке шайбы-заглушки, чтобы вода проходила последовательно через все секции. В верхней части верхних шайб должны быть сделаны срезы для удаления воздуха, а в нижней части нижних шайб — для удаления воды и шлама из котла. Вода поступает в котел через верхний задний тройник, а выходит через верхний передний тройник.

Котел ГАЗ-900 отличается от котлов с Г-образными секциями эллипсовидной формой и внутренней цилиндрической топочной камерой. Состоит из одного пакета секций. Газоходы образуются стыкующимися ребрами внешнего периметра секций, топочной камеры, конвективных поверхностей. Два сборных газохода расположены в верхней части секций.

Продолжением топочной камеры является охлаждаемая водой форкамера, в которой установлены четыре горелки типа ИГК-60М (разд. 5.3). Газовое сопротивление котла значительно больше, чем у чугунных котлов старых типов, и поэтому требуется установка дымососа.

Котел «Факел» предназначен для сжигания газового и жидкого топлива. Форма внутренней топки эллипсовидная (рис. 4.1). Имеет два вида секций — средние и крайние. Секции собирают на конических ниппелях и стягивают болтами. Устанавливают котел на основание

с металлическими пластинами, длина которых должна быть на 300 мм больше длины котельного пакета. Для работы на газовом топливе котел комплектуют газогорелочным блоком Л1-Н.

Особенностью этих котлов является высокий теплосъем с 1 м^2 поверхности нагрева, достигаемый за счет усложнения пути движения продуктов сгорания и наличия специальных приливов для турбулизации потока. Непосредственный водоразбор из системы и частая подпитка при эксплуатации этих котлов запрещаются. Место врезки трубопровода подпиточной воды должно находиться не ближе 2 м от котла.

Котел «Братск-1Г» (рис. 4.2) предназначен для сжигания газового топлива. Представляет собой блочную конструкцию, состоящую из рамы, блока пакетов чугунных секций, топочного блока, газогорелочного блока Л1-Н, теплоизоляционного кожуха, клапана газохода.

Поверхность нагрева котла состоит из 30 чугунных секций, собранных в два пакета, и водяных камер, образующих прямоугольную топку, расположенную над чугунными секциями. Пакеты состоят из однотипных секций, собранных на ниппелях и стянутых болтами. Смежные секции повернуты на 180°, при этом трубы оказываются расположенными в шахматном порядке. В ниппелях в чередующемся порядке установлены шайбы для создания последовательного движения воды в секциях.

В передней водяной камере топки имеется круглая амбразура для установки газогорелочного блока, патрубки для гляделки и контрольного электрода, патрубок для отвода горячей воды из котла. В задней камере имеется проем для установки взрывного предохранительного клапана.

Продукты сгорания из топки, обогнув чугунную плиту, отделяющую топку от пакетов, направляются по межпакетному пространству к фронту котла, откуда двумя потоками поступают в газоходы чугунных секций. Далее продукты сгорания, пройдя газовый клапан котла, направляются в сборный газоход.

Производительность котла, Гкал/ч: при «большом горении» — 0,83, при «малом горении» — 0,335 (разд. 5.1). Кпд — 91,5 %. Сопротивление по газовому тракту выше, чем у котлов старых типов.

Основные теплотехнические показатели чугунных секционных котлов приведены в табл. 4.1. Площади поверх-

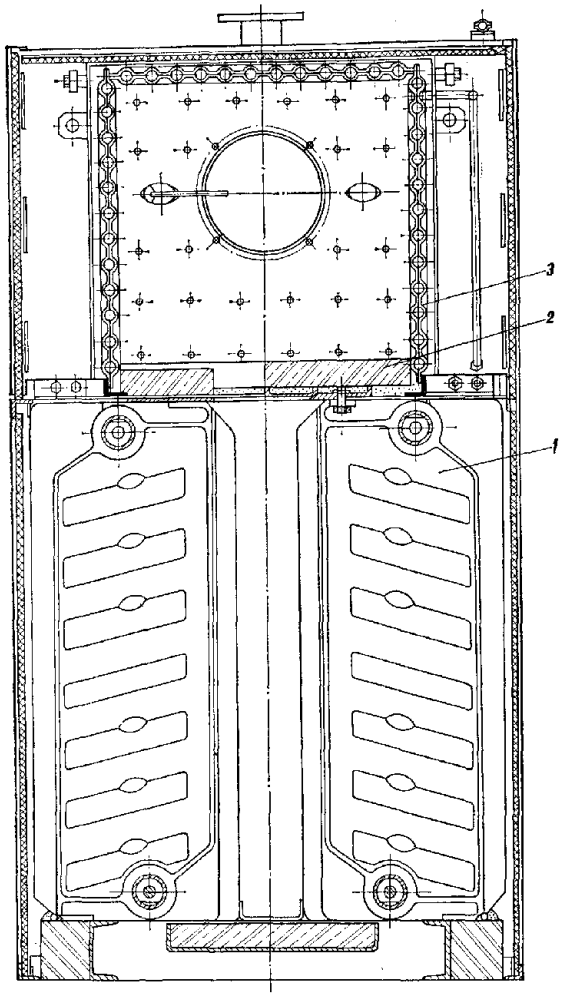


Рис. 4.2. Котел «Братск-1Г».
1 — чугунные секции; *2* — чугунная плита; *3* — водяные камеры топки.

ностей нагрева котлов равны сумме произведений площади одной секции на число соответствующих секций.

Значения удельного теплосъема, приведенные в табл. 4.1, соответствуют условиям питания котлов химически подготовленной водой. При отсутствии установок химводоподготовки удельный теплосъем снижается на

Таблица 4.1

Основные технические характеристики чугунных секционных котлов

Котел	Число секций	Площадь поверхности нагрева, м²			Удельный теплосъем, Мкал/(м²·ч)	Расход газа, м³/ч
		котла	средней секции	передней/задней		
НРч	22—38	25,0—43,0	1,13	1,21	10	38—66
«Универсал»	12—28	12,4—30,0	1,1	0,9	9	16—38
«Универсал-3»	14—34	18,2—46,2	1,4	1,0/1,1	9	24—61
«Универсал-4»	14—34	21,4—55,4	1,7	1,0/1,2	9	28—73
«Универсал-5»	14—30	15,2—33,1	1,12	0,9/1,1	12	25—55
«Универсал-6»	18—34	19,8—37,4	1,1	1,1	12	33—62
«Энергия-3»	18—34	36,8—73,6	2,3	1,15	10	52—104
«Энергия-6»	20—36	27,9—52,7	1,55	0,77	12	46—87
МГ-2	18—34	34,2—64,6	1,9	—	10	48—90
МГ-2Т	16—30	38,4—72,0	2,4	—	10	55—102
«Искитим-1»	22—38	35,6—62,5	1,73	0,9	10	51—91
«Огонь»	8—24	11,2—33,6	1,4	—	10	16—47
«Пламя»	24—40	37,0—61,0	1,5	1,75	10	52—87
Ча-1	20—36	46,8—88,4	2,6	1,3	12	80—150
АВ-2	20—36	27,0—50,0	1,44	0,94/1,02	12	45—84
«Нерис-С»	14—30	9,0—21,0	0,75	0,375	9	12—27
«Нерис-D»	20—36	28,0—52,0	1,50	1,0	10	40—74
Э5-Д2	22—38	34,1—59,1	1,56	1,5	12	57—98
«Тула-1»	16—30	43,2—81,0	2,7	—	10	59—111
«Тула-3»	18—34	28,1—55,0	1,56	—	12	49—92
КЧ-2	22—40	24,2—44,0	1,1	1,1	12	40—72
КЧ-3	20—36	29,6—54,4	1,55	1,3	12	48—88
«Отопитель-1»	20—36	32,0—60,5	1,78	0,89	12	54—103
ГАЗ-900	12—20	23,6—39,8	1,98	—	22	68—115
«Минск-1»	18—34	20,0—40,0	1,25	0,625	16	44—88
«Факел»	20	36	1,8	—	22	108

Примечания. 1. Здесь и в следующих таблицах расходы газа определены при $Q_н$ = 8500 ккал/м³ (0 °С, 760 мм рт. ст.). 2. Котлы «Универсал-5М», «Универсал-6М», «Энергия-3М», не включенные в таблицу, имеют такие же теплотехнические показатели, как и аналогичные котлы без индекса «М». 3. Значения кпд котлов при расчете расхода газа приняты по данным, приведенным в «Инструкции о порядке проведения учета паровых и водогрейных котлов, отпуске ими теплоэнергии и расходе топлива» Госкомстата СССР (утверждена приказом ЦСУ СССР от 20 мая 1985 г. № 242): НРч — 77; «Универсал-3», «Универсал-4» — 80, «Искитим-1», «Тула-3» — 81; АВ-2 — 84; «Универсал-5», МГ-2, «Огонь», Э5-Д, «Минск-1»— 85; «Универсал-6», «Тула-1», КЧ-2 — 86; КЧ-3 — 87. Для котла «Энергия-6» — 86, ГАЗ-900 — 90, «Факел»— 87 (по паспорту), остальные котлы (условно) — 83.

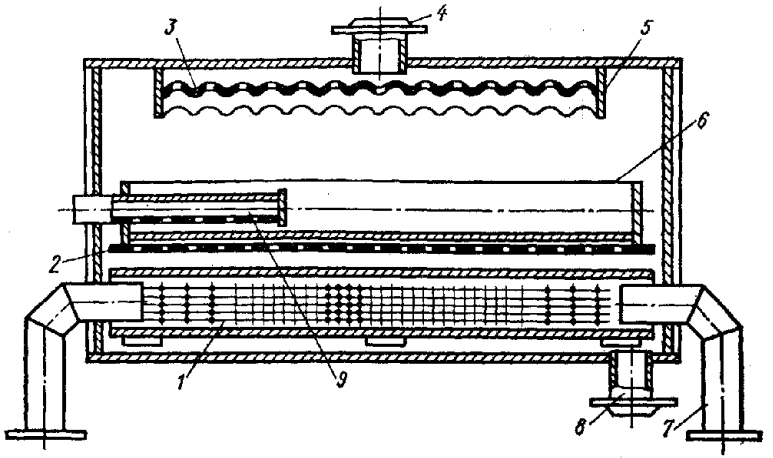


Рис. 4.3. Паросборник для секционных котлов.
1 — труба с отверстиями; *2* — лист с отверстиями; *3* — потолочный лист с отверстиями; *4* — патрубок для отвода пара; *5* — боковая заглушка; *6* — желоб питательной воды; *7* — подвод пароводяной эмульсии; *8* — патрубок циркуляционной трубы; *9* — труба для подвода конденсата.

10 %. При работе котлов в паровом режиме (с паросборником), а также при работе в системе горячего водоснабжения и на технологические нужды с постоянной

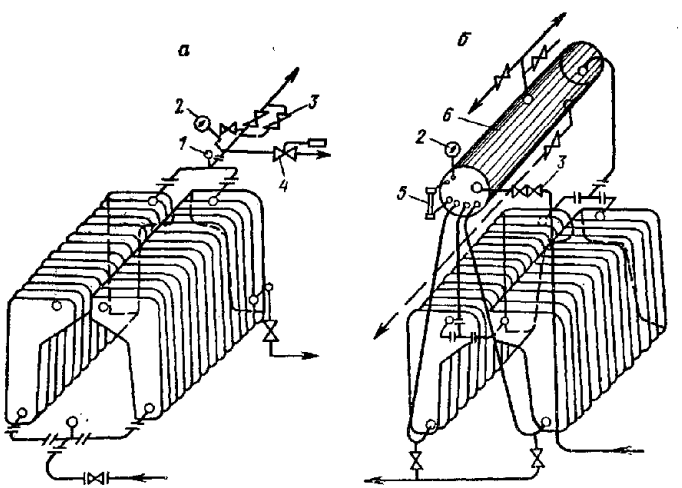


Рис. 4.4. Схемы обвязки секционных водогрейного (*а*) и парового (*б*) котлов.
1 — термометр; *2* — манометр; *3* — обратный клапан; *4* — предохранительный клапан; *5* — водоуказательное стекло; *6* — паросборник.

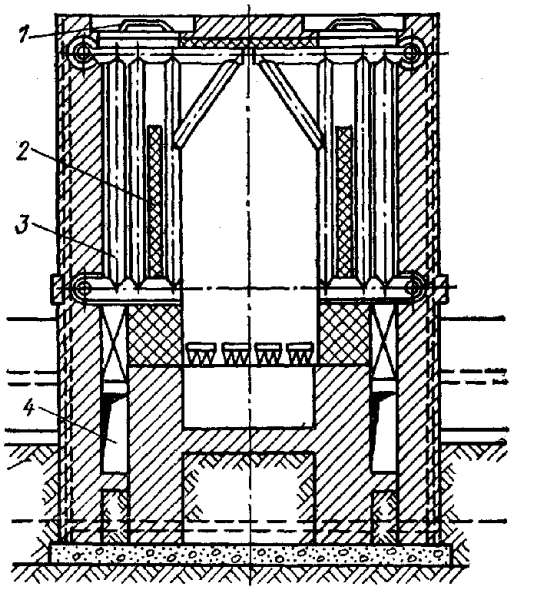


Рис. 4.5. Котел водогрейный НР-18.
1 — крышка лючка для чистки; *2* — перегородка для огнеупорного кирпича; *3* — секция; *4* — горизонтальный газоход.

нагрузкой в течение года значения теплосъема, приведенные в табл. 4.1, должны быть уменьшены на 15 %.

Для использования в качестве паровых чугунные котлы оборудуют паросборником. Одна из конструкций

Таблица 4.2

Основные технические характеристики стальных секционных котлов

Тип котла	Число секций	Площадь поверхности нагрева, м²			Удельный теплосъем, Мкал/(м²·ч)	Расход газа, м³/ч
		котла	средней секции	передней секции		
НР-17	24	40	1,67	—	10	59
НР-18	16—32	27—53	1,67	—	10	38
НР-18М	—	74	—	—	16	163
Надточия	3—6	20—47	9	2	12	34—80
НИИСТУ-5	4—7	25—46	7,1	5,5	12	42—78

Примечание. Кпд котлов принят равным 0,83 (по данным «Инструкции...» — см. примечание 3 к табл. 4.1).

паросборника приведена на рис. 4.3. Схема обвязки котла зависит от его назначения (рис. 4.4). В водогрейных котлах на выходной трубе обязательно наличие обратного и предохранительного клапанов.В обвязке паровых котлов необходимо наличие циркуляционных труб, присоединенных к паросборнику и раздельно к каждому ряду секций. Труба отбора пара должна быть присоединена к гидравлическому затвору или к самопритирающемуся безрычажному клапану.

4.2.2. Стальные секционные котлы. Предназначены для нагрева воды до температуры не выше 115 °С либо для получения пара с давлением до 1,7 кгс/см² при условии установки паросборника (табл. 4.2). Секции котла НР-18 (рис. 4.5) сваривают из труб ∅ 89 мм, длиной 1300 мм. Три вертикально расположенные трубы сверху и внизу приварены к трубам того же диаметра, которые в свою очередь приварены к горизонтальным коллекторам ∅ 108 мм. Внутренний ряд труб отделен от двух других рядов вертикальной шамотной перегородкой, образующей боковые экраны и конвективную часть котла. Внутренние трубы имеют сверху дросселирующее устройство для обеспечения циркуляции воды через надпоточный вылет секции.

Котлы НИИСТУ-5 состоят из Г-образных труб ∅ 76 мм, присоединенных вверху и внизу к коллекторам. Задняя стенка котла выполнена в виде экрана из вертикальных труб. К трубам приварены ребра, образующие конвективные газоходы. Тыльная сторона передней секции как газоход не используется.

Котлы работают с такими же горелками, что и чугунные секционные котлы.

4.3. ЖАРОТРУБНЫЕ И КОМБИНИРОВАННЫЕ КОТЛЫ

Жаротрубные котлы. Представляют собой горизонтально расположенные цилиндрические барабаны большого диаметра (до 2,5 м) с одной или двумя внутренними жаровыми трубами (табл. 4.3). Передние части жаровых труб являются топками. Варианты схем движения продуктов сгорания показаны на рис. 4.6. Чтобы избежать разрушения кирпичной кладки из-за удлинения котла при его нагревании, ближайшую к поворотной камере чугунную опору делают неподвижной, а другие — подвижными. Котлы работают с горелками ИГК, М-К, ГГВ, групповыми (конструкции Ленгипроинжпроекта).

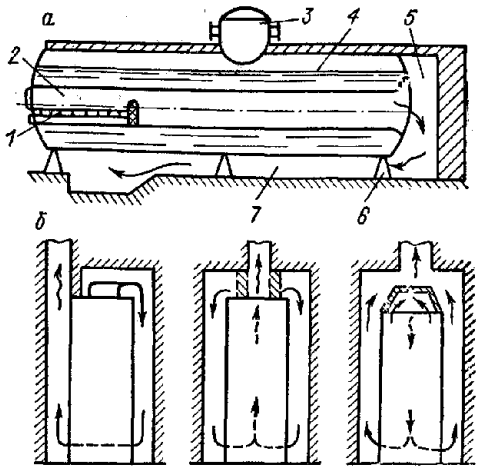


Рис. 4.6. Двухжаротрубный котел.
а — схема котла; *б* — устройство газоходов; *1* — колосниковая решетка; *2* — жаровая труба; *3* — паросборник; *4* — зеркало испарения; *5* — задняя поворотная камера; *6* — опора; *7* — газоход.

Таблица 4.3

Основные технические характеристики жаротрубных и комбинированных котлов

Котел	Паропроизводительность, т/ч	Площадь поверхности нагрева, м²	Кпд, %	Расход газа, м³/ч
С одной трубой	0,9	30,3	85,0	75
То же	1,3	43,0	85,0	105
С двумя трубами	2,4	80,0	88,9 *	190
То же	3,0	100,0	88,0	240
»	3,6	120,0	88,6 *	290
«Кивиыли-I»	0,3	18,0	88,0	24
-II	0,39	25,0	88,0	31
-III	0,54	35,0	88,0	43
-IV	0,78	50,0	88,0	63
-V	1,25	80,0	88,0	100

Примечания. 1. У котлов с двумя жаровыми трубами абсолютное давление пара 9 кгс/см², у остальных — 1,7 кгс/см²; избыточное давление в котле «Кивиыли» на водогрейном режиме 3 кгс/см². 2. Кпд, отмеченные звездочкой, приведены в работе [11].

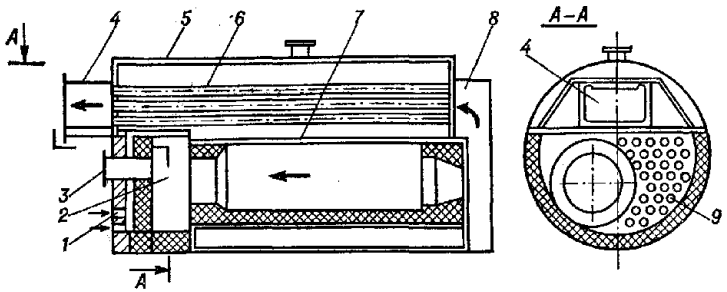


Рис. 4.7. Котел «Кивиыли».
1 — поступление холодного воздуха; *2* — поворотная камера; *3* — взрывной клапан; *4* — патрубок отходящих газов; *5* — корпус котла; *6* — верхний пучок дымогарных труб; *7* — жаровая труба; *8* — передняя камера; *9* — боковой пучок дымогарных труб.

При работе котлов в качестве паровых высота боковых газоходов уменьшается таким образом, чтобы продукты сгорания были ниже уровня воды в котле (зеркала испарения) не менее чем на 0,1 м, во избежание прогорания барабана. Паросборником служит верхняя часть барабана. Благодаря большой вместимости котлы обеспечивают запас горячей воды и потому особенно удобны в котельных с переменным ее потреблением.

Комбинированные котлы. Имеют укороченную жаровую трубу и расположенные за ней газотрубные и водотрубные пучки. К ним относятся паровые котлы старых конструкций, работающие на твердом и газовом топливе (локомобильный, оборотного типа и др.), типа «Кивиыли», а также специальные газовые котлы АВ-2 и АПВ-2.

Котлы «Кивиыли» (рис. 4.7, табл. 4.3) состоят из цилиндрического корпуса, жаровой трубы, смещенной относительно оси котла, двух газотрубных пучков. Продукты сгорания проходят жаровую трубу, по боковому пучку возвращаются к передней дымовой коробке, а затем по верхнему пучку направляются к дымовой трубе.

4.4. ВЕРТИКАЛЬНО-ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ КОТЛЫ

Котлы (табл. 4.4) состоят из концентрически расположенных наружного и внутреннего цилиндров. Цилиндры в нижней части соединены кольцом (уторным) желобчатой или плоской формы. Котлы имеют внутреннюю или выносную топку. Продукты сгорания движутся только вертикально. Котлы работают с горелками форкамерными, ИГК, ГГВ, БИГ и др.

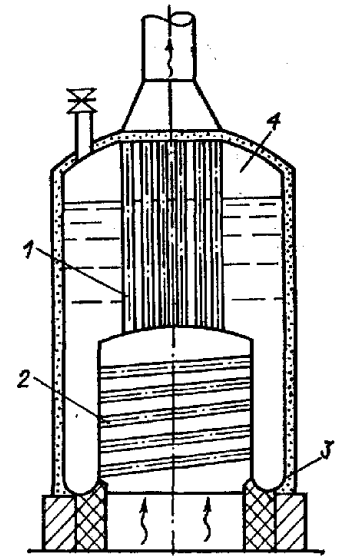


Рис. 4.8. Вертикально-цилиндрический котел (типа ВГД).
1 — дымогарные трубы; *2* — кипятильные трубы; *3* — уторное кольцо; *4* — паровое пространство.

Таблица 4.4

Технические характеристики вертикально-цилиндрических котлов

Котел	Площадь поверхности нагрева, м²	Паропроизводительность, т/ч	Кпд, %	Расход газа, м³/ч
Шухова-1	10,0	0,25	82,0	22,0
Шухова-2	16,5	0,4	82,0	34,0
Шухова-3	25,0	0,7	83,0	60,0
Шухова-4	35,0	0,9	83,0	77,0
ШС-1/8	7,9	0,2	82,0	17,0
ШС-2/8	16,2	0,4	82,0	34,0
ШС-3/8	25,0	0,7	83,0	60,0
ШС-4/8	33,0	1,0	83,0	85,0
ВТКБ	14,5	0,5	82,0	43,0
ВТКБ	21,0	0,7	82,0	60,0
ММЗ-0,4/8	16,5	0,4	84,0 *	34,0
ММЗ-0,8/8	22,0	0,8	84,0 *	67,0
ММЗ-1/8	28,5	1,0	84,0	84,0
ТМЗ-0,4/8	14,5	0,4	84,0	34,0
ТМЗ-1,0/8	32,0	1,0	84,0	84,0
ВГД-16/8	16,0	0,4	83,0	34,0
ВГД-28/8	28,0	0,7	83,9 *	59,0
ВГД-40/8	40,0	1,0	84,0	84,0

Примечания. 1. Рабочее давление пара, кгс/см²: котлы ВК и КП — до 10, Шухова и ВТКБ — до 8. 2. Кпд, отмеченные звездочкой, приведены в [20], остальные приняты условно.

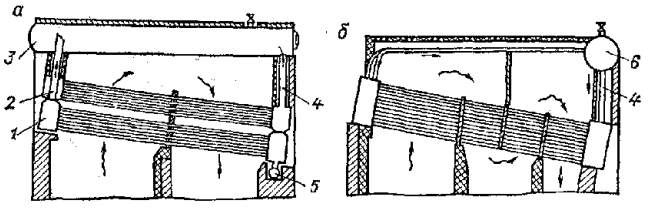


Рис. 4.9. Схемы котлов Шухова (*а*) и Шухова—Берлина (*б*).
1 — секционная головка; *2* — подъемная труба; *3* — барабан; *4* — опускная труба; *5* — грязевик; *6* — поперечный барабан.

На рис. 4.8 показана схема одного из вертикально-цилиндрических котлов (типа ВГД). Другие типы котлов отличаются в основном наличием и расположением водотрубных и газотрубных пучков. Недостатком этих котлов являются ненадежность его нижней части (уторного кольца), где скапливается много шлама и ухудшается теплопередача, а также высокая температура отходящих газов.

4.5. ВОДОТРУБНЫЕ КОТЛЫ

Водотрубные котлы делят на горизонтально- и вертикально-водотрубные, в зависимости от расположения котельных пучков и способа их объединения в единую систему. Ниже приводятся краткие описания и основные сведения о наиболее распространенных котлах старых конструкций. Работают котлы с горелками ГА, ГТВ, БИГ, ГМГМ и др.

4.5.1. Котлы Шухова (рис. 4.9, табл. 4.5). Состоят из отдельных трубных секций, расположенных под небольшим углом к горизонту и включающих два пучка труб, переднюю и заднюю камеры (секционные головки). Камеры соединены подъемной и опускной (циркуляционной) трубами с продольно расположенным барабаном. Пучки труб разделены перегородкой на два газохода.

4.5.2. Котлы Шухова — Берлина (ШБ). В котлах длинный продольный барабан отдельных секций заменен одним барабаном на несколько секций. В этих котлах увеличено число газоходов, что улучшило условия теплопередачи. В некоторых случаях для увеличения паропроизводительности котлы дополнены топочными экранами.

4.5.3. Котлы КРШ (табл. 4.5). Состоят из верхнего и нижнего барабанов одинакового размера, расположенных параллельно стенке котла, потолочного, фронтового, а в некоторых случаях и боковых экранов, конвективного пучка труб, присоединенных к барабанам, смещенным по вертикали относительно друг друга. Котельный пучок отделен от топки перегородкой из шамотного кирпича и разделен на три газохода вертикальными перегородками из торкретной массы.

Потолочный экран питается водой, идущей из нижнего барабана в коллектор экрана по двум трубам, рас-

Таблица 4.5

Основные характеристики паровых водотрубных котлов

Котел	Паропроизводительность, т/ч	Площадь поверхности нагрева, м²				Кпд, %	Расход газа, м³/ч
		общая	радиационная	конвективная	пароперегреватель		
Шухова	1,9	76,0	—	—	—	90,0	140
»	3,8	152,0	—	—	—	90,0	280
»	5,7	228,0	—	—	—	90,8 *	415
»	7,6	304,0	—	—	—	91,7 *	550
»	9,5	380,0	—	—	—	91,0	680
ШБ-А2	2,4	72,3	2,3	70,0	—	89,0	180
ШБ-А3	3,6	108,3	3,3	105,0	18,8	89,9 *	295
ШБ-А5	6,0	180,2	5,2	175,0	27,6	91,0	485
ШБ-А7	8,4	252,1	7,1	245,0	38,3	91,3 *	680
КРШ-2-8	2,0	100,0	8,5	91,5	—	88,0	150
КРШ-4-13	4,0	200,0	17,1	182,9	—	88,9 *	295
КРШ-4-13-350	4,0	206,0	17,1	154,9	34,0	89,0	340
КРШ-6,5-13	6,5	240,0	20,0	220,0	—	89,0	480
КРШ-6,5-13-350	6,5	252,0	20,0	180,0	52,0	89,0	560
ВВД-80-13	2,0	80,0	9,2	70,8	—	90,0	150
ВВД-140-13	4,0	140,0	16,4	123,6	25	93,3 *	290
ВВД-200-13	6,5	200,0	23,0	177,0	48	90,0	480
ДКВР-2,5-13	3,75	74,7	16,7	58,0	—	90,1	280
ДКВР-4-13	6,0	120,0	21,0	99,0	—	90,6	446
ДКВР-4-13-250		117,5	21,0	88,0	8,5	89,9	470
ДКВР-6,5-13	9,75	198,0	27,0	171,0	—	91,8	721
ДКВР-6,5-13-250		188,6	27,0	151,0	10,6	90,5	770
ДКВР-10-13	15,0	251,6	49,6	202,0	—	91,3	1105
ДКВР-10-13-250		242,7	49,6	176,0	17,1	90,5	1180
ДКВР-20-13	28,0	360,7	59,7	301,0	—	92,1	2060
ДКВР-20-13-250		377,7	59,7	284,0	34,0	91,6	2180

Примечания. 1. Кпд, отмеченные звездочкой, приведены в [11]; у остальных котлов, кроме ДКВР, кпд приняты условно. 2. Расход газа определен при температуре питательной воды 100 °С. 3. Расход газа для котлов ДКВР определен для увеличенной паропроизводительности при работе на газовом топливе по сравнению с указанной в обозначении котла.

положенным вне обмуровки. При установке пароперегревателя часть труб первого газохода удаляют, а на их место устанавливают пакет труб пароперегревателя.

4.5.4. Котлы ВВД и ТВД (табл. 4.5). Барабаны расположены по одной вертикальной оси параллельно фронтовой стенке. Котлы ТВД выполнялись в виде одного транспортабельного блока, кроме того, в них несколько по-иному по сравнению с котлами ВВД размещены экраны и газоходы. Изготовлялись котлы с экранами и без экранов.

4.5.5. Котлы ДКВР. Имеют несколько модификаций (табл. 4.5). Барабаны котлов расположены по продольной оси. В котлах ДКВР-2,5-13, -4 и -6,5 верхний барабан длиннее нижнего и часть его расположена над топкой (рис. 4.10). Поверхности барабана, обращенные в топку, предохраняют от перегрева слоем торкрета. В котлах ДКВР-10-13 и -20-13 верхний барабан укорочен и в пределы топки не выступает. *

Передняя часть верхнего барабана соединена с двумя коллекторами гнутыми трубами, ввальцованными в барабан и приваренными к коллекторам и образующими боковые экраны. Передняя часть барабана соединена с коллекторами также опускными трубами, расположенными в обмуровке. Они служат для питания экранов и одновременно являются дополнительными опорами для верхнего барабана. Задняя часть верхнего барабана соединена с нижним барабаном пучком кипятильных труб. Котлы производительностью 10 т/ч дополнительно имеют экраны на фронтовой и задней стенках топки.

В котлах производительностью до 10 т/ч включительно за топкой расположена камера догорания, предназначенная для того, чтобы избежать затягивания пламени в конвективный пучок, а также для уменьшения химической неполноты сгорания и уноса несгоревших частиц при работе на твердом топливе. Продукты сгорания из топки уходят в камеру догорания через проем в правой части разделительной стенки, затем проходят через два газохода, образованные вертикальной чугунной перегородкой, и далее направляются к хвостовым поверхностям нагрева.

---

* В настоящее время котлы обозначаются буквой Е, а давление указывается абсолютное (например, Е-10-14).

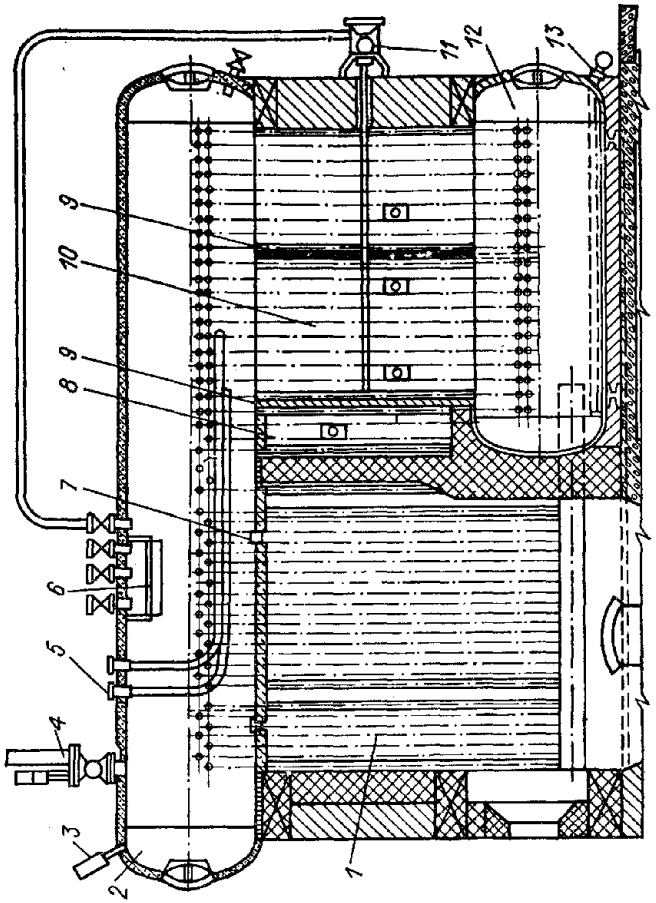


Рис. 4.10. Котел ДКВР-6,5-13.
1 — экранные трубы; *2* — верхний барабан; *3* — манометр; *4* — предохранительные клапаны; *5* — подвод питательной воды; *6* — сепаратор; *7* — легкоплавкая пробка; *8* — камера догорания; *9* — перегородки; *10* — котельный пучок; *11* — обдувочное устройство; *12* — нижний барабан; *13* — продувочный трубопровод.

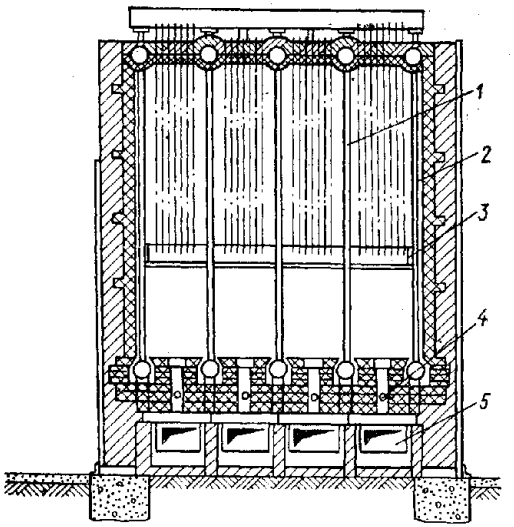


Рис. 4.11. Котел ТВГ-8м.
1 — двухсветный экран; *2* — боковой экран; *3* — коллектор фронтовой части экрана; *4* — подовая горелка; *5* — воздушный канал.

Котлы производительностью 2,5—6,5 т/ч выполняют в низкой компоновке и монтируют в тяжелой обмуровке или в облегченной с обшивкой. Котлы ДКВР-10 могут быть в низкой и в высокой компоновках, а ДКВР-20 — в высокой компоновке с облегченной обмуровкой и обшивкой. В этом котле схема движения продуктов сгорания пролетная (без горизонтального разворота). Котлы работают с горелками ГА, ГГВ, ИГК, БИГ; наиболее широко применяются газомазутные горелки.

Паропроизводительность, указанная в обозначении котлов, соответствует условиям работы на твердом топливе. При работе на газовом топливе паропроизводительность может быть увеличена на 50 % (ДКВР-20 — на 40 %) при следующих условиях: докотловой обработке воды и безнакипном состоянии поверхностей нагрева; при температуре питательной воды, близкой к 50 °С; торкретировании поверхности верхнего барабана, обращенной в топку и камеру догорания; поддержании температуры продуктов сгорания за котельным пучком не выше 400—500 °С (по условиям циркуляции в котле и вскипания воды в чугунных экономайзерах).

4.6. ГАЗОВЫЕ И ГАЗОМАЗУТНЫЕ КОТЛЫ

4.6.1. Котлы ТВГ и КВ-Г (рис. 4.11, табл. 4.6). Имеют топочную камеру, разделенную на отсеки двухсветными экранами. Экраны состоят из прямых вертикальных труб, соединенных нижним и верхним коллекторами, и обогреваются продуктами сгорания с двух сторон. Кроме того, в топочной камере размещены боковые и потолочные экраны.

В каждом отсеке между экранами по всей длине топки установлены подовые горелки, к которым воздух поступает от дутьевого вентилятора. Продукты сгорания из

Таблица 4.6

Технические характеристики газовых и газомазутных котлов

Котел	Площадь поверхности нагрева, м²			Расчетные характеристики	
	общая	радиационная	конвективная	Кпд, %	Расход газа, м³/ч
ТВГ-1,5	41,0	17,8	23,2	88,0	200
ТВГ-2,5	68,4	26,9	41,5	88,6	333
ТВГ-4Р	90,3	35,5	54,8	90,5	560
ТВГ-8М	185,6	76,0	109,6	90,3	1 100
КВ-Г-4,65	87,0	—	—	91,0	516
КВ-Г-7,56	150,0	—	—	91,0	840
ПТВМ-30М	822,0	129,0	693,0	91,0	5 200
ПТВМ-50	1238,0	138,0	1110,0	89,6	6 600
ПТВМ-100	3184,0	224,0	2960,0	88,6	14 100
КВ-ГМ-4	127,3	38,6	88,7	90,5	515
КВ-ГМ-6,5	199,3	48,9	150,4	91,7	830
КВ-ГМ-10	295,1	73,6	221,5	91,9	1 290
КВ-ГМ-20	513,0	105,6	406,5	91,9	2 580
КВ-ГМ-30	719,5	126,9	592,6	91,2	3 960
КВ-ГМ-50	1468,0	245,0	1223,0	92,6	6 260
КВ-ГМ-100	2710,0	325,0	2385,0	92,7	12 520
ДЕ-4-14ГМ	70,3	21,8	48,5	90,3	304
ДЕ-6,5-14ГМ	95,9	27,9	68,0	90,7	489
ДЕ-10-14ГМ (Е-10-14ГМ)	156,7	39,0	117,7	92,1	743
ДЕ-16-14ГМ (Е-16-14ГМ)	204,1	48,1	156,0	91,8	1 194
ДЕ-25-14ГМ (Е-25-14ГМ)	265,2	56,7	208,5	92,8	1 840
ГМ-50-14 (Е-50-12ГМ)	537,0	190,0	347,0	91,0	3 660
АПВ-2 (АВ-2)	218,0	23,0	195,0	91,0	900
ММЗ-1Г (Е-1/9-1Г)	30,0	—	—	80,0	90
Е-1,0-9-2Г	30,0	—	—	88,0	84
МЗК-7АГ (Е-1-9Г)	17,1	—	—	86,0	82
МЗК-8Г (Е-0,4-9Г)	7,4	—	—	86,0	33
КСГМ	20,0	—	—	90,0	131
КПА-500Г	11,7	—	—	80,0	45

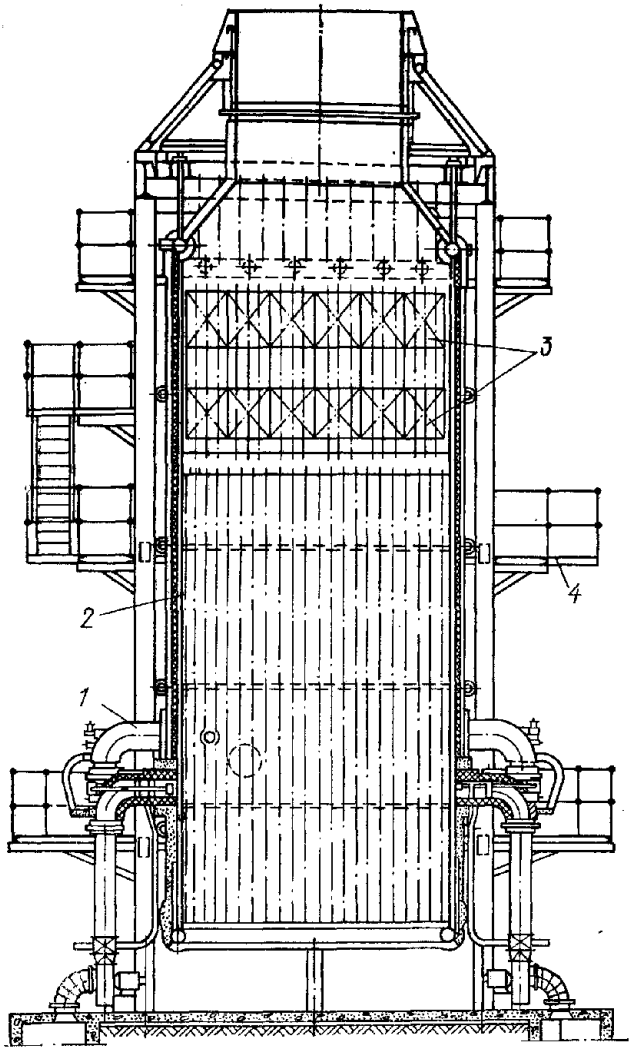


Рис. 4.12. Котел ПТВМ-50.
1 — горелка; *2* — экранные трубы; *3* — конвективные поверхности нагрева; *4* — рабочая площадка.

верхней части топочной камеры поступают в газоход, где расположена конвективная поверхность нагрева, состоящая из змеевиковых секций. Отводятся газы индивидуальным дымососом.

Котлы работают с принудительной циркуляцией воды, снабжены автоматикой регулирования и защиты. Без принудительной подачи воздуха к горелкам котлы могут удовлетворительно работать при производительности до 40 % от номинальной.

Котлы КВ-Г-4,65 и КВ-Г-7,56 имеют производительность соответственно 4 и 6,5 Гкал/ч. Конструктивно эти котлы схожи с котлами ТВГ. Топки котлов разделены двумя двухсветными экранами на три отсека. Увеличение поверхности нагрева котла КВ-Г-7,56 достигнуто в основном за счет его длины. Данные по горелкам приведены в разд. 5.3.1.

4.6.2. Котлы ПТВМ (рис. 4.12, табл. 4.6). Состоят из полностью экранированной топки, имеющей форму прямоугольной шахты, и конвективной части, составленной из пакетов трубчатых змеевиков. Котлы ПТВМ-50 и ПТВМ-100 — башенного типа, и конвективная часть в них расположена над топкой. Котлы имеют самостоятельные дымовые трубы, которые расположены непосредственно над котлами и крепятся к их каркасу. Котлы ПТВМ-30М имеют П-образную форму, и конвективная часть в них расположена во втором газоходе. Теплопроизводительность этого котла при работе на газовом топливе достигает 40 Гкал/ч. Данные по горелкам приведены в разд. 5.3.16.

Котлы работают по прямоточной схеме. В котлах ПТВМ-50 и -100 предусмотрены два режима движения воды: основной и пиковый. В основном режиме вода проходит половину конвективной части, радиационную часть и вторую половину конвективной части. В пиковом режиме вода проходит через боковые экраны, конвективную часть, затем двумя потоками проходит задний и фронтовой экраны и поступает в сборный трубопровод.

Котлы имеют легкую натрубную обмуровку, состоящую из плетеной металлической сетки со слоем шамотобетона (20 мм), матрицы из минеральной ваты (80 мм), магнезиальной штукатурки (10 мм), крафт-бумаги и тонкого слоя газонепроницаемой обмазки.

4.6.3. Котлы Е-1/9-1Г и Е-1,0-9-2Г. Барабаны котла Е-1/9-1Г (рис. 4.13, табл. 4.6) расположены по одной

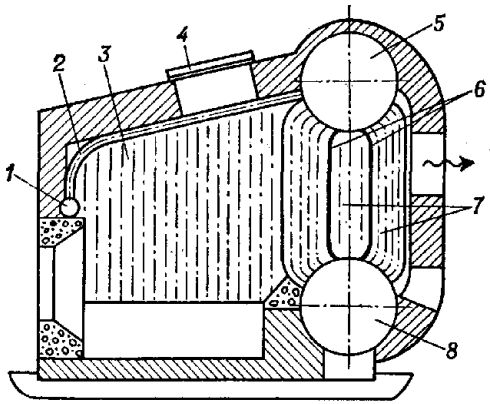


Рис. 4.13. Котел Е-1/9-1Г.
1 — коллектор потолочного экрана; *2* — потолочный экран; *3* — боковой экран; *4* — предохранительный клапан; *5* — верхний барабан; *6* — перегородка из жаростойкой стали; *7* — котельный пучок; *8* — нижний барабан.

вертикальной оси. Котельный пучок разделен двумя перегородками из жаростойкой стали, образующими газоходы. Топка имеет боковые и верхние экраны и отделена от конвективной части небольшим порогом. В котлах последних лет изготовления этот порог не делается.

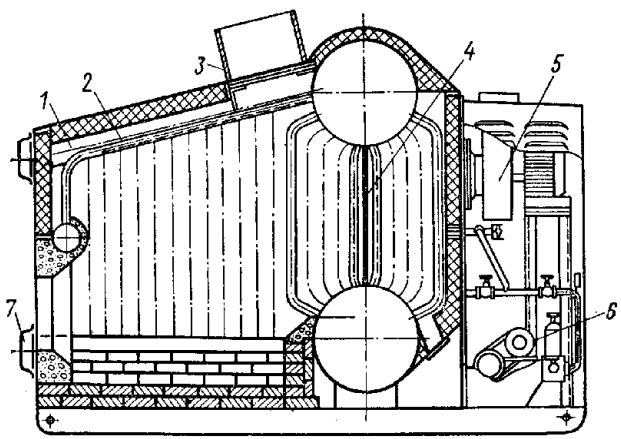


Рис. 4.14. Котел Е-1,0-9-2Г.
1, 7 — коллекторы боковых экранов; *2* — потолочный экран; *3* — предохранительный клапан; *4* — перегородка из жаростойкой стали; *5* — тяговое устройство; *6* — система питания.

Нижние коллекторы боковых экранов защищены от перегрева огнеупорной футеровкой.

Обмуровка котла состоит из прилегающих непосредственно к трубам легковесных огнеупорных плит, покрытых газоуплотнительной обмазкой и защищенных стальной обшивкой. Практика показала, что в ряде случаев котел работает с кпд ниже расчетного из-за значительных присосов воздуха в топку и газоходы при недостаточной плотности обмуровки.

Каждый котел оборудован одной горелкой Г-1,0 (тепловая мощность ~1 Гкал/ч, разд. 5.3.10), индивидуальным вентилятором среднего давления Ц-13-50-2 для подачи воздуха в горелку и индивидуальным дымососом Д-3,5.

Мощность горелки значительно превышает необходимую для данного котла (при кпд котла 0,86 горелка обеспечивает получение ~0,85 Гкал/ч вместо требуемых для выработки 1 т пара ~0,65 Гкал/ч). Это вынуждает персонал переходить на ручное обслуживание котла, когда расход пара меньше 500 кг/ч. Потребность в теплоте в этом случае окажется меньше нижнего предела работы автоматики регулирования (40 % от номинальной мощности).

Котел Е-1,0-9-2Г (рис. 4.14, табл. 4.6), как и котел Е-1/9-1Г, состоит из соединенных котельным пучком двух барабанов, оси которых находятся в одной вертикальной плоскости. В топке расположены: два боковых экрана, включенные в циркуляционный контур через верхний и нижний коллекторы, вваренные в барабаны; верхний экран, вваренный в верхний барабан, и фронтовый коллектор. Трубы котельного пучка разделены перегородкой из жаростойкой стали на два газохода.

Теплоизоляция котла, выполненная из одного слоя минеральных матов, а также декоративная обшивка крепятся к сварному каркасу, изготовленному из уголков. Фронт котла до уровня поперечного коллектора залит огнеупорным бетоном.

На котле установлена горелка типа Г-1,0-К с дутьевым вентилятором типа ВД-2,7 левого вращения. Для удаления продуктов сгорания применен дымосос типа Д-3,5. Котел комплектуется системой управления КСУ-2П-1Г.

4.6.4. Котлы КВ-ГМ (табл. 4.6). Имеют три унифицированные серии следующей производительности, Гкал/ч:

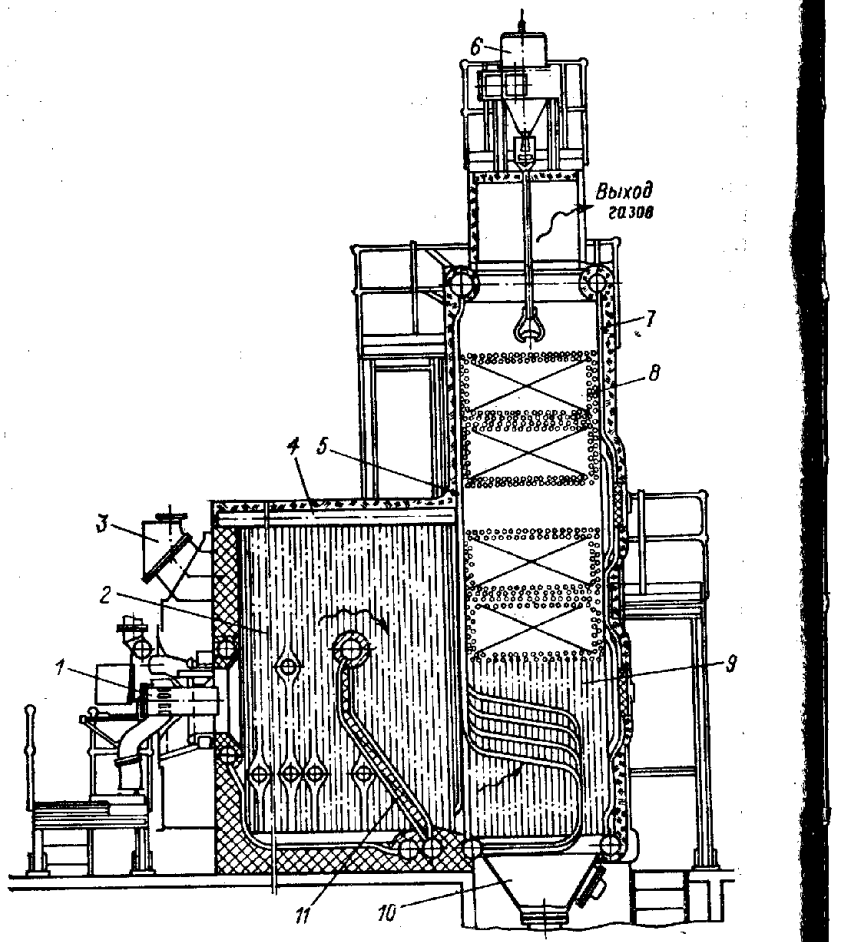


Рис. 4.15. Котел КВ-ГМ-10.
1 — горелка; *2* — боковой экран; *3* — предохранительный клапан; *4* — коллектор бокового экрана; *5* — задний экран топки; *6* — дробеочистная установка; *7* — задний экран конвективной шахты; *8* — конвективная поверхность нагрева; *9* — боковой экран конвективной шахты; *10* — бункер дробеочистки; *11* — промежуточная экранированная стенка топки.

4 и 6,5; 10, 20 и 30; 50 и 100. В котлах КВ-ГМ-4 и -6,5 боковые и задняя стенки, верх и под топки экранированы. Конвективная поверхность расположена в шахте за разделительной стенкой и состоит из двух пакетов, набираемых из U-образных ширм. Потолок и боковые стенки конвективной шахты также экранированы. В ле-

вой стенке топки и в задней стенке конвективной шахты имеются лазы.

Конструктивной особенностью котлов КВ-ГМ-10 (рис. 4.15), -20 и -30 является наличие в топке промежуточного экрана из двух рядов труб с газоплотной перегородкой между ними. Экран делит топку на две неравные части, меньшая из которых является камерой догорания. Продукты сгорания проходят через промежуточный экран, поступают в нижнюю часть конвективной шахты и (в отличие от котлов КВ-ГМ-4 и -6,5) отводятся из верхней части шахты. В конвективной шахте расположены два пакета поверхностей нагрева, а стены шахты экранированы. Стенка между топкой и конвективной шахтой цельносварная.

Котлы КВ-ГМ-50 и -100 П-образной компоновки и различаются размерами топочной камеры и конвективной шахты. Котлы приподняты над полом и расположены на опорной конструкции. Газы выходят из котла в нижней части конвективной шахты. Все котлы КВ-ГМ оборудованы газомутными горелками типа РГМГ.

Обмуровка котлов облегченная, состоящая из шамотобетона, минераловатных плит и магнезиальной обмазки. Крепится обмуровка к трубам с помощью штырей с шайбами и плетеной сетки.

4.6.5. Котлы ДЕ (рис. 4.16, табл. 4.6). В отличие от других рассмотренных выше вертикально-водотрубных котлов у котлов ДЕ топка и котельный пучок расположены рядом, если смотреть с фронта котла. В топке экранированы фронтовая, боковая и задняя стенки, потолок и под.

В котлах различной производительности различная длина топки при одинаковой ширине и высоте ее. Обращенные в топку поверхности барабанов защищены от перегрева фасонным шамотным кирпичом и шамотобетонной обмазкой.

Котельный пучок состоит из коридорно расставленных вертикальных труб, ввальцованных в барабан. От топки конвективный пучок отделен перегородкой из труб, поставленных вплотную и сваренных между собой. В задней части стенки имеется окно для выхода продуктов сгорания из топки. В котлах ДЕ-4, -6,5 и -10 конвективный пучок разделен тремя перегородками; в котле ДЕ-16 одна ступенчатая продольная перегородка, разделяющая пучок на два газохода; котел ДЕ-25 перегородок в конвективном пучке не имеет.

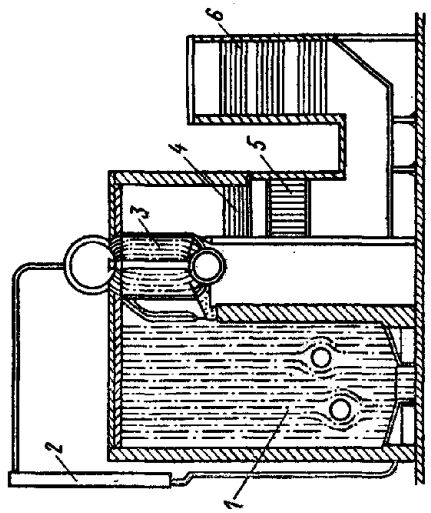


Рис. 4.17. Схема котла ГМ-50-14.
1 — топочная камера; *2* — выносной циклон; *3* — котельный пучок; *4* — пароперегреватель; *5* — трубчатый воздухоподогреватель; *6* — чугунный экономайзер.

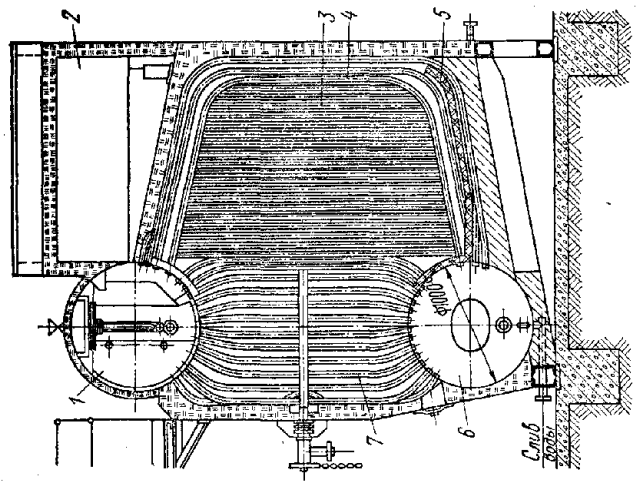


Рис. 4.16. Котел ДЕ.
1 — верхний барабан; *2* — горизонтальный газоход; *3* — топочная камера; *4* — боковой экран; *5* — огнеупорный кирпич; *6* — нижний барабан; *7* — котельный пучок.

Помимо указанных в табл. 4.6 имеются модификации котлов типа ДЕ с давлением пара 24 кгс/см² (10-24ГМ, 16-24ГМ, 25-24ГМ) и с пароперегревателями (16-14-225ГМ, 16-24-250ГМ, 25-14-225ГМ, 24-24-250ГМ).

Котлы оборудованы горелками типа ГМ, а котел ДЕ-25-14 — горелкой ГМП. Продукты сгорания в котле ДЕ-16 выходят из котельного пучка через проем в задней стенке и направляются во встроенный экономайзер; в остальных котлах — через проем в передней стенке и по газоходу на фронте котла поступают в горизонтальный газоход над топкой, на котором имеются взрывные клапаны.

4.6.6. Котлы Е-25-14 и Е-50-14ГМ. Котлы Е-25-14 имеют две модификации — с пароперегревателем (до 250 °С) и без него. Котлы двухбарабанные, П-образной формы с естественной циркуляцией. Топочная камера полностью экранирована, а экраны разделены на три самостоятельных контура. В горизонтальном газоходе расположен конвективный пароперегреватель (если он имеется) вертикального типа и котельный пучок. В конвективной шахте последовательно расположены воздухоподогреватель (одноходовой по воздуху и газу) и чугунный экономайзер (двухходовой по газу и воде). Температура питательной воды 100 °С; солесодержание в воде не более 250 мг/л.

Котел Е-50-14ГМ (ГМ-50-14) (табл. 4.6) имеет две модификации — с пароперегревателем и без него. Топочная камера полностью экранирована и имеет восемь самостоятельных контуров. В отличие от котла Е-25-14 в этом котле пароперегреватель (если он имеется) расположен в конвективной шахте, где и воздухоподогреватель, а водяной экономайзер установлен за котлом отдельной колонкой (рис. 4.17).

4.6.7. Котлы АПВ-2 и АВ-2 (табл. 4.6). Автоматизированные котлы состоят из цилиндрического барабана с плоскими отбортованными днищами, жаровой трубы, расположенной по оси барабана, и газотрубных пучков. Продукты сгорания проходят по жаровой трубе, далее по пучку труб, расположенному в нижней части барабана, к передней камере и по двум пучкам труб, находящихся по обе стороны жаровой трубы, в выходную камеру, присоединенную к заднему днищу барабана. Удаляются газы через патрубок в верхней части выходной камеры.

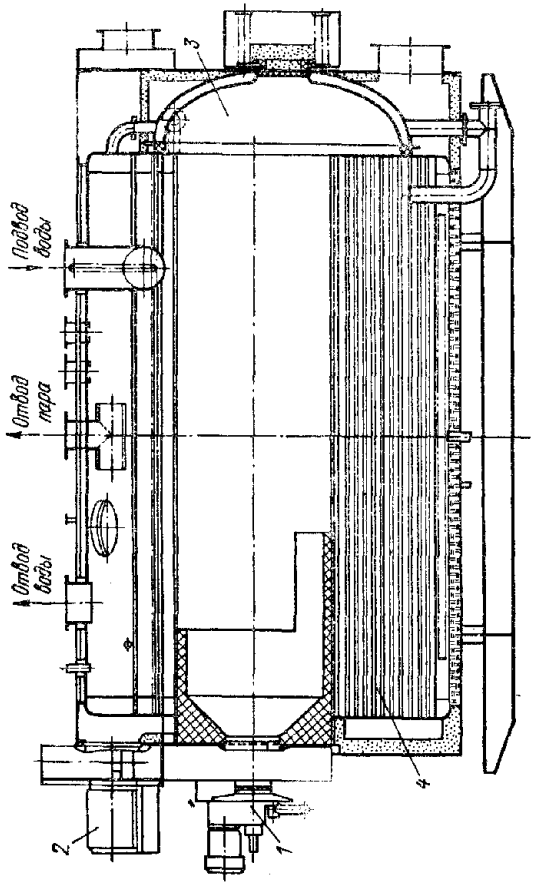


Рис. 4.18. Котел АПВ-2.
1 — горелка; *2* — средний уровень воды при паровом режиме; *3* — задняя поворотная камера; *4* — нижние дымогарные трубы.

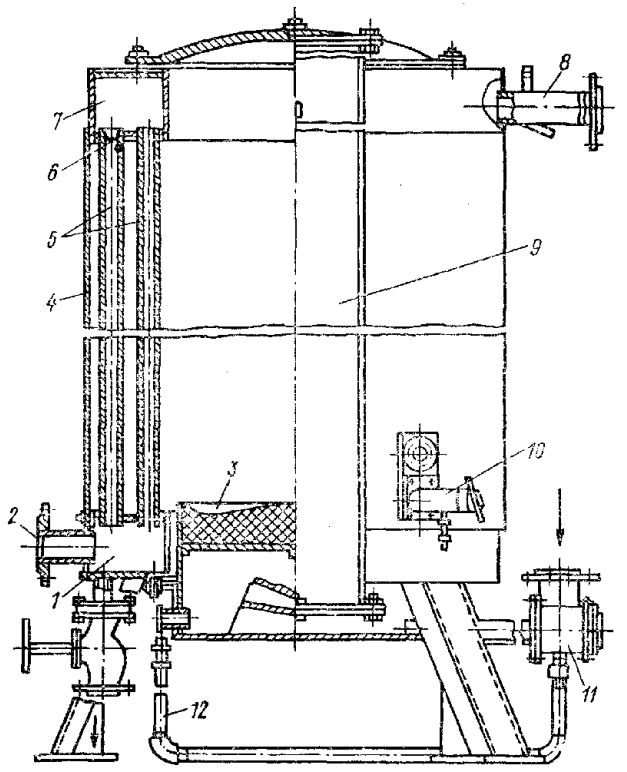


Рис. 4.19. Котел КСГМ.
1, 7 — нижняя и верхняя кольцевые камеры; *2* — поступление питательной воды; *3* — огневой насадок горелки; *4* — кожух; *5* — трубы; *6* — шайбы; *8* — нагретая вода; *9* — газоотводящий патрубок; *10* — запальное отверстие; *11* — инжектор горелки; *12* — трубопровод рециркуляции.

Котел АПВ-2 (рис. 4.18) рассчитан на получение 12 т/ч насыщенного пара при температуре питательной воды 100 °С. Котел АВ рассчитан на получение горячей воды с температурой 95 °С при температуре питательной воды 75 °С (7 Гкал/ч). Котлы предназначены для использования главным образом в теплицах.

4.6.8. Котел КСГМ (рис. 4.19, табл. 4.6). Состоит из двух кольцевых камер, соединенных между собой вертикальными трубами, расположенными по двум окружностям. Трубы с наваренными на них плавниками образуют два газохода: между внутренним и наружным рядами труб и между наружным рядом и кожухом. **Газо-**

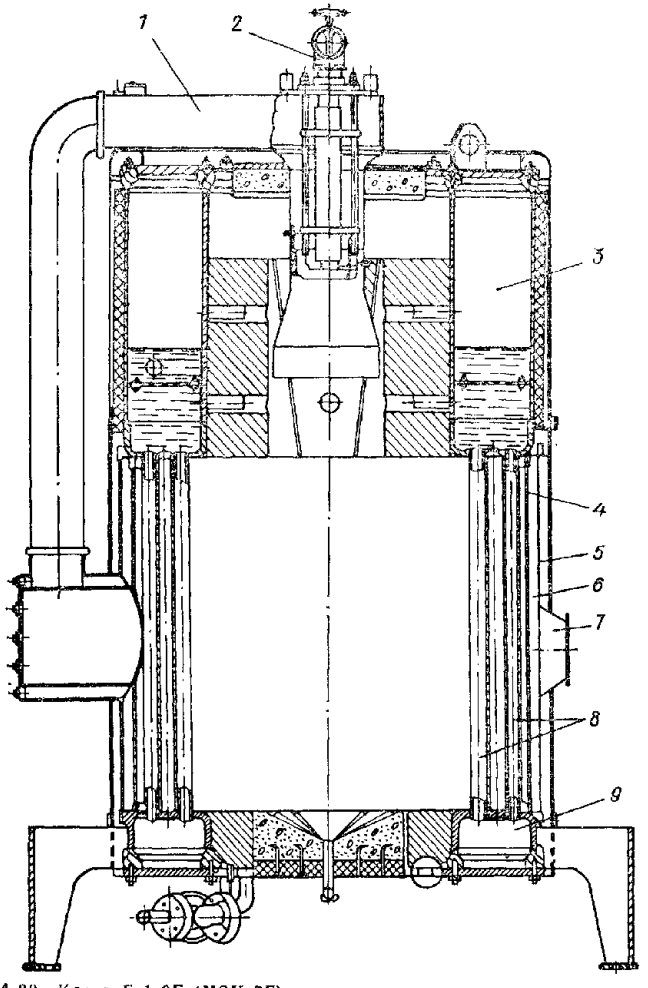


Рис. 4.20. Котел Е-1-9Г (МЗК-7Г).
1 — воздушный регистр; *2* — горелки; *3* — верхний коллектор; *4* — внутренняя обшивка; *5* — наружная обшивка; *6* — воздушный канал; *7* — патрубок для присоединения вентилятора; *8* — трубы поверхности нагрева; *9* — нижний коллектор.

горелочное устройство котла приведено в разд. 5.3.11. Максимальная производительность котла 1 Гкал/ч.

Нагреваемая вода входит в нижнюю камеру и выходит из верхней. В трубы внешней окружности со стороны верхней камеры установлены шайбы для увеличения

сопротивления. Наружную изоляцию котла при отсутствии декоративного кожуха выполняют на монтажной площадке из асбозурита (или подобного ему материала) толщиной 60—70 мм, который покрывают мешковиной, затем грунтуют и окрашивают.

4.6.9. Котлы Е-1-9Г и Е-0,4-9Г (рис. 4.20, табл. 4.6). Рассчитаны на получение соответственно 1 и 0,4 т/ч пара давлением до 7 кгс/см². Каждый котел состоит из двух кольцевых камер, соединенных между собой вертикальными трубами, расположенными в шахматном порядке по окружностям. Цилиндрической формы топка образована внутренним рядом труб с приваренными к ним плавниками. Часть труб расположена с зазорами, и продукты сгорания в этом месте выходят из топки в конвективный газоход и далее в общий дымоотводящий газоход котла.

Особенностью котлов является установка горелки (типа Г-1,0 или Г-0,4) в верхней части котла с направлением газового факела сверху вниз. Воздух, подаваемый вентилятором среднего давления ВД-2,7, поступает в кольцевой зазор между внутренней жаростойкой и наружной съемной стальной обшивками и нагретым через воздухопровод и воздушный регистр к горелке.

Топка находится под избыточным давлением 20—40 кгс/м². Увеличение давления в топке выше 40—50 кгс/м² свидетельствует об увеличении сопротивления газового тракта, вызванного загрязнением поверхностей нагрева в конвективном газоходе. При наличии неплотностей в обшивке возможно появление дымления. Неплотности должны быть промазаны газоуплотнительной замазкой.

Котлы укомплектованы системой автоматического регулирования, управления и защиты, питательным насосом, вентилятором с электродвигателем. Температура питательной воды 50 °С.

4.6.10. Котел КПА-500Г (рис. 4.21, табл. 4.6). Состоит из наружной и внутренней цилиндрических секций, имеющих форму плотно навитых змеевиков, соединенных последовательно. Горелка закреплена на верхней крышке котла, факел направлен сверху вниз. Воздух подается вентилятором в кольцевой зазор между кожухом и корпусом котла, нагревается, поднимаясь вверх, и поступает в горелку. Продукты сгорания в топке опускаются вниз, затем поднимаются между змеевиками, еще раз опускаются вниз между наружным змеевиком

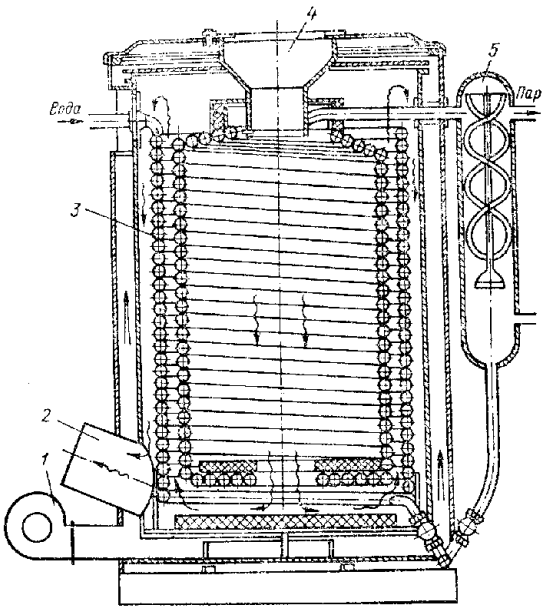


Рис. 4.21. Котел КПА-500Г.
1 — вентилятор; *2* — патрубок отходящих газов; *3* — змеевик поверхности нагрева; *4* — место установки горелки; *5* — сепаратор

и корпусом котла и через патрубок отводятся к дымовой трубе.

Каждый котел укомплектован водоумягчительной установкой, сепаратором пара, в котором отделяются капельки воды и твердые нерастворенные частицы, баком конденсата. Вода из бака подается в котел с помощью поршневого насоса. Температура питательной воды 65—80 °С.

В комплект оборудования входит газорегуляторная установка для поддержания необходимого давления газа перед котлом. В ряде случаев котел присоединен к сетям низкого давления, в которых наблюдаются постоянные колебания давления, что вызывает неустойчивую работу котла.

Предусмотренных на котле средств измерений недостаточно для контроля режимов его работы.

4.7. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ И ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

Снижению потерь теплоты с отходящими газами следует уделять большое внимание. Очень важным является обеспечение эффективной работы хвостовых поверхностей там, где они имеются, и устройство их в тех котельных, где они отсутствуют. Экономия топлива за счет работы хвостовых поверхностей составляет 4—7 %, и единовременные затраты окупаются в короткие сроки.

Поверхностные экономайзеры. Различают по следующим признакам: назначение — питательные (нагрев воды для питания котлов, индекс «П») и теплофикационные (нагрев воды, идущий в систему отопления и горячего водоснабжения, индекс «Т»); материал конструкции — чугунные и стальные; схема присоединения и степень нагрева воды — «кипящего» и «некипящего» типа; расположение относительно котлов — индивидуальные и групповые. Последние допускается проектировать в виде исключения при реконструкции котельной.

Индивидуальные экономайзеры проектируют неотключаемыми. При этом на входе воды в экономайзер предусматриваются автоматические регуляторы, обеспечивающие непрерывное питание котла.

Теплофикационные экономайзеры допускается переключать с нагрева воды для закрытых систем теплоснабжения на нагрев питательной воды котлов, но питательные экономайзеры переключать на нагрев воды для открытых систем теплоснабжения или систем горячего водоснабжения не допускается.

Чугунные экономайзеры компонуют с котлами, давление в которых не превышает 24 кгс/см^2. Эти экономайзеры бывают только «некипящего» типа. При этом температура на входе в экономайзер должна быть на 5—10 °С выше температуры точки росы отходящих газов, а на выходе из экономайзера — на 40 °С ниже температуры насыщенного пара, соответствующего давлению в котле, при групповом и на 20 °С при индивидуальном экономайзере. Во избежание вскипания воды температура продуктов сгорания за котлом не должна превышать 400 °С.

Чугунные экономайзеры типа ВТИ собирают из ребристых труб. Несколько горизонтальных рядов труб (до восьми) образуют группу, а группы собирают в одну

или две колонны, разделенные металлической перегородкой. Экономайзер собирают в каркасе с глухими стенками, состоящими из теплоизоляционных плит, обшитых металлическими листами и съемными щитами. В блоки встроены стационарные обдувочные устройства. Характеристики чугунных блочных экономайзеров применительно к котлам ДКВР и ДЕ приведены в табл. 4.7.

В питательных одноколонковых и двухколонковых экономайзерах вода должна направляться снизу вверх в каждой колонке. В двухколонковых экономайзерах холодную воду следует подводить во вторую по ходу газов колонку.

Во время работы «некипящего» экономайзера нельзя допускать вскипания в нем воды, что может произойти при недостаточном расходе воды через него и при открытом вентиле на байпасе по воде. Вскипание воды приводит к гидравлическим ударам, а также к образованию трещин в ребристых трубах из-за неравномерного прогрева, при наличии в них и воды, и пара.

Стальные экономайзеры, применяемые для котлов с избыточным давлением пара свыше 24 кгс/см^2, представляют собой несколько секций змеевиков, изготовленных

Таблица 4.7

Технические характеристики блочных чугунных экономайзеров типа ВТИ применительно к котлам ДКВР

Экономайзер	Типоразмер котла	Число труб в ряду	Число рядов по группам	Число групп в колонке	Масса, т
ЭП2-94	2,5-13	2	4+4	2	4,04
ЭП2-142	4-13	3	4+4	2	5,42
ЭП2-236	6,5-13	5	4+4	2	8,18
ЭП1-236	6,5-13	5	4+8+4	3	8,68
ЭП1-330	10-13	7	4+8+4	3	11,45
ЭП1-646	20-13	9	4+8+4	3	20,5
ЭП1-808	20-13	9	4+8+8	3	25,5
ЭТ2-71	2,5-13	2	4+2	2	3,51
ЭТ2-106	4-13	3	4+2	2	4,58
ЭТ2-177	6,5-13	5	4+2	2	6,75
ЭТ1-177	6,5-13	5	4+8	2	6,67
ЭТ1-248	10-13	7	4+8	2	8,80
ЭТ1-646	20-13	9	4+8+4	3	20,5

Примечания. 1. Обозначения типа экономайзера: П — питательный; Т — теплофикационный; цифры 1,2 — число колонок, площадь поверхности нагрева. 2. Длина труб ЭП1-646 и ЭП1-808—3000, а остальных — 2000 мм.

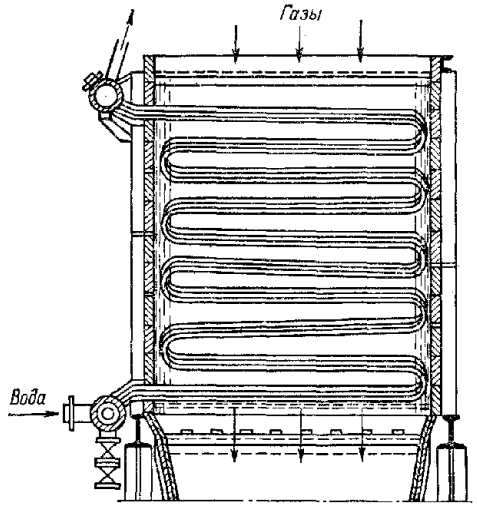


Рис. 4.22. Стальной змеевиковый экономайзер.

из труб ∅ 28—38 мм с толщиной стенки 3 или 4 мм. Пример стального змеевикового экономайзера приведен на рис. 4.22′. Змеевики стальных экономайзеров типовых конструкций изготавливают длиной 1820 мм. Отдельные пакеты змеевиков не должны иметь более 25 рядов и высоту более 1,5 м. Между пакетами предусмотрены разрывы 550—600 мм для размещения обдувочных устройств. Стальные экономайзеры также бывают «некипящего» и «кипящего» типа. В последних допускается вскипание и частичное испарение (до 25 %) питательной воды. Температура воды на входе в стальной экономайзер должна быть не ниже 65 °С. Характеристика стальных экономайзеров типа БВЭС приведена в табл. 4.8.

В теплоутилизаторе, разработанном применительно к котлам ДЕ-10-14ГМ (выпускаются Калориферным заводом Минстройдормаша, г. Кострома), в качестве теплообменного элемента использован калорифер КСк-4-11-01 № 11 (поверхность нагрева 90 м^2). Теплоутилизатор устанавливают между экономайзером и дымососом (рис. 4.23). Отходящие газы с температурой 120 °С (средняя за год) распределительным клапаном разделяются на два потока: один (70 % от общего объема) проходит через сетчатый фильтр и далее через калорифер; другой поток направляется по обводному газоходу для под-

Таблица 4.8

Характеристика стальных экономайзеров

Типоразмер	Площадь поверхности нагрева, м²	Комплектуемые котлы		Масса, т
БВЭС-I-2	28,8	ДКВР-2,5-13;	ДЕ-4-14	1,78
II-2	36,4	-4-13	-6,5-14	2,61
III-2	57,6	-6,5-13	-10-14	3,46
IV-I	113,8	-10-13	-16-14	4,89
V-I	240,2	-20-13	-25-14	8,36

Примечание. Для котлов ДКВР площади поверхности нагрева экономайзеров даны с учетом их номинальной производительности при работе на газовом топливе.

держания температуры газа за установкой не ниже 64 °С.

В калорифере отходящие газы охлаждаются до 40 °С, а вода нагревается на 15—20 °С. Образующийся конденсат из поддона, минуя водоподготовительную установку, направляется в бак декарбонизированной воды, а оттуда в деаэратор. В газоходе за калорифером установлен каплеуловитель.

Калориферы КСк выполнены из биметаллических стальных трубок, покрытых алюминием, спирально оребренных алюминиевой лентой, и не подвержены коррозии. Для очистки поверхности теплоутилизатора от загрязнений используется гидропневматическое обдувочное устройство.

Воздухоподогреватели. Предназначены для подогрева воздуха, поступающего к горелкам, за счет теплоты продуктов сгорания. Наиболее распространенные трубчатые воздухоподогреватели состоят из отдельных сек-

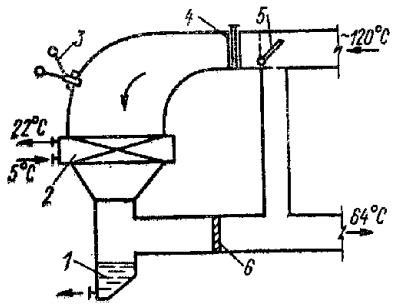


Рис. 4.23. Теплоутилизатор на базе КСк.
1 — поддон; *2* — калорифер; *3* — обдувочное устройство; *4* — сетчатый фильтр; *5* — распределительный клапан; *6* — каплеуловитель.

Таблица 4.9

Характеристика стальных трубчатых воздухоподогревателей (применительно к котлам ДКВР)

Типоразмер котла	Площадь поверхности нагрева, м²	Число пакетов	Число ходов		Габаритные размеры, мм			Масса (с обмуровкой), т
			воздуха	газа	длина	ширина	высота	
2,5-13	85	2	2	2	2170	1395	2490	2,1
4-13	140	2	2	2	2210	1950	2490	2,9
6,5-13	233	2	2	2	1510	1860	4490	4,5
10-13	300	1	1	1	1860	1810	4490	3,5

ций, в которых к плоским трубным доскам приварены или завальцованы тонкостенные трубы. Газы проходят по трубам, как правило, сверху вниз, а воздух проходит перпендикулярно к трубам по двум, трем или четырем ходам, образованным перегородками, насаженными на трубы расположенными на определенном расстоянии друг от друга. В табл. 4.9 приведены данные по транспортабельным блокам воздухоподогревателей, изготовленных из труб ∅ 40×1,5 мм, применительно к котлам ДКВР.

Во избежание конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания, температура воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, должна быть на 5—10 °С выше температуры точки росы продуктов сгорания. Для этого холодный воздух до поступления его в воздухоподогреватель предварительно подогревают паром или смешивают с некоторым количеством нагретого в воздухоподогревателе воздуха, который подводят к всасывающему патрубку дутьевого вентилятора.

4.8. КОНТАКТНЫЕ КОТЛЫ И ЭКОНОМАЙЗЕРЫ

4.8.1. Водонагреватель типа ФНКВ-1м. Форсуночно-насадочный контактный водонагреватель (разработан АКХ им. К. Д. Памфилова) применяют в системах отопления и горячего водоснабжения (кроме систем с непосредственным водоразбором) зданий различного назначения. Нагреватель состоит из контактной и огневой камер и водяной рубашки (рис. 4.24). В контактной камере происходит непосредственный теплообмен между

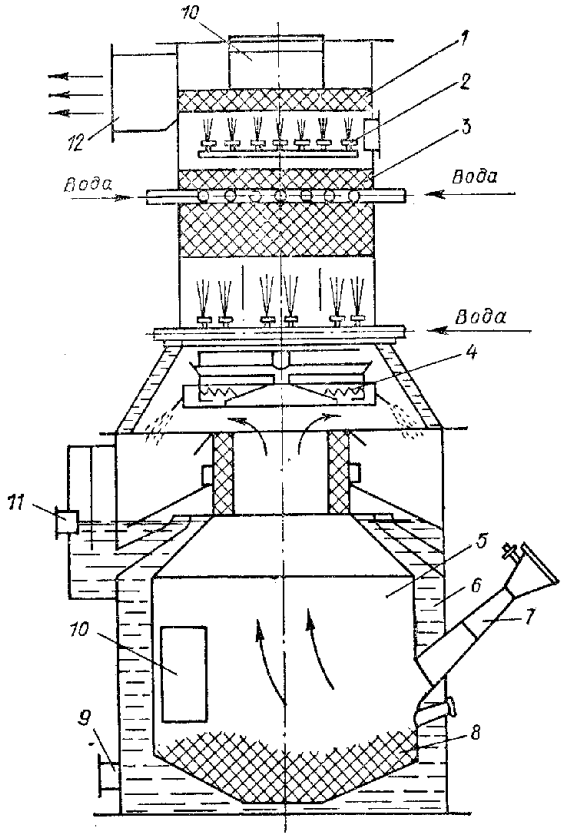


Рис. 4.24. Схема контактно-поверхностного нагревателя ФНКВ-1м.

1 — влагоуловитель; *2* — форсунки; *3* — насадок; *4* — надтопочный диск; *5* — огневая камера; *6* — камера догрева; *7* — газовая горелка; *8* — шамотная засыпка; *9* — сливная труба; *10* — предохранительные клапаны; *11* — выход горячей воды; *12* — патрубок отходящих газов.

продуктами сгорания и водой. При этом вода нагревается за счет не только физической теплоты продуктов сгорания, но и скрытой теплоты парообразования содержащихся в них водяных паров. В камере размещаются насадок и влагоотделитель из керамических колец Рашига (25××25×3 мм), водяные форсунки.

В средней части водонагревателя расположена водяная рубашка, предохраняющая наружную поверхность от перегрева. Для защиты огневой камеры от попадания

воды над ней установлен надтопочный диск. Огневая камера и днище водонагревателя омываются водой, стекающей с надтопочного диска, нагреваемой до температуры кипения при атмосферном давлении. Из камеры догрева вода через гидрозатвор сливается в сборный бак, а оттуда центробежным насосом подается в систему теплоснабжения.

Засыпка из битого шамотного кирпича в огневой камере служит стабилизатором горения. Для сжигания газа применены три горелки типа ИКГ. В огневой камере имеется взрывной клапан. Водонагреватель снабжен автоматикой безопасности; автоматически должна поддерживаться температура воды в пределах 95—98 °С. Отходящие газы удаляются вытяжным вентилятором.

Технические характеристики водонагревателя следующие:

Номинальная производительность, Гкал/ч	1,0
Максимальное давление воды перед форсунками, кгс/см^2	2
Расход газа, м^3/ч	115—120
Давление газа, кгс/см^2	0,3—0,5
Минимальная температура отходящих газов, °С	75
Размеры, м:	
ширина по фронту	2,46
общая высота	3,65

Экономичность использования ФНКВ-1м зависит от температуры питательной воды, плотности орошения контактной камеры, избытка воздуха в топочной камере, определяющего температуру точки росы водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания. Средний годовой кпд по высшей теплоте сгорания может быть принят: в системах отопления — 0,87; в системах с горячим водоснабжением 0,92—0,93.

4.8.2. Котел КПГВ-1А. Контактно-поверхностный газовый водогрейный котел (разработан НИИСТ, г. Киев) служит одновременно экономайзером и предназначен для нагрева воды на нужды отопления и горячего водоснабжения. Котел состоит из: цилиндрической топки, представляющей собой водяную рубашку, с горелкой типа БИГ-ПП-12в Промэнергогаза (г. Ленинград); двух контактных насадочных камер; водяного объема; каплеуловителя.

Продукты сгорания из топки проходят через нижнюю контактную камеру и смешиваются с отходящими газами работающих в котельной котлов. Далее смесь газов проходит через верхнюю контактную камеру, каплеуло-

витель и отводятся дымососом. Исходная вода поступает в водораспределитель, стекает вниз по контактным камерам и из водяного объема, с температурой 70—75 °С насосом подается в водяную рубашку топки, где нагревается до 90—95 °С.

Технические характеристики котла следующие.

Номинальная производительность, Гкал/ч	1,0
Производительность на воде, м³/ч	10,0—14,0
Давление газа перед горелкой, кгс/см²	0,5
Температура отходящих газов, °С	50,0
Аэродинамическое сопротивление, кгс/м²	50,0—70,0
Кпд по высшей теплоте сгорания, %	95,0

4.8.3. Контактные экономайзеры ЭК-Б. Контактные экономайзеры, в которых вода нагревается за счет скрытой теплоты парообразования водяных паров, содержащихся в отходящих газах, обеспечивает экономию топлива до 15 % при температуре газов на входе в экономайзер 200 °С и до 12 % при температуре газов 150 °С. Экономайзер состоит из стального цилиндрического корпуса, рабочего и каплеулавливающего насадков из колец Рашига (рис. 4.25). Холодная вода поступает через водораспределитель, состоящий из восьми радиально расположенных перфорированных труб.

Экономайзер имеет два типоразмера (ЭК-Б-1 и ЭК-Б-2) с размерами соответственно, мм: диаметр корпуса — 1000

Таблица 4.10

Технические характеристики блоков контактных экономайзеров типа ЭК-Б

Показатель	Индивидуальная установка за котлом, не имеющим поверхностного экономайзера	Установка за группой котлов, не имеющих поверхностных экономайзеров, и за котлом с поверхностным экономайзером
Расход воды, м³/ч	8—12 (ЭК-Б-1); 32—48 (ЭК-Б-2)	
Температура воды, °С:		
начальная	10	
конечная	55—40	55—35
Температура газов, °С:		
начальная	250	150
конечная	40—35	40—30
Сопротивление по газовому тракту, кгс/м²:		
при упорядоченной укладке колец Рашига	60—75	50—60
при загрузке навалом	100—140	

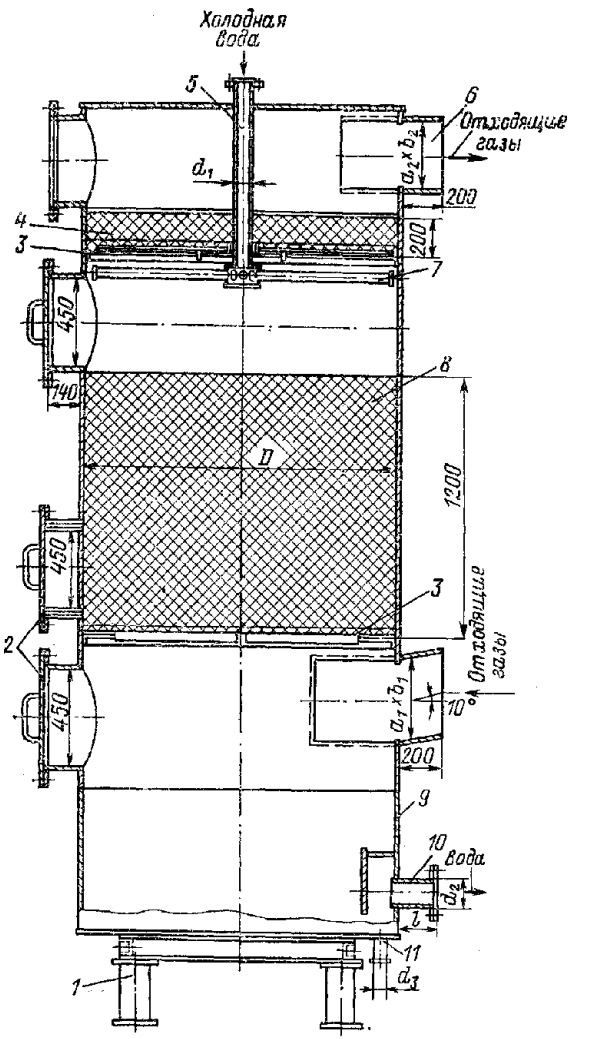


Рис. 4.25. Контактный экономайзер ЭК-Б.
1 — опорная рама с лапами; *2* — люки; *3* — опорные решетки; *4* — каплеулавливающий насадок; *5* — коллектор водораспределителя; *6* — патрубок для выхода газов; *7* — труба водораспределителя; *8* — рабочий насадок; *9* — корпус; *10* — штуцер для забора горячей воды; *11* — спускной штуцер.

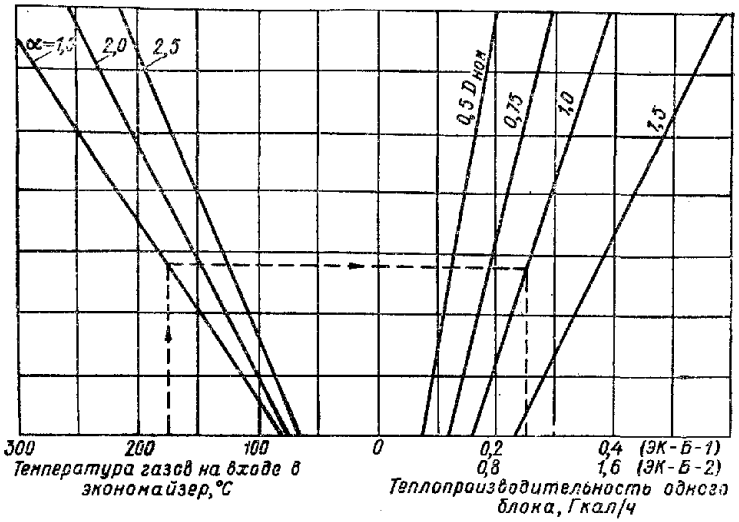


Рис. 4.26. Номограмма для определения теплопроизводительности одного блока ЭК-Б при номинальном расходе воды.

и 2000; общая высота — 4000 и 4500; диаметр коллектора-водораспределителя — 57 и 108.

Техническая характеристика экономайзеров типа ЭК-Б, приведенная в табл. 4.10, дана для условий, когда производительность котла типа ДКВР составляет 150 % от номинальной и $\alpha_к = 1{,}5$. При других значениях производительности, $\alpha_к$ и температуры продуктов сгорания следует пользоваться номограммой, приведенной на рис. 4.26. Экономайзер устанавливают на всасывающей стороне дымососа и устраивают обводной газоход, на котором имеется шибер прямого хода. Схема без обводного газохода допустима лишь для индивидуального экономайзера или при постоянном разборе горячей воды из экономайзера. Во всех случаях температура отходящих газов за экономайзером должна быть выше точки росы.

В нижних точках газоходов, расположенных вне здания котельной, а также в кожухе дымососа должны быть штуцеры для выпуска конденсата. При отводе отходящих газов в металлическую трубу должны быть предусмотрены меры против ее коррозии. Кирпичные или железобетонные трубы следует покрыть влагоупорной футеровкой и теплоизолировать для уменьшения конденсации на футерованных поверхностях.

Экономайзер включают пуском сначала воды, а затем отходящих газов. При остановке, наоборот, сначала прекращают подачу отходящих газов, после чего отключают воду. При переходе с резервного на газовое топливо должна быть произведена чистка газоходов от золы и сажи до включения экономайзера. Воду, нагретую в экономайзере непосредственно после его включения, рекомендуется спускать в канализацию до тех пор, пока не пойдет вода нужного качества.

При большой протяженности трубопроводов горячего водоснабжения, а также при использовании воды с низкой щелочностью воду после экономайзера рекомендуется пропускать через декарбонизаторную колонку, изготовляемую на месте по чертежам НИИСТ и устанавливаемую над сборным баком горячей воды (рис. 4.27).

Производительность колонки КД-0,6 составляет 15, колонки КД-0,8 — 30 т/ч, удельный расход продуваемого воздуха у обоих типов колонок 15 м³/т, гидравлическое сопротивление 15 кгс/м². Колонки устанавливают на сборном или промежуточном баке. Десорбция углекислого газа происходит при контакте воды с воздухом, продуваемым через слой насадка из керамических колец Рашига 25×25×3. Кольца загружают навалом на решетку из стальных прутков. Вода, поступающая из контактного экономайзера, проходит через двухъярусный корытчатый водораспределитель, в днище которого имеется 260—530 отверстий ∅ 6 мм. Продувка воздуха происходит за счет разрежения, создаваемого дымососом. Количество свободного углекислого газа, прошедшего декарбонизаторную колонку, составляет 10—20 мг/л.

Основные размеры колонок, мм: КД-0,6 — диаметр 569, высота 1230; КД-0,8 — диаметр 805, высота 1515.

4.8.4. Контактные экономайзеры Промэнерго (рис. 4.28, табл. 4.11). Имеют три типа (I, II, III) с размерами диаметра корпуса соответственно, мм: 4010, 3210, 2210 и высотой 6612, 6012, 4740. В этом экономайзере, как и в описанном выше, имеются рабочий и каплеулавливающий насадки из колец Рашига, радиально расположенные распределительные перфорированные трубки.

Холодная вода поступает в коллектор и из него по радиально расположенным распределительным перфорированным трубкам равномерно подается на верхнюю поверхность насадки. Отходящие газы проходят под напором, создаваемым дымососом, установленным перед

Рис. 4.27. Декарбонизаторная колонка КД.
1 — опорная решетка; *2* — корпус; *3* — насадок; *4* — корытчатый распределитель.

Таблица 4.11

Технические характеристики контактных экономайзеров Промэнерго

Тип экономайзера	Производительность по воде, т/ч	Расчетный расход газа в котельной, м³/ч		Объем насадка из колец, м³	Вместимость бака аккумулятора, м³	Дополнительная мощность электродвигателей, кВт	Масса металлической части, т
		зимой	летом				
I	100	3080	2200	15,8	75	13	8,17
II	50	1760	1320	10,9	40	6,4	5,94
III	25	88	616	4,6	20	3,4	2,65

Рис. 4.28. Контактный экономайзер Промэнерго.
1 — корпус; *2* — лаз; *3* — нижняя опора с решеткой; *4* — кольца Рашига; *5* — распределительные трубы; *6* — коллектор; *7* — верхняя опора с решеткой; *8* — труба для подвода холодной воды; *9* — труба для отсоса углекислого газа; *10* — колпак; *11* — гидрозатвор; *12* — сито; *13* — воронка; *14* — штуцер для нагретой воды.

Рис. 4.29. Экономайзер типа КТАН.
1 — система орошения; *2* — пучок труб; *3* — корпус; *4* — сепаратор; *5* — бак рециркуляционной воды; *6* — насос.

экономайзером, через насадок и далее в дымовую трубу высотой 14 м. Диаметр трубы принимают равным диаметру верхнего фланца экономайзера. Во избежание уноса влаги охлажденные газы в верхней части экономайзера проходит через влагоотделитель из колец Рашига.

Вода, нагретая в насадке (примерно до 50 °С), накапливается в нижней части корпуса экономайзера и через гидрозатвор поступает в коническую воронку, по которой сливается в бак-аккумулятор, верх которого должен быть расположен на 500 мм ниже экономайзера. В кожухе воронки расположено кольцеобразное сито, которое, разбивая воду на мелкие струйки, способствует выделению разбавленных в ней газов (в основном углекислого). Выделяющиеся газы собираются под металлическим колпаком, погруженным в воду и расположенным над воронкой с ситом, откуда они отсасываются через патрубок Дымососом или вентилятором.

4.8.5. Экономайзеры типа КТАН. Контактные теплообменные аппараты с активным насадком состоят из следующих частей: прямоугольного корпуса, выполненного из листовой стали, системы орошения из центробежных форсунок, пучка труб, в которых протекает нагреваемая вода, сепарационного устройства, бака и насоса рециркуляционной воды (рис. 4.29).

Пучок труб выполняет роль насадка, предназначенного для создания развитой поверхности контакта орошающей воды и продуктов сгорания, и одновременно является поверхностью нагрева, что интенсифицирует процесс теплообмена.

Температура нагреваемой воды на выходе из насадка ограничивается точкой росы отходящих газов. При сжигании природного газа с α за котлом до 1,5 максимальная температура воды на выходе из активного насадка не должна превышать 50 °С. После отделения капель воды в сепарационном устройстве отходящие газы подсушиваются путем смешивания с 10—30 % горячих газов, пропускаемых помимо экономайзера.

Номенклатурный ряд КТАН, разработанных институтом Латгипропром, и соответствующие им по теплопроизводительности котлы приведены в табл. 4.12.

4.8.6. Агрегаты экономайзерные АЭ. Агрегаты АЭ-04 и АЭ-06 разработаны (ГПИ Сантехпроект, НИИСТ, г. Киев) применительно к котлам ДКВР и ДЕ. Агрегат состоит из контактной части, промежуточного теплообменника и водяного объема (рис. 4.30, табл. 4.13). Вода подается через трубчатый водораспределитель. Для интенсификации теплообмена в контактной части расположен рабочий насадок из керамических колец. Унос капель из контактной части предотвращается слоем каплеуловителя.

Промежуточный водяной теплообменник состоит из восьми секций ∅ 168 мм, расположенных по обе стороны водяного объема и соединенных между собой калачами. Между контактной камерой и водяным объемом расположен декарбонизатор, в насадке которого также использованы керамические кольца. В водяном объеме имеются переливной, дренажный и подпиточный штуцеры, а также труба для подачи воздуха и шаровой кран для регулирования уровня воды. В нижней части водяного объема имеется штуцер для присоединения гидрозатвора.

Таблица 4.12

Номенклатурный ряд КТАН и соответствующие им котлы

Типоразмер КТАН	Котел	Номинальный расход воды, т/ч
КТАН-0,05УГ	Е-0,4/9Г (МЗК-8Г)	1
-0,1	Е-1/9-1Г (ММЗ-1Г)	2,5
-0,25	ДКВР-2,5-13; ДЕ-4-14ГМ	6
-0,5	КВ-ГМ-4; ДКВР-4-13; ДЕ-6,6-14ГМ	12
-0,8	КВ-ГМ-6,5; ДКВР-6,5-13; ДЕ-10-14ГМ	20
-1,5	КВ-ГМ-10; ДКВР-10-13; ДЕ-16-14ГМ	30
-2,3	КВ-ГМ-20; ДКВР-20-13; ДЕ-25-14ГМ	75
-4,5	КВ-ГМ-30; Е-50-14/40-ГМ	140
-6,0	КВ-ГМ-50; ПТВМ-30М; ПТВМ-50	150
-12,0	КВ-ГМ-100; ПТВМ-100	300

Примечания: 1. Цифры в обозначении КТАН указывают примерное количество утилизированной теплоты отходящих газов, Гкал/ч; 2. Температура воды на входе в КТАН — 5—20, на выходе — 45—50 °С.

Работает агрегат следующим образом. Стекая по керамическим кольцам насадки, вода нагревается при непосредственном контакте с отходящими газами, проходит через насадок декарбонизатора и попадает в водяной объем. Из водяного объема вода через гидрозатвор циркуляционным насосом подается в промежуточный теплообменник,

Таблица 4.13

Техническая характеристика агрегатов экономайзерных

Наименование	АЭ-0,4	АЭ-0,5
Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	0,34	0,51
Температура газов на входе не ниже, °С	140	140
Пропускная способность по газам, м³/ч	8900	13 400
Количество нагреваемой воды, т/ч	17—13	25—20
Температура нагретой воды, °С	45—50	
Температура отходящих газов, °С	45—50	
Аэродинамическое сопротивление, кгс/м²	30	
Габаритные размеры, мм:		
длина	2850	2 850
ширина	1900	2 150
высота	5510	5 570
Общая масса, кг	4740	6 120

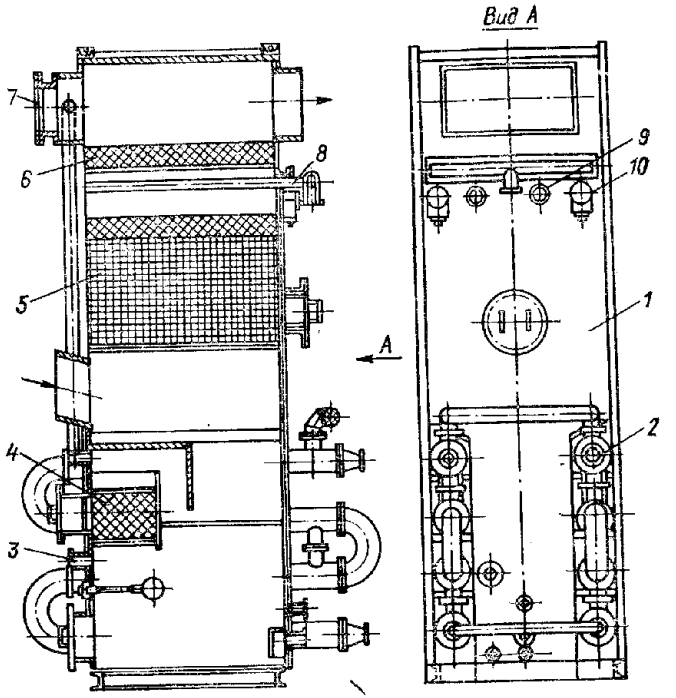


Рис. 4.30. Агрегат экономайзерный типа АЭ.
1 — контактная часть; *2* — теплообменник; *3* — труба для подвода воздуха; *4* — декарбонизатор; *5* — рабочий насадок; *6* — каплеулавливающий насадок; *7* — предохранительный клапан; *8* — водораспределитель; *9* — гляделка; *10* — электрическая лампа.

а затем вновь в водораспределитель. Водопроводная вода, нагретая в теплообменнике, направляется потребителю. Пропускная способность агрегата АЭ-04 соответствует номинальной производительности котла 6 т/ч, а АЭ-0,6 — 9 т/ч.

Корпус агрегата до уровня водораспределителя, промежуточные теплообменники и газоходы должны быть изолированы. В нижних точках газового тракта должны быть предусмотрены устройства для отвода влаги. При работе на резервном топливе газы должны проходить по обводному газоходу.

Не реже 1 раза в месяц следует производить продувку из нижней части агрегата в течение 5—10 мин. Восполнение потерь воды с продувкой производится водопроводной водой.

4.8.7. Водонагреватель ВУГ-1. Водонагреватель утилизационный газовый предназначен для применения в котельных, оборудованных котлами Е-1/9-1Г. Может устанавливаться и за котлами других типов близкой теплопроизводительности. Нагрев воды происходит при непосредственном ее контакте с отходящими газами в насадке из фарфоровых колец.

Технические характеристики водонагревателя следующие:

Номинальная производительность, Гкал/ч	0,1
Количество нагреваемой воды, м³/ч	3,0
Температура нагреваемой воды, °С, не менее	40,0
Аэродинамическое сопротивление, кгс/м²	30,0
Габаритные размеры, м	1,15×0,8×3,0

4.9. ОБМУРОВОЧНЫЕ И ОГНЕУПОРНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Обмуровка котлов. Для котлов малой и средней мощности применяют следующие виды обмуровки: тяжелую самонесущую (для котлов старых конструкций), облегченную накаркасную, легкую натрубную, облегченную одновременно накаркасную и натрубную. Температура наружной поверхности обмуровки не должна превышать 55 °С, а в местах частого пребывания обслуживающего персонала котельной — 45 °С.

Тяжелая обмуровка состоит из двух слоев: внутреннего (со стороны горячих газов), выкладываемого из огнеупорного кирпича и называемого футеровкой; внешнего — из красного кирпича. Нагрузка от тяжелой обмуровки передается на фундамент котла.

Футеровку стен топок и первого газохода выполняют из шамотного прямого и фасонного кирпича класса А или В на полугустом шамотном растворе (табл. 4.14). Для футеровки второго и третьего газоходов применяют шамотный кирпич 1-го и 2-го сорта. Кладка из шамотного кирпича ведется на шамотном растворе, а из полукислого кирпича — на растворе огнеупорной глины с кварцевым песком. В углах, где сходятся две стены футеровки, должны иметься температурные швы шириной 25 мм. Швы очищают от раствора, строительного мусора и заполняют асбестовым шнуром, причем часть последнего, расположенная в сторону топки, промазывается графитом.

Для кладки наружных стен обмуровки котлов, фундаментов, газоходов и других элементов, подверженных воздействию температуры не выше 700 °С, применяют глиняный обыкновенный (красный) кирпич размером 250×120×65 мм (ГОСТ 530—80). Торцы клинового кирпича, применяемого для выкладки сводов, имеют с одной стороны высоту 65, а с другой — 55 мм.

В зависимости от предела прочности при сжатии, кгс/см², различают пять марок: 200, 150, 125, 100 и 75. Плотность кирпича 1700—2100 кг/м³. Для обмуровки применяют кирпич марки не ниже 150. Кладку ведут на глиняном растворе. Цемент-

Таблица 4.14

Состав шамотных огнеупорных растворов

Раствор	Назначение раствора	Расход составляющих на 1 м³ раствора				Толщина шва, мм	Расход раствора, м³ на 1 м³ кладки
		Порошок шамотный	Глина огнеупорная	Песок кварцевый	Вода, л		
1-го класса	Кладка особо ответственная	1100	420	—	550	До 2	0,05—0,08
2-го класса	Тщательная обмуровка	960	570	—	480	3	0,12
3-го класса	Грубая обмуровка	810	720	—	430	5	0,18
На кварцевом песке	Тщательная обмуровка	—	720	1010	430	3	0,12

Примечание. Перед употреблением в растворе шамотный порошок и размолотая огнеупорная глина должны быть пропущены через проволочное сито с ячейками не более 1 × 1 мм. При растворении водой раствор должен легко приобретать необходимую подвижность (тестообразное состояние), легко заполнять неровности стыкуемых плит или кирпичей и при высыхании медленно отдавать влагу, не растрескиваясь.

ный раствор применяют только для кладки фундаментов, подземных и сборных газоходов (табл. 4.15).

Наружные швы обмуровки расшивают цементным раствором, а наружную поверхность штукатурят известково-цементным раствором и окрашивают известковой краской. Масляная краска для этого не рекомендуется.

Проемы, отверстия и окна в стенках топок, состоящих из футеровки и наружной обмуровки, обрамляют огнеупорным кирпичом толщиной 140—210 мм сверху и снизу и 116—232 мм с боков. Установка горелок и устройство амбразур приведены в разд. 5.7.

Облегченная накаркасная обмуровка прикрепляется к каркасу котла. Выполняется из щитов (панелей), штучных изделий или монолитными участками из жароупорных и теплоизоляционных бетонов. Снаружи защищена уплотнительной обмазкой или металлической обшивкой.

Легкая натрубная обмуровка прикрепляется непосредственно к поверхностям нагрева котла. Выполняется из жароупорных бетонов, теплоизоляционных штучных изделий и уплотнительных обмазок.

Облегченная накаркасно-натрубная обмуровка выполняется из штучных огнеупорных и теплоизоляционных изделий и стальной обшивки. Этот вид обмуровки применяют на котлах малой мощности, выпускаемых в блочном исполнении с обмуровкой и обшивкой.

Таблица 4.15

Состав цементного и сложных (цементно-известкового и цементно-глиняного) растворов

Соотношение составляющих	Расход составляющих на 1 м³ раствора					Толщина шва, мм	Расход раствора, м³ на 1 м³ кладки
	Цемент, кг	Известковое тесто, кг	Глина красная, кг	Песок кварцевый, кг	Вода, л		
1 : 2	515	—	—	990	240	5—7	0,18
1 : 3	350	—	—	1010	190	5—7	0,18
1 : 4	286	—	—	1060	170	5—7	0,18
1 : 1 : 4	234	226	—	990	240	3	0,26
1 : 1 : 6	174	169	—	1060	202	3	0,26
1 : 1 : 9	114	112	—	1060	202	3	0,26
1 : 3 : 12	91	213	—	1060	202	3	0,26
1 : 1 : 5	204	—	210	1040	280	3	0,24
1 : 1 : 6	174	—	180	1060	250	3	0,24

Таблица 4.16

Основные характеристики огнеупорных кирпичей

Кирпич	ГОСТ	Предельная температура, °С	Предел прочности, кгс/см²	Область применения
Шамотный, нормальный и фасонный:	390—83			Кладка стен и сводов топок, пароперегревателей, экономайзеров
ША		1400	125	Кладка амбразур горелок, подов топок из кирпича марки ША
ШБ		1300	125	
ШВ		1250	100	
Шамотный легковесный:	5040—78*			Кладка экранированных топок
ШЛА-1,3		1400	45	Футеровка газоходов, высокотемпературная изоляция
ШЛБ-1,3		1300	35	
ШЛБ-1		1300	30	
ШЛБ-0,8		1250	20	
ШЛБ-0,4		1150	10	
Полукислый:	390—83			Обмуровка шлаковых бункеров, газоходов
А		1400	100	
Б		1300	150	
В		1250	100	

Таблица 4.17

Состав жароупорных бетонов, кг на 1 м³ бетона

Составляющая	Цемент			Жидкое стекло
	Глиноземистый	Портландцемент	Шлакопортландцемент	
	Предельная температура применения, °С			
	1200	1100	700	1000
Шамотный щебень с размером зерен 5—20 мм	750	700	750	750
То же, с размером зерен не более 5 мм	750	500	750	500
Тонкомолотая шамотная добавка	—	300 *	—	500
Глиноземистый цемент марки 400	300	—	—	—
Портландцемент марки 400	—	300	—	—
Шлакопортландцемент марки 400	—	—	350	—
Жидкое стекло (раствор, ρ = = 1,38 г/см³)	—	—	—	350—400
Кремнефтористый натрий (раствор)	—	—	—	40—50

* Если температура применения не превышает 350 °С, то тонкомолотую добавку заменяют шамотным песком.

Огнеупорные материалы. Свойства огнеупорных материалов включают: теплопроводность, огнеупорность, термостойкость, температуроустойчивость, газо(воздухо)непроницаемость, шлакоустойчивость, усадку (или рост) изделий. Огнеупорность — свойство материала выдерживать без деформации и расплавления длительное воздействие высокой температуры. Термостойкость — свойство материала и изделий выдерживать резкие изменения температуры без разрушения; определяется числом теплосмен, т. е. последовательных быстрых нагревов и охлаждений, которые выдерживает материал без образования трещин, сколов, посечек. Температуроустойчивость — предельная температура, до которой материал сохраняет свои прочностные свойства.

Огнеупорные изделия и бетоны разделяют на группы по температуре плавления, °С: высокоогнеупорные — от 1770 до 2000; огнеупорные — от 1580 до 1770; тугоплавкие (изделия) или жароупорные (бетоны) — от 1350 до 1580; легкоплавкие — ниже 1350.

Огнеупорные кирпичи. Бывают двух размеров: большого (250×123×65 мм) и малого (230×113×65 мм). У клиновидного кирпича, применяемого для выкладки сводов, одна из торцевых сторон имеет высоту 65, а другая — 55 мм.

Таблица 4.18

Состав набивных торкретных масс, кг на 1 м³ массы

Составляющая	На глиноземистом цементе		На жидком стекле	На портландцементе
	Состав 1	Состав 2		
	Предельная температура применения, °С			
	1300	1300	1200	1000
Шамотный песок с размером зерен, мм:				
0,15—4	1350	—	1260	—
0,15—8	—	1350	—	1250
Глина огнеупорная сухая пластифицированная молотая	180	250	450	200
Глиноземистый цемент марки 400	270	180	—	—
Жидкое стекло	—	—	90	—
Портландцемент марки 400	—	—	—	240
Способ нанесения	Торкретпушкой или вручную	Вручную	Торкретпушкой	Вручную

Примечания. 1. Жидкое стекло перед употреблением растворяют в теплой воде до плотности 1,31—1,33 г/см³. 2. Глину перед употреблением затворяют в воде для получения глиняного шликера плотностью 1,1—1,14 г/см³.

Жароупорные и огнеупорные массы. В качестве жароупорной массы применяют шамотобетон, в котором связующими являются: глиноземистый цемент, портландцемент, шлакопортландцемент, жидкое стекло (табл. 4.17). Кусковой шамотный заполнитель получают путем обжига огнеупорной глины или используют бой выбракованных по внешним признакам шамотных изделий. Применение для этой цели лома старой обмуровки запрещается.

Шамотный заполнитель делится на три класса — А, Б, В с огнеупорностью не ниже соответственно 1730, 1670 и 1580 °С. По гранулометрическому составу шамотный заполнитель подразделяют на крупный (щебень) и мелкий (песок). Максимальный размер зерен крупного заполнителя не должен превышать 1/4 толщины слоя бетона.

Для защиты расположенных в огневом пространстве топок барабанов котлов, камер, экранов применяют огнеупорные тор-

Таблица 4.19

Состав пластических масс, кг на 1 м³ массы

Составляющая	Хромитовая	Хромомагнезитовая
Хромитовая смесь	3300	—
Жидкое стекло, $\rho = 1{,}31 \div 1{,}33$ г/см³	230	270
Молотая хромомагнезитовая руда	—	2800
Огнеупорная глина	—	160
Кремнефтористый натрий	—	30

кретные массы (табл. 4.18). Огнеупорная глина, входящая в состав торкретных и набивных масс, должна быть молотой, сухой и просеянной через сито с ячейками не более 1×1 мм. Огнеупорность глины от 1580 до 1750, плотность 1300 кг/м³.

К группе огнеупорных материалов относятся набивные хромитовые и хромомагнезитовые пластичные массы, которые твердеют в результате их нагрева и спекания, применяются для набивки подов топок и защиты бетонов в топке. Хромитовые смеси бывают двух марок: СХ-1 (без огнеупорной глины) и СХ-2 (с содержанием 3 % огнеупорной глины). Хромомагнезитовые массы приготавливают из лома хромомагнезитовых изделий (табл. 4.19).

Ликвидация неплотностей в обмуровке. В процессе эксплуатации и во время проведения режимно-наладочных работ могут быть выявлены неплотности в обмуровке, через которые подсасывается воздух в топку, находящуюся под разрежением, или проникают продукты сгорания в помещение из топок, работающих под наддувом.

Неплотности в обмуровке очищают от кусочков кирпича и раствора, конопатят асбестом и заполняют хорошо перемешанной смесью состава, %: песок речной высушенный — 40, асбест сухой молотый — 20, песок кварцевый тонкого помола — 20, угольный пек — 15, кремнефтористый натр — 5. Смесь замешивают небольшими порциями на жидком стекле (35 см³ на 100 г смеси).

При обнаружении дымления через неплотности обшивок в местах соединений встык прокладывают асбестовый шнур и промазывают газоуплотнительной замазкой состава, части: песок, просеянный через сито, с размерами ячеек 200 мкм — 100; асбест волокнистый (длина волокон 2—3 мм) — 15, жидкое стекло натравок (с модулем 2,5—2,8) — 10. В смесь песка и асбеста небольшими порциями добавляют жидкое стекло и тщательно перемешивают.

4.10. ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И АППАРАТОВ

Теплоизоляционные материалы. К теплоизоляционным относятся материалы с малыми теплопроводностью и объемной массой. Классифицируют материалы по следующим признакам:

— структура строения — пористо-волокнистые (минераловатные, стекловолокнистые и др.); пористо-зернистые (перлитовые, вермикулитовые, совелитовые, известково-кремнеземистые и др.); ячеистые (изделия из ячеистых бетонов, пеностекло, пенопласты);

— форма — штучные (плиты, блоки, кирпич, цилиндры, полуцилиндры, сегменты); рулонные (маты, полосы, матрацы); шнуровые (шнуры, жгуты); сыпучие;

— вид основного сырья — неорганические (асбестовые, минераловатные, стекловатные, кремнеземистые, перлитовые, вермикулитовые и др.); органические (торфяные, древесно-волокнистые, пробковые, пенопласты и др.);

— объемная масса, кг/м³ — особо легкие — от 15 до 100; легкие — от 125 до 300; тяжелые — от 400 до 600;

— сжимаемость (по удельной нагрузке 0,02 кгс/см²), % — мягкие (М) — свыше 30, полужесткие (ПЖ) — от 6 до 30, жесткие (Ж) — до 6;

— теплопроводность — коэффициент теплопроводности, ккал/(м·ч·°С), не более, при $t_{ср}$:

	25 °С	125 °С	300 °С
Малотеплопроводные	0,05	0,07	0,11
Среднетеплопроводные	0,10	0,12	0,16
Повышенной теплопроводности	0,15	0,18	0,23

Ватные теплоизоляционные материалы. Такими материалами являются ваты: минеральная, стеклянная и каолинового состава. Минеральную вату получают из металлургических шлаков и горных пород. Состоит из тончайших хаотически расположенных волокон с вкраплениями застывших жестких капель (корольков). Применяется, как правило, для изготовления теплозвукоизоляционных изделий.

При использовании минеральной ваты или стекловаты в качестве набивочного материала следует учесть их подверженность усадке. Работы с этими материалами и изделиями из них требуют осторожности и должны выполняться при условии обеспечения защиты глаз, органов дыхания, кожи.

Из ватных материалов изготавливают различного типа плиты, прошивные и рулонированные маты на синтетическом, битумном, крахмальном связующем, а также полносборные конструкции. Такие конструкции состоят из теплоизоляционного слоя, наружного покрытия и крепежных деталей. В качестве защитного покрытия применяют тонколистовой алюминий и сплавы из него толщиной 0,3—1,0 мм, сталь кровельную и оцинкованную и другие материалы.

Асбест и асбестосодержащие материалы. Асбест хризотиловый (ГОСТ 12871—83) — горная порода волокнистого строения. После очистки от примесей подвергается расщеплению на тонкие эластичные волокна. Широко применяется для тепловой изоляции непосредственно или в виде изделий совместно с другими составляющими. При транспортировке и хранении необходимо предохранять от увлажнения.

По длине волокон асбест делят на восемь групп: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6 и 7. В зависимости от средней длины волокна и массовой доли волокна менее 5 мм асбест групп 0—2 делят на 9 марок. Асбест 3—6-й групп делят на 29 марок, а группы 7 (в зависи-

мости от насыпной плотности) на 4 марки. В обозначении марок буквенные выражения обозначают: АД — длинноволокнистый; АК — кусковой; ПРЖ — промежуточной длины.

Асбест используют для изготовления асбестовых тканей, из которых на объекте можно сшить оболочку для изготовления изделия типа матраца, которую заполняют сыпучим или волокнистым теплоизоляционным материалом. Такие изделия, выкроенные соответствующим образом, применяют как съемную изоляцию арматуры, фланцевых соединений, механизмов. Матрацы простегивают насквозь асбестовой нитью и прошивают по периметру.

Асбест применяют также в виде картона, бумаги, шнуров. Картон и бумагу используют в качестве температуростойкого прокладочного материала. Перед укладкой листы увлажняют, что делает их эластичными и удобными для придания необходимой формы. Различного типа шнуры применяют для изоляции горячих труб малого диаметра, а также фасонных частей.

Асбозурит — порошкообразная смесь из диатомита и асбеста (не менее 15 %). Применяется в качестве подмазки при изоляции жесткими изделиями, а также для оштукатуривания наружной поверхности теплоизоляции, где требуется повышенная прочность. Перевозится асбозурит навалом; хранится в условиях, исключающих загрязнение, увлажнение, промерзание.

Совелит — смесь углекислых солей магния и кальция (80 %) и распушенного асбеста. Поставляется в виде плит, полуцилиндров и порошка. Порошок может быть изготовлен путем размола боя изделий и совелита. Транспортируют порошок в бумажных крафт-мешках; при транспортировке и хранении следует предохранять от увлажнения.

Ньювель — сыпучий материал, смесь углекислой магнезии (85 %) и распушенного асбеста не ниже 3-го сорта (15 %). Поставляется в бумажных мешках. Применяется как заполнитель теплоизоляционных матрацев и в виде мастики. На 1 кг ньювеля требуется 3—3,5 л воды. Материал можно применять повторно после размельчения и затворения водой.

Вермикулит — сыпучий материал чешуйчатого строения, получаемый при обжиге разновидности слюды (гидратированной). Применяется в засыпных конструкциях и как заполнитель теплоизоляционных матрацев и других изделий. Уплотняется и дает усадку. Хранится в условиях, исключающих увлажнение, загрязнение и уплотнение.

Из смеси асбеста, обожженного вермикулита и связующего (бентонитовая глина) изготавливают плиты, сегменты, полуцилиндры трех марок — 250, 300 и 350 (в соответствии с их объемной массой, кг/м³).

Перлит — материал вулканического происхождения, стекловидного характера. При обжиге в специальных печах вспучивается и превращается в пористый, легковесный и высокотемпературоустойчивый материал. Применяется в виде песка и щебня для изготовления теплоизоляционных изделий, огнезащитных штукатурок и засыпок.

Из смеси вспученного перлитового песка и огнеупорной глины (8—12 %) получают высокотемпературоустойчивые изделия — плиты, сегменты, полуцилиндры марок 250, 300, 350, 400. Изделия следует хранить в вертикальном положении, в условиях, исключающих увлажнение. Из смеси вспученного перлитового песка, асбеста и цемента изготавливают плиты, сегменты, полуцилиндры трех марок (250, 300, 350), применяемые для теплоизоляции поверхностей с температурой до 600 °С. Изделия хрупки и требуют осторожного обращения при транспортировке и хранении.

Из вспученного перлитового песка и нагретого битума получают теплоизоляционный материал, обладающий низким водопоглощением и защитными свойствами от коррозии. Применяют в монолитном виде, а также для изготовления плит, сегментов, полуцилиндров пяти марок — 250, 300, 350, 400 и 450. Используется для изоляции подземных трубопроводов при температурах до 160—170 °С.

Диатомит — осадочная горная порода серого, белого или желтого цвета. Близкий по своим свойствам диатомиту, но более низкого качества материал — трепел. Обожженную диатомитовую или трепельную крошку применяют для устройства засыпной изоляции. Из смеси диатомита (трепела) с порообразующими (пена) или выгорающими добавками изготавливают кирпичи, сегменты, полуцилиндры, блоки, применяемые для теплоизоляции трубопроводов и оборудования.

По объемной массе, кг/м³, изделия делят на марки: пенодиатомитовые ПД-350 и ПД-400; диатомитовые Д-500 и Д-600; трепельные Т-600 и Т-700.

Пенопласты. Вспененные полимерные материалы, высокая пористость которых достигается введением в жидкую полимерную массу воздуха или газообразного вещества. Выпускаются с различной степенью упругости — эластичными и твердыми. К материалам этой группы относится пенопласт ФРП-1, изготовленный на основе фенолформальдегидной смолы. Применяется в монолитном виде (заливкой в опалубку) для изоляции тепловых подземных сетей с температурой до 150 °С, а также в виде полуцилиндров, трети и четверти цилиндра.

Тепловая изоляция трубопроводов. Применяют следующие виды тепловой изоляции трубопроводов: мастичную; набивную и засыпную; шнурами и жгутами; матами и плитами; с использованием изделий (цилиндров, полуцилиндров, сегментов) из волокнистых и жестких материалов.

Мастичная изоляция. Выполняют из порошкообразных материалов (асбозурит, совелит, ньювель), затворенных в воде. При температуре изолируемой поверхности не выше 100 °С можно использовать шерстяные и бумажные очесы (отходы прядильных фабрик) и белую глину (70 %). Применяют мастичную изоляцию в случаях срочных горячих ремонтов, а также на небольших, малодоступных участках трубопроводов. Наносить изоляцию следует в несколько слоев, на очищенную поверхность с температурой не ниже 50 °С. Последний слой мастики выравнивают рейкой. Для обеспечения прочности изоляцию армируют проволочными каркасами (под штукатурку).

Набивная и засыпная изоляция. Применяют только в небольших объемах, на участках трубопроводов, где затруднено применение теплоизоляционных изделий. Для набивки применяют минеральную вату, стекловату, каолиновое волокно, а для засыпки — асбозурит, совелит, ньювель, вермикулит, перлит и др. Указанными материалами заполняют по-

лость между изолируемой поверхностью и металлической сеткой или металлическим кожухом. Сетку или кожух закрепляют на опорных кольцах, изготовленных из жестких теплоизоляционных изделий, а также из полосовой или круглой стали. После заполнения полости кожух закрепляют проволокой, а сетку сшивают.

Изоляция шнурами и жгутами. Применяют, как правило, для изоляции труб малых диаметров. Шнуры (асбестовые различных марок), пухшнур (минераловатный в различных оплетках), стеклянный жгут плотно навивают спиралью в один-три слоя. Каждый последующий, после первого, слой навивают в обратном направлении, при этом швы нижележащего слоя должны быть перекрыты. Концы навивки закрепляют кольцами из проволоки диаметром 1,2 мм.

Изоляция трубопроводов матами. Применяют прошивные маты из минеральной и стеклянной ваты с различными обкладками (из металлической сетки, стеклоткани, асбестовой ткани) и безокладочные ткани. Маты укладывают в один и два слоя с перекрытием швов. Каждый слой закрепляют проволочными бандажами: первый слой через 500, а второй слой через 250 мм. Чтобы бандажи не прорывали изделия, под них подкладывают полоску стеклоткани или рубероида.

Применяют изоляцию матами на синтетическом связующем, также в один или два слоя, с закреплением изоляции бандажными кольцами.

Изоляция жесткими изделиями. Полуцилиндры или сегменты из жестких материалов устанавливают на трубопровод насухо или на мастике (асбозуритовой, совелитовой, асбоцементной). При использовании асбовермикулитовых изделий в мастику, которой промазывают швы, и в штукатурный раствор добавляют жидкое стекло.

Полуцилиндры укладывают в один, а сегменты в один или несколько слоев, со смещением швов. При укладке сегментов насухо их необходимо тщательно подгонять. Полуцилиндры закрепляют бандажами из стальной проволоки (с пряжками), а сегменты — проволочными кольцами. Теплоизоляционный слой должен быть защищен покровным слоем.

При устройстве тепловой изоляции из жестких материалов предусматривают температурные швы шириной 10—15 мм, через каждые 3 м, а также в местах опор, отводов, компенсаторов. Швы перекрывают полоской покровного материала.

Изоляция аппаратов. Поверхности аппаратов изолируют изделиями из волокнистых материалов, жесткими плитами и сегментами, нарезанными из плит. Для крепления изоляции на поверхности наваривают штыри диаметром 5 мм или применяют стяжки из проволоки 1,2—2 мм. На вертикальных поверхностях через каждые 3—4 м точечной сваркой закрепляют разгрузочные полки шириной, равной толщине изоляционного слоя. Монтировать изоляцию можно только после испытания аппарата на плотность.

Волокнистые или жесткие изделия подбирают по толщине, подгоняют друг к другу и укладывают плотно с перевязкой швов. Места неплотностей швов волокнистых изделий шпатлюют материалом, из которого они изготовлены, а жестких изделий — мастикой (асбозуритовой, совелитовой и др.). При укладке

жестких плит на мастике они должны быть смочены водой. Крепежные штыри загибают вровень с наружной поверхностью изоляции. Швы изделий, имеющих оболочки, прошивают проволокой диаметром 0,8 м.

Наружные покрытия изоляции. Для наружных покрытий тепловой изоляции применяют: тонкие металлические листы, листы из жестких стеклопластиков, оболочки из синтетических пленок, стеклоткань со специальными пропитками (лакостеклоткань), рулонные и дублированные материалы (фольгоизол, фольгокартон, стеклорубероид и др.). Применяют также и оштукатуривание поверхности изоляции асбоцементным и песчаноцементным растворами или мастиками (асбозуритовой, совелитовой, пьювелевой). Этот способ очень трудоемок и может быть использован только для изоляции отдельных сложных участков изолируемой поверхности.

Для металлических покрытий применяют стальные листы толщиной 0,5—1 мм и из алюминиевых сплавов толщиной 0,3—1 мм, из которых изготавливают цилиндры, обечайки, картины (для плоских поверхностей). Кромки заготовок при необходимости прозиговывают для придания им жесткости. Крепят металлические покрытия с помощью самонарезающихся винтов диаметром 4 мм и длиной 12 мм. Покрытия из рулонных материалов монтируют внахлестку по продольным и поперечным швам. Покрытие закрепляют бандажами из упаковочной ленты 0,7×20 мм или кольцами из проволоки диаметром 2 мм через 200—250 мм. Под проволочные кольца устанавливают прокладки из того же рулонного материала.

4.11. РАСЧЕТ ГАЗОВЫХ И ВОЗДУШНЫХ ТРАКТОВ

Газовые тракты. В зависимости от аэродинамического режима топки и условий перемещения продуктов сгорания котлы делят на следующие группы:

— с естественной тягой — когда сопротивление (потери давления) газового тракта преодолевается за счет разности плотности атмосферного воздуха и газов в дымовой трубе;

— с уравновешенной тягой — когда давление в топке или начале газохода поддерживается близким к атмосферному совместной работой дымососов и дутьевых вентиляторов. К этой же группе можно отнести котлы с инжекционными горелками, считая, что последние выполняют ту же роль, что и дутьевые вентиляторы;

— с наддувом — когда сопротивление газового тракта преодолевается работой дутьевых вентиляторов.

Выбор оборудования котельных, в том числе и тягодутьевых машин, выполняют при температуре наружного воздуха, соответствующей трем характерным режимам: средней температуре наиболее холодной пятидневки, средней температуре наиболее холодного месяца, расчетной температуре теплого периода (расчетные параметры *А*). Задачами поверочного расчета газового тракта является определение суммарных потерь давления и соответствие их естественной тяге или установленным тягодутьевым машинам.

Суммарные потери давления по газовому тракту включают сопротивления: топки $\Delta p_т$, трубного пучка $\Delta p_{т.п}$, экономай-

зера $\Delta p_э$, воздухоподогревателя $\Delta p_{в.\,п}$, сборного газохода $\Delta p_{с.\,г}$, дымовой трубы $\Delta p_{тр}$:

$$\sum \Delta p = \Delta p_г + \Delta p_{т.\,к} + \Delta p_э + \Delta p^г_{в.\,п} + \Delta p_{с.\,г} + \Delta p_{тр}, \quad (4.7)$$

Сопротивление топки котлов с естественной и уравновешенной тягой, соответствующее разрежению в ней, в расчетах принимают равным 3 кгс/см², а необходимое в эксплуатационных условиях разрежение определяют при режимно-наладочных испытаниях.

Сопротивление конвективных поверхностей принимают равным, кгс/м²: чугунных — 3—5, а котлов «Минск-1» при числе секций 34 и отсутствии межсекционных перегородок — 9; ГАЗ-900 — не более 70; «Факел» — не более 40; «Братск-1Г» — 10; ДКВР-2,5, -4, -6,5, -10, -20 — соответственно 12, 17, 17, 30, 20; ПТВМ-30М, -50, -100 — 60, 30, 30; КВ-ГМ-4, -6,5, -10, -30, -50, -100 — 22, 23, 46, 67, 120; ДЕ-4, -6,5, -10, -16, -25—50, 90, 150, 170, 270 (совместно с водяным экономайзером); КВГ-4,65 — 98; КВГ-7,56 — 75.

Сопротивление водяного экономайзера типа ВТИ определяют по формуле

$$\Delta p_э = 0{,}5 n v^2_{ср} \rho_{ср} / 19{,}62, \quad (4.8)$$

а сопротивление трубчатого воздухоподогревателя (по газовой стороне) по формуле

$$\Delta p^г_{в.\,п} = 6 \left(v_{ср}/6\right)^2 l/4, \quad (4.9)$$

где $v_{ср}$ — средняя скорость движения продуктов сгорания, м/с; $\rho_{ср}$ — плотность продуктов сгорания при данной температуре, кг/м³; n — число труб по ходу продуктов сгорания; l — длина труб, м.

Значения потерь давления на данном участке тракта определяют по суммарной формуле потерь давления на трение и местные сопротивления:

$$\Delta p = \left(\lambda l/d + \sum \xi\right) v^2_{ср} \rho_{ср} / 19{,}62, \quad (4.10)$$

где λ — коэффициент трения, для металлических каналов и труб — 0,02, а кирпичных — 0,04; l — длина расчетного участка, м; d — диаметр канала, м (при прямоугольном сечении $d_э = 4f/u$, где f — живое сечение, м², u — периметр сечения); $\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений (к. м. с.).

Схемы местных сопротивлений приведены на рис. 4.31, а коэффициенты местных сопротивлений — в табл. 4.20.

В приближенных расчетах потери давления в кирпичных сборных газоходах $\Delta p_{с.\,г}$ принимают равными 2 кгс/м² на каждые 25 м длины.

Величина $\Delta p_{тр}$ складывается из потерь давления в трубе, определяемых по формуле (4.10), и потерь давления на выходе из трубы (динамическое давление), определяемых по формуле

$$\Delta p_д = v^2_{вых} \rho_{вых} / 19{,}62, \quad (4.11)$$

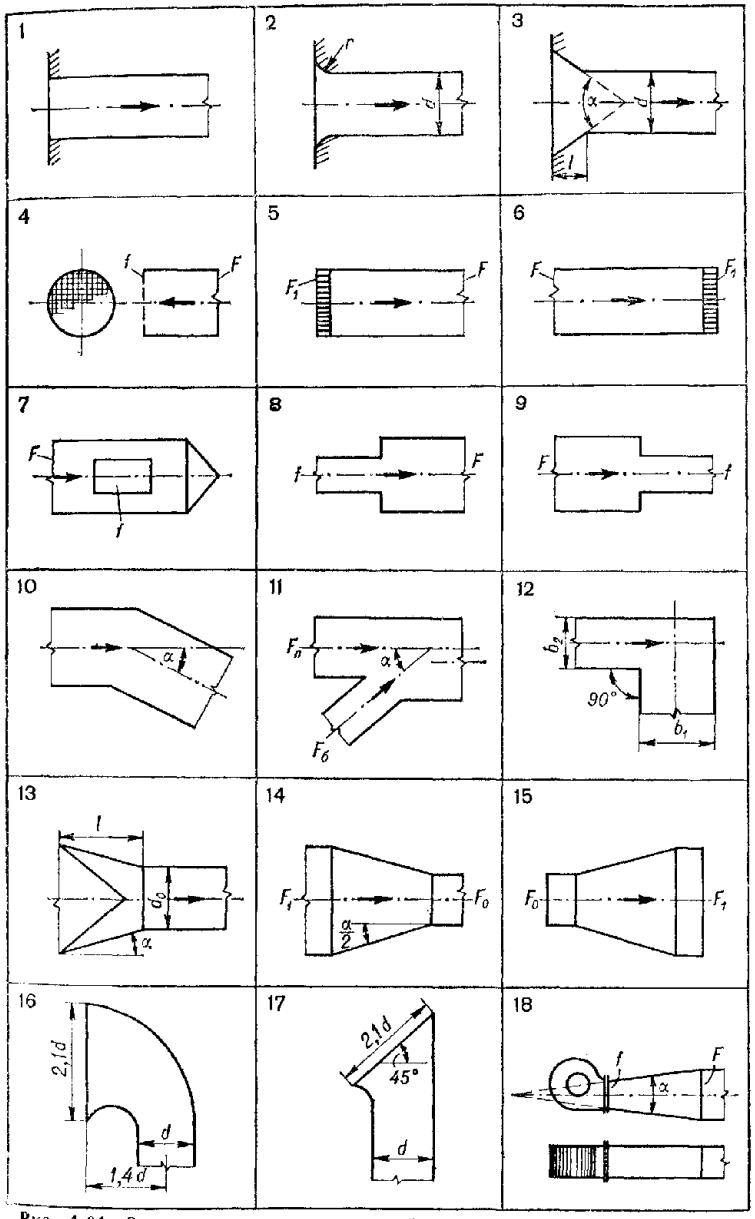


Рис. 4.31. Схемы местных сопротивлений.
1—18 — см. в табл. 4.20.

Таблица 4.20

Коэффициенты местных сопротивлений (рис. 4.31)

№ схемы	Сопротивление	Коэффициент местного сопротивления
1	Вход в канал заподлицо со стенкой	$\xi = 0{,}5$
2	Вход в канал с закругленными кромками	r/d: 0,05 | 0,1 | 0,2 ξ: 0,25 | 0,12 | 0
3	Вход в канал с прямолинейным раструбом	l/d: $\alpha = 30°$ | $\alpha = 60°$ | $\alpha = 90°$ 0,1: 0,55/0,25 | 0,40/0,20 | 0,40/0,25 0,3: 0,30/0,15 | 0,20/0,15 | 0,20/0,20
4	Выпуск через проволочную сетку (с потерей на свободный выход)	f/F: 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 ξ: 2,65 | 1,97 | 1,58 | 1,32 | 1,14
5	Вход в канал через решетку	$\xi = (1{,}707F/F_1 - 1)^2$
6	Выход из канала через решетку	$\xi = [F/F_1 + 0{,}707F/(F_1\sqrt{1 - F_1/F})]^2$
7	Выход из канала через боковое отверстие	f/F: 0,5 | 0,7 | 0,9 | 1,0 | 1,2 ξ: 10 | 5,5 | 3,7 | 3,1 | 2,4
8	Резкое расширение канала	$\xi = (1 - f/F)^2$
9	Резкое сужение канала	$\xi = 0{,}5\,(1 - f/F)^{3/4}$
10	Колено	α: 30° | 60° | 80° | 90° ξ: 0,16 | 0,56 | 0,94 | 1,2
11	Несимметричный тройник, к. м. с. для прохода	$F_б/F_п$: $\alpha = 60°$ ($v_б/v_п$: До 1 | 1,6 | 2,0); $\alpha = 90°$ ($v_б/v_п$: 0,6 | 1 | 2) 0,5: 0,35 | 0,25 | 0,05 | 0,50 | 0,63 | 1,03 1,0: 0,70 | 0,45 | 0,20 | 0,80 | 1,05 | 1,75 2,0: 0,95 | 0,70 | 0,40 | 1,15 | 1,48 | 2,50
12	Колено под углом 90° канала с высотой h	h/b_2: b_1/b_2 (0,8 | 1,0 | 1,4 | 2,0) 1,0: 1,36 | 1,15 | 0,95 | 0,84 4,0: 1,10 | 0,90 | 0,75 | 0,66

Продолжение табл. 4.20

№ схемы	Сопротивление	Коэффициент местного сопротивления
13	Переход с прямоугольного сечения на круглое	$l/d_б$: $\alpha \leq 5°$ | $\alpha = 10°$ | $\alpha = 15°$ | $\alpha = 20°$ 0,1: 0,41 | 0,34 | 0,27 | 0,24 0,6: 0,29 | 0,2 | 0,15 | 0,13
14	Конфузор в прямом канале	α: <20° | <20—60° | >60° ξ: 0 | 0,10 | По п. 9
15	Диффузор	F_1/F_0: 2 | 4 ξ: 0,12 | 0,40
16	Патрубок с отводом для забора воздуха	При отсутствии заслонки 0,2 При наличии заслонки 0,3
17	Патрубок со скосом для забора воздуха	При отсутствии заслонки 0,1 При наличии заслонки 0,2
18	Диффузор плоский симметричный за вентилятором (ξ, отнесенное к площади f)	F/f: $\alpha = 10°$ | $\alpha = 20°$ | $\alpha = 30°$ 1,5: 0,05 | 0,07 | 0,16 2,0: 0,07 | 0,10 | 0,24 2,5: 0,09 | 0,13 | 0,29

Примечания. 1. К. м. с. *открытого шибера или заслонки* — 0,1; присоединения сборного газохода к трубе — 1,0. 2. В п. *3* в числителе указаны к. м. с. без заделки в стену, в знаменателе — при заделке в стену.

где $v^2_{вых}$ — скорость движения газов в выходном сечении трубы, м/с; $\rho_{вых}$ — плотность газов в выходном сечении, кг/м³.

Среднюю скорость движения газов на расчетном участке тракта определяют по формуле

$$v_{ср} = V_{п.\,с}\,(273 + t_{ср})/(3600F_{ж.\,с}\cdot 273), \qquad (4.12)$$

где $V_{п.\,с}$ — объем перемещаемых продуктов сгорания, м³/ч; $t_{ср}$ — средняя температура газов, °С; $F_{ж.\,с}$ — живое сечение канала, м².

При наличии в газовом тракте воздухоподогревателя к объему проходящего через него и далее продуктов сгорания следует добавить объем воздуха, присасываемого из воздушного тракта (разд. 8.4).

При расчетах газового тракта площадь поперечного сечения каналов принимают исходя из следующих скоростей, м/с:

в газоходах от котла к сборному каналу	2—3
в сборном канале при естественной тяге	3—4
то же, при уравновешенной тяге	4—6
в дымовой трубе при естественной тяге	4—10

то же, при уравновешенной тяге	10—15
в выходном сечении трубы при естественной тяге	не менее 4
то же, при уравновешенной тяге и высоте труб 30—45 м	8—10
высоте труб 60 м	10—15

Если газы (нагретый воздух) движутся в вертикально расположенном канале, имеет место явление самотяги, вызываемое разностью между плотностью наружного воздуха и перемещаемой среды. Самотяга выражается формулой

$$\Delta p_c = H(\rho_в - \rho_{г.\,ср})\frac{p_{бар}}{760} = H\left(\rho_{ов}\frac{273}{273+t_в} - \rho_{ог}\frac{273}{273+t_{г.\,ср}}\right)\frac{p_{бар}}{760}, \qquad (4.13)$$

где H — высота вертикального канала, м; $\rho_в$ и $\rho_{г.\,ср}$ — плотность наружного воздуха и газов (по среднему значению их температуры), кг/м³; $\rho_{ов}$ и $\rho_{ог}$ — то же, при 0 °С и 760 мм рт. ст.; $t_в$ и $t_{ср}$ — расчетная температура воздуха и средняя температура газов, °С.

В тех случаях, когда газы (нагретый воздух) движутся вверх, самотяга способствует движению, и в потерях давления значение p_c учитывают со знаком «—», а при движении вниз — со знаком «+». Если топка имеет значительную высоту, то за счет влияния самотяги разрежение в верхней ее части будет меньше, чем в нижней. Этим обусловлено эксплуатационное требование измерения разрежения в верхней части топки.

Расчетные температуры отходящих газов можно принимать равными, °С:

Секционные котлы	200	КВ-ГМ-4, -6,5	150
Вертикально-цилиндрические	250—400	КВ-ГМ-10	145
		КВ-ГМ-20	155
ДКВР-2,5-13, -4, -6,5	280	КВ-ГМ-30	160
ДКВР-10-13	225		
ДКВР-20-13	370	КВ-ГМ-100	120
ПТВМ-30М	160		
ПТВМ-50, -100	180	ГМ-50-14*	160
Е-1/9-1Г	250	ТВГ	150
ДЕ-4-14, -6,5, -16*	155	КВГ-4,65, -7,56	140
ДЕ-10-14, -25*	140		

Температуру отходящих газов на входе в дымовую трубу или перед дымососом определяют по формуле

$$t_{ог} = (\alpha_{п.\,с} t_{п.\,с} + \Delta\alpha t_{х.\,в})/(\alpha_{п.\,с} + \Delta\alpha), \qquad (4.14)$$

где $\alpha_{п.\,с}$ и $t_{п.\,с}$ — коэффициент избытка воздуха и температура газов за котлом, °С; $\Delta\alpha$ — присос воздуха в сборном газоходе; $t_{х.\,в}$ — температура воздуха, проникающего в газоход, °С.

Температуру газов на выходе из трубы определяют с учетом их охлаждения на 1 м высоты трубы (°С/м), которое можно принимать по приближенным соотношениям: стальные нефутерованные трубы — $1/\sqrt{D}$; стальные футерованные — $0{,}4/\sqrt{D}$; кирпичные с толщиной кладки $\leqslant 0{,}5$ м — $0{,}2/\sqrt{D}$, где D — производительность, т/ч, всех одновременно работающих котлов. Для котельных с водогрейными котлами вместо $\sqrt{D}$ подставляют эквивалентную величину $\sqrt{D_э} = \sqrt{V_г Q_н}/822$.

* Температуры указаны за экономайзером.

Таблица 4.21

Естественная тяга на 1 м высоты трубы, кгс/м², при атмосферном давлении 750 мм рт. ст. и относительной влажности воздуха 70 %

Средняя температура газов, °С	Температура, °С/плотность воздуха, кг/м³							
	−30 / 1,42	−20 / 1,38	−10 / 1,33	−5 / 1,3	0 / 1,28	5 / 1,25	10 / 1,22	20 / 1,18
150	0,63	0,59	0,54	0,51	0,49	0,46	0,43	0,39
200	0,69	0,65	0,60	0,57	0,55	0,52	0,49	0,45
250	0,76	0,72	0,67	0,64	0,62	0,59	0,56	0,52
300	0,83	0,79	0,74	0,71	0,69	0,66	0,63	0,59
350	0,87	0,83	0,78	0,75	0,73	0,70	0,67	0,63
400	0,91	0,87	0,82	0,79	0,77	0,74	0,71	0,67

В котельных с естественной тягой разрежение, создаваемое трубой, должно быть на 15—20 % больше суммы потерь давления в газовом тракте. Тягу определяют по формуле (4.13), в которой H соответствует высоте трубы (от плоскости расположения горелок до устья трубы). Значение $t_{г.\,ср}$ принимают как полусумму значений температуры газов на входе в трубу и выходе из нее.

Для приближенного определения тяги можно пользоваться данными, приведенными в табл. 4.21. Естественная тяга может быть нарушена, если высокие строения, деревья или сооружения расположены выше линии, проведенной через устье трубы под углом 45° к горизонту. Такие преграды для потока воздуха, направленного в их сторону, способствуют созданию положительного давления (ветрового подпора) в зоне расположения трубы, что препятствует отводу газов.

Искусственную тягу применяют в случаях, когда естественной тяги недостаточно для преодоления сопротивления газового тракта. Расчетное давление, которое должно быть обеспечено дымососом, определяется как разность между суммарными потерями давления в тракте и тягой, создаваемой дымовой трубой. Коэффициент запаса принят равным 1,2:

$$p_д = 1{,}2\left(\sum \Delta p - p_{тр}\right). \qquad (4.15)$$

Если в котельной установлены котлы с индивидуальными дымососами, следует выполнить расчет газового тракта при работе одного (наиболее отдаленного) котла и при работе всех

котлов. Наличие в котельных котлов, работающих на естественной и искусственной тяге, не допускается.

Воздушные тракты. Полное давление дутьевого вентилятора складывается из суммы потерь по воздушному тракту, включая потери во всасывающем патрубке, и расчетного давления перед горелкой. Скорость воздуха принимают равной: в магистральных воздуховодах 8—12, в ответвлениях 3—6 м/с.

Количество воздуха, подаваемого дутьевым вентилятором за 1 ч., определяют по формуле

$$L_{д.\,в} = V_г V_0 (\alpha_г + \Delta\alpha_{в.\,п})(273 + t_в)/273, \qquad (4.16)$$

где $\alpha_г$ — коэффициент избытка воздуха горелки; $\Delta\alpha_{в.\,п}$ — относительная утечка воздуха в воздухоподогревателе; $t_в$ — температура воздуха, поступающего в вентилятор, °С.

Количество воздуха, забираемого вентилятором из помещения в холодное время года, должно быть не более 75 % воздуха, необходимого для горения. Воздух забирается из верхней зоны котельного зала через воздухозаборную шахту, которая соединена также с наружным воздухом. В шахте имеется перекидной патрубок, с помощью которого меняют соотношение холодного и теплого воздуха, поступающего к вентилятору.

Не допускается весь воздух забирать снаружи, как это делают в некоторых случаях. В зимнее время это ухудшает условия сжигания газового топлива и приводит к обмерзанию воздушного тракта.

Для котлов с наддувом при выборе дутьевого вентилятора потери давления в воздушном и газовом трактах суммируются.

Выбор тягодутьевых машин. Для выбора тягодутьевых машин пользуются графиками, на которых приведены индивидуальные аэродинамические характеристики: подача (L, м³/ч или м³/с); развиваемое полное давление (p, кгс/м²); кпд ($\eta_п$, %); частота вращения рабочего колеса (ω, рад/с; n, об/мин); мощность, потребляемая машиной (N, кВт).

Установочную мощность электродвигателя, кВт, можно определить по формуле

$$N = L_р p_р K/(3600 \cdot 102 \eta_д \eta_п K_{тр}), \qquad (4.17)$$

где $L_р$ и $p_р$ — расчетные подача и давление, м³/ч и кгс/м²; $\eta_п$ — кпд передачи электродвигатель—вентилятор; $K_{тр}$ — коэффициент, учитывающий трение в подшипниках; K — коэффициент запаса мощности для электродвигателя.

Расчетную подачу определяют по формуле

$$L_р = L\beta_1 760/p_{бар}, \qquad (4.18)$$

где L — количество перемещаемой среды (воздуха, отходящих газов), м³/ч; β_1 — коэффициент запаса, принимаемый равным для дымососов 1,05 при теплопроизводительности до 15 Гкал/ч и 1,1 — более 15 Гкал/ч; для дутьевых вентиляторов независимо от производительности — 1,05; $p_{бар}$ — расчетное атмосферное давление в данной местности, мм рт. ст.

Полное расчетное давление определяют по формуле

$$p_р = \Delta p \beta_2 K_{тр}, \qquad (4.19)$$

где Δp — перепад давлений в тракте при номинальной нагрузке, кгс/м²; β_2 — коэффициент запаса, равный 1,1 для дымососов

и дутьевых вентиляторов; $K_д$ — коэффициент, определяемый по формуле

$$K_д = \frac{1{,}293}{\rho_0} \frac{273 + t}{273 + t_{хар}} \frac{760}{p_{бар}}, \qquad (4.20)$$

где ρ_0 — плотность перемещаемой среды при 0 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; t — температура среды перед вентилятором, °С; $t_{хар}$ — температура, для которой составлена характеристика, °С.

Коэффициент запаса мощности электродвигателя K [формула (4.17)] составляет: при N от 0,5 до 1 — 1,3; более 1 до 2 — 1,2; более 2 до 5 — 1,15; более 5 — 1,1. Кпд передачи $\eta_п$ зависит от способа соединения вентилятора с двигателем: при соединении с помощью муфты — 0,98; с помощью ременной передачи с клиновыми ремнями — 0,95. Коэффициент $K_{тр}$ зависит от типа и числа подшипников и равен 0,96—0,97.

Для регулирования подачи тягодутьевых машин устанавливают осевые направляющие аппараты (ОНА). Устройство состоит из нескольких секторов, поворачиваемых на различные углы с помощью общего кольца. Положение секторов должно быть таким, чтобы поток газа (воздуха) до входа его в машину закручивался в направлении вращения рабочего колеса машины, а рабочее колесо должно вращаться в сторону расширения улитки кожуха.

Применение направляющих аппаратов способствует уменьшению потребляемой мощности, несмотря на некоторое снижение кпд машины за счет уменьшения создаваемого машиной давления.

Глава 5

СЖИГАНИЕ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В КОТЛАХ

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОВЫХ ГОРЕЛКАХ

Термины и определения. В соответствии с ГОСТ 17356—71 горелки и общие понятия, связанные с их рабочим процессом, характеризуются следующими терминами и определениями.

Г а з о в а я г о р е л к а — устройство, обеспечивающее устойчивое сгорание газового топлива и регулирование горения. Предназначена для подачи к месту горения раздельно газа и воздуха или их смеси, частично или полностью подготовленной.*

* На практике часто употребляют термин «газогорелочное устройство», под которым понимают комплекс горелка—тунель, воздухораспределительное устройство и т. п.

Таблица 5.1

Нормируемые характеристики горелок

Класс горелки по способу подачи воздуха и смесеобразования	Коэффициент избытка воздуха α, не более	Коэффициент рабочего регулирования $K_{р.р}$, не менее
С полным предварительным смешением инжекционные и с принудительной подачей воздуха	1,05	3
С неполным предварительным смешением и принудительной подачей воздуха	1,08	4
Без предварительного смешения с принудительной подачей воздуха и с подачей воздуха за счет разрежения	1,15	5
С частичным предварительным смешением инжекционные	—	5

Стехиометрический объем воздуха — количество воздуха, необходимое для полного сгорания единицы объема газа.

Коэффициент избытка воздуха (α) — отношение фактического объема воздуха, израсходованного для сжигания газа, к стехиометрическому. Для промышленных горелок, согласно ГОСТ 21204—83, должен соответствовать табл. 5.1.

Минимальный коэффициент избытка воздуха — коэффициент, установленный при химической неполноте сгорания, не превышающей норму.

Горелка общего назначения — горелка с нерегулируемым факелом, обеспечивающая полное сжигание газа при минимальном α.

Горелка специального назначения — горелка, принцип действия и конструкцию которой определяет тип теплового агрегата или особенности технологического процесса.

Комбинированная горелка — горелка, предназначенная для раздельного или совместного сжигания газового, жидкого или твердого топлива.

Блочная горелка — горелка, скомпонованная с автономным вентилятором в единый блок, оборудованная средствами автоматического управления и регулирования.

Горелка с ручным управлением — горелка, розжиг которой, изменение режима работы и наблюдение за ее работой осуществляет оператор.

Полуавтоматическая горелка — горелка, обеспечивающая дистанционный розжиг и оборудованная устройством контроля пламени, запорными клапанами и средствами сигнализации.

Автоматическая горелка — горелка, оборудованная автоматически действующими устройствами: дистанционным запальным; контроля пламени, давления газа и воздуха; запорными клапанами и средствами управления, регулирования и сигнализации.

Пилотная горелка — стационарная запальная горелка, снабженная устройством контроля пламени.

Выходное отверстие горелки — отверстие, через которое вытекает из горелки газовоздушная смесь.

Степень стеснения факела — отношение площади выходного отверстия горелки к площади поперечного сечения камеры сгорания.

Корневая зона факела — совокупность точек факела, наименее удаленных от выходных отверстий смесителя горелки.

Фронт пламени — слой, в котором в данный момент происходит цепная реакция горения.

Стабильность пламени — установившееся состояние пламени, при котором оно занимает неизменное положение по отношению к выходному отверстию горелки.

Проскок пламени — перемещение корневой зоны факела навстречу вытекающей смеси (перемещение пламени из топки или камеры горения внутрь горелки).

Отрыв пламени — перемещение корневой зоны факела от выходного отверстия горелки по направлению течения газа или смеси (удаление пламени от выходного отверстия горелки без его погасания).

Срыв пламени — отрыв пламени, сопровождающийся его погасанием.

Тепловая мощность горелки — количество теплоты, образующейся в результате сжигания газа, подводимого к горелке в единицу времени.

Максимальная тепловая мощность горелки — мощность, равная 0,9 мощности, соответствующей верхнему пределу устойчивой работы горелки.

Минимальная тепловая мощность горелки — мощность, равная 1,1 от мощности, соответствующей нижнему пределу устойчивой работы горелки.

Номинальная тепловая мощность — максимальная мощность, достигаемая за время длительной работы горелки, при которой показатели ее работы соответствуют установленным нормам.

Минимальная рабочая тепловая мощность — минимальная мощность горелки, при которой показатели ее работы соответствуют установленным нормам.

Коэффициент рабочего регулирования $K_{р.р}$ — отношение номинальной тепловой мощности горелки к ее минимальной рабочей тепловой мощности (для промышленных горелок должен соответствовать табл. 5.1).

Максимальное (номинальное, минимальное рабочее, минимальное) давление газа (воздуха) перед горелкой — давление газа (воздуха), измеренное после последнего по ходу регулирующего или запорного органа горелки и соответствующее максимальной (номинальной, минимальной рабочей, минимальной) тепловой мощности горелки.

Первичный воздух — воздух для горения, подаваемый через горелку для предварительного смешения с топливом.

Вторичный воздух — часть воздуха для горения, подаваемого через горелку или непосредственно в камеру сгорания.

Третичный воздух — часть воздуха, подаваемого через горелку или непосредственно в камеру сгорания для разбавления продуктов сгорания и понижения их температуры.

ГОСТ 25860—83 «Горелки блочные» поясняет следующие термины, которые могут использоваться при характеристике работы горелок автоматических и с ручным управлением.

Плавное регулирование — регулирование, при котором регулятор расхода топлива может быть установлен в любое положение между максимальным и минимальным рабочим положениями; при этом расход воздуха для горения пропорционален соответствующему расходу топлива. Плавное регулирование расхода газа и воздуха обычно осуществляют с помощью регулирующих заслонок (разд. 6.13).

Ступенчатое регулирование — регулирование, при котором допускается несколько положений регулятора расхода топлива между максимальным и минимальным рабочим положениями. В ряде систем автоматизации регулирование тепловой мощности горелки осуществляется не одним, а двумя параллельно включенными регуляторами расхода топлива (электромагнитными клапанами, имеющими только два рабочих положения — «Открыто» и «Закрыто»). В этом случае ступенчатое регулирование обычно обеспечивает два рабочих режима (не считая полного прекращения подачи топлива):

— «большое горение», соответствующее номинальной тепловой мощности горелки — оба электромагнитных клапана открыты;

— «малое горение», соответствующее 40 или 50 % номинальной тепловой мощности, в зависимости от того, какие электромагнитные клапаны использованы в системе (одинаковой или различной пропускной способности) — один клапан открыт (если клапаны различные, то обычно меньшего D_y), второй — закрыт.

При наличии одного регулятора расхода топлива также используются термины «большое горение» и «малое горение», первому из которых соответствует полное открытие регулирующего органа регулятора, второму — заранее заданное частичное открытие этого органа, обеспечивающее обусловленную программой уменьшенную тепловую мощность горелки.

Классификация и требования к горелкам. Согласно ГОСТ 21204—83 газовые промышленные горелки классифицируют по следующим 10 характеристикам.

Способ подачи компонентов: подача воздуха за счет свободной конвекции, подача воздуха за счет разрежения в рабочем пространстве, инжекция воздуха газом, принудительная подача воздуха от встроенного вентилятора (блочные горелки), принудительная подача воздуха за счет давления газа, инжекция газа воздухом (принудительная подача воздуха, инжектирующего газ), принудительная подача газовоздушной смеси от постороннего источника.

Степень подготовки горючей смеси: без предварительного смешения, с частичным предварительным смешением, с неполным предварительным смешением, с полным предварительным смешением.

Скорость истечения продуктов сгорания на номинальном режиме при рабочей температуре, м/с: до 20 (низкая), свыше 20 до 70 (средняя), свыше 70 (высокая).

Характер потока, истекающего из горелки: прямоточный, закрученный неразомкнутый, закрученный разомкнутый.

Номинальное давление газа перед горелкой, кгс/м^2: низкое (до 500), среднее (до критического перепада давлений), высокое (критический и сверхкритический перепад давлений).

Возможность регулирования характеристик факела: с нерегулируемым факелом, с регулируемыми характеристиками факела.

Возможность регулирования коэффициента избытка воздуха α: с нерегулируемым α, с регулируемым (переменным) α.

Локализация зоны горения: в огнеупорном туннеле или в камере сгорания горелки, на поверхности или в слое катализатора, в зернистой огнеупорной массе, на огнеупорной поверхности, на керамических или металлических насадках, в камере сгорания агрегата или в открытом пространстве.

Возможность использования теплоты продуктов сгорания: без подогрева воздуха и газа, с подогревом воздуха в автономном рекуператоре или регенераторе, с подогревом воздуха во встроенном рекуператоре или регенераторе, с подогревом воздуха и газа.

Степень автоматизации: с ручным управлением, полуавтоматические, автоматические.

Эту классификацию применяют при составлении технического задания и анализе состояния газогорелочного парка.

Горелки должны изготовляться по рабочим чертежам, утвержденным в установленном порядке. Конструкция горелок должна обеспечивать устойчивое горение при разрежении (противодавлении) в топке, превышающем паспортное в 1,5 раза, если $p_т \leqslant \pm 5$ кгс/м^2 включительно, и в 1,2 раза, если $p_т > \pm 5$ кгс/м^2, а также возможность визуального контроля пламени.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания на выходе из камеры сгорания (топки) в диапазоне рабочего регулирования горелки не должны быть более 0,4 %, а содержание оксида углерода в продуктах сгорания с температурой 1400 °С в пересчете на сухие продукты сгорания (при $\alpha = 1$) не должно превышать 0,05 об. %.

Если используются комбинированные газомазутные горелки, то качество сжигания обоих видов топлива — газового и жидкого — должно быть примерно одинаковым.

Горелки номинальной мощностью более 0,1 Гкал/ч (12 м^3/ч) должны разжигаться при пусковой мощности, не превышающей 50 % номинальной.

Уровень звука работающей горелки не должен превышать 85 дБ (А), а уровни звукового давления в октавных полосах частот, определяемые на расстоянии 1 м от выступающей за пределы котла части горелки и на высоте 1,5 м от пола, — следующих значений:

Среднегеометрические частоты активных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Уровень звукового давления, дБ	99	92	86	83	80	78	76	74

ГОСТ 21204—83 предъявляет к горелкам ряд требований по их автоматизации и конструктивному устройству. В частности, на газопроводе перед автоматической и полуавтоматической горелкой с номинальной мощностью до 0,3 Гкал/ч (~35 м³/ч природного газа) должен быть один запорный клапан, мощностью от 0,3 до 1,38 Гкал/ч (от 35 до 160 м³/ч) — два запорных клапана, мощностью свыше 1,38 Гкал/ч (160 м³/ч) — два запорных клапана и клапан утечки.

Горелки номинальной мощностью свыше 0,086 Гкал/ч (~10 м³/ч) должны иметь запальное устройство или запальную горелку (переносную или стационарную). Автоматические и полуавтоматические горелки с пусковой мощностью свыше 0,35 Гкал/ч (~40 м³/ч) должны быть оснащены стационарной запальной горелкой, мощность которой не должна превышать 5 % номинальной мощности основной горелки. Подвод газа к запальной горелке должен быть независим от подвода его к основной горелке.

Перед горелками, в которые трубопроводом подается взрывоопасная газовоздушная смесь, должны быть установлены огнепреградители.

Горелки должны иметь штуцеры для измерения давления газа, а горелки с принудительной подачей воздуха — дополнительно штуцеры для измерения давления воздуха перед горелками.

Все газовые горелки должны пройти приемочные, квалификационные, периодические и типовые испытания. Испытания проводит Государственный испытательный центр горелочных устройств (ГИЦ ГУ). Горелки, не прошедшие государственные испытания, к установке не допускаются.

5.2. УСЛОВИЯ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ ГОРЕЛОК

Устойчивость газового пламени во всем диапазоне регулирования тепловой мощности горелки является одним из основных условий безопасной работы котла. Пламя устойчиво, если в топке имеется источник высокой температуры, непрерывно поджигающий поток газовоздушной смеси, поступающей из выходного отверстия горелки, а скорость потока смеси больше скорости горения. Кроме того, на устойчивость пламени влияют форма выходного отверстия горелки, наличие устройств для охлаждения его и защиты от нагрева за счет излучения из топки, степень крутки воздуха или смеси и другие факторы.

Для горелок котлов, работающих, как правило, с $\alpha \geqslant 1{,}0$, скорость газовоздушной смеси, вытекающей из выходного отверстия, во избежание проскока пламени принимают в 30—50 раз больше скорости горения. В некоторых конструкциях горелок, чтобы избежать проскока, газовоздушную смесь выдают через круглые каналы (отверстия) или щели, размеры которых приближаются к критическим. При критических размерах каналов проскок через них невозможен из-за резкого уменьшения скорости горения вследствие усиленного отвода теплоты от корня факела. Для стехиометрической смеси метана с воздухом критический диаметр канала равен примерно 3 мм, щели — около 1,2 мм. Примером горелок с малыми щелями являются горелки ИГК (разд. 5.3.4).

Устойчивость пламени в отношении отрыва у горелок с $\alpha \geqslant 1{,}0$ обеспечивается устройством специальных стабилизаторов, которые конструктивно могут быть встроены непосредственно в горелку (например, тела плохо обтекаемой формы, кольцевые стабилизаторы), примыкать к ней (керамические туннели, поджигающие факелы стационарных запальников) или располагаться в топке на некотором удалении от горелки (керамические горки, решетки, столбики, рассекатели, стенки и т. п.).

Метод стабилизации пламени факелом стационарного запальника приведен на рис. 5.1, *а*. Надежность этого метода зависит от устойчивости запального факела. Наиболее широкое распространение в котлах получили керамические туннели цилиндрической, конической, прямоугольной или щелевидной формы. В туннель обычно поступает подготовленная смесь газа с воздухом (с предварительным подогревом воздуха или без подогрева; газ, как правило, не подогревают). В ряде случаев в туннель подают частично подготовленную газовоздушную смесь или даже раздельно газ и воздух, и тогда туннель кроме своего основного назначения — стабилизировать пламя — выполняет функции смесителя. В туннель из выходного отверстия горелки может поступать прямолинейный поток газовоздушной смеси, в котором все линии тока параллельны оси горелки или имеют с ней небольшой угол (при конфузорном устье). Такие горелки иногда называют прямоструйными. К ним относятся, например, инжекционные горелки среднего давления. В туннель может поступать предварительно закрученный поток газовоздушной смеси. Горелки с закруткой потока часто называют вихревыми.

Горелки без закрутки потока смеси, имеющие круглое выходное отверстие, компонуют с цилиндрическими туннелями (рис. 5.1, *б*). Стабилизации пламени в них достигают благодаря тому, что в угловом пространстве между стенками туннеля и расширяющимся потоком газовоздушной смеси происходит циркуляция части продуктов сгорания. Эти вихревые струйки раскаленных газов способствуют подогреванию и поджиганию смеси, выходящей из горелки, в результате чего достигаются интенсивное горение и надежная стабилизация пламени. Устойчивость горения в туннелях не нарушается при скорости вылета газовоздушной смеси из горелки, достигающей 100 м/с и более. Для подогретых газовоздушных смесей устойчивость горения еще выше.

Внутренний диаметр цилиндрического туннеля принимают равным $D_т \approx 2{,}5$ диаметра выходного отверстия горелки $D_у$, чтобы он не создавал дополнительного сопротивления потоку горящей смеси. Стабилизация в туннеле обеспечивается при его длине $L \geqslant D_т$. При $L \geqslant (2{,}5 \div 3)\, D_т$ в туннеле практически заканчивается сгорание газа, однако возникающие при этом высокие температуры сокращают срок его службы. Поэтому обычно длину туннеля в топках котлов принимают в пределах

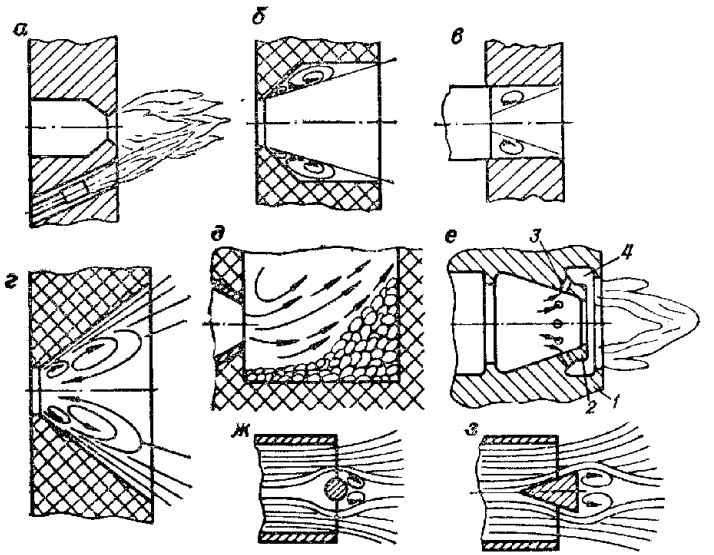


Рис. 5.1. Схемы стабилизирующих устройств, предотвращающих отрыв пламени.

а — пилотный факел; *б* — цилиндрический туннель с внезапным расширением; *в* — цилиндрический туннель без расширения; *г* — конический туннель; *д* — керамическая горка; *е* — кольцевой стабилизатор; *ж*, *з* — тела плохообтекаемой формы (цилиндрическое, коническое); *1* — огневое кольцо; *2* — огневой насадок; *3* — боковые отверстия; *4* — кольцевая полость.

$L \approx (1{,}5 \div 2{,}5)\, D_т$, вынося процесс догорания газа из туннеля в топку.

Горелки с закруткой потока воздуха или газовоздушной смеси компонуют с цилиндрическими туннелями реже. Закрутка ведет к резкому расширению угла раскрытия потока, что позволяет применять туннели укороченного типа с $L \leqslant D_т$. При этом туннели могут иметь внезапное расширение: $D_т = 1{,}5D_у$ (горелки ГА МосгазНИИпроекта), $D_т = 2D_у$ (горелки ГГВ МосгазНИИпроекта), выполняться без внезапного расширения (рис. 5.1, *в*): $D_т = D_у$ (горелки для котлов ПТВМ) или иметь коническую форму (газомазутные горелки всех типов).

Закрученный поток смеси, выходящий в туннель, за счет центробежных сил отбрасывается к стенкам туннеля, а по выходе из него на коротком пути заполняет камеру сгорания. В центральной части корня факела создается зона разрежения, в которую отсасывается часть раскаленных продуктов сгорания. По мере приближения к устью туннеля эти продукты вновь захватываются основным потоком, подогревая и воспламеняя его. Таким образом, в отличие от прямоструйных горелок у вихревых стабилизация обеспечивается зоной рециркуляции продуктов сгорания внутри потока газовоздушной смеси (рис. 5.1, *в*, *г*).

Примером щелевидных туннелей, выполняющих функции не только стабилизатора, но и смесителя, являются туннели

подовых, форкамерных и вертикально-щелевых горелок. Различного рода раскаленные керамические поверхности, на которые направляется газовоздушная смесь, выходящая из горелки, располагаются в топке на некотором расстоянии от горелки, но так, чтобы ее можно было раскалить пламенем той же горелки, работающей устойчиво при недостатке воздуха. После разогрева огнеупора до температуры, достаточной для поджигания газа, количество воздуха, поступающего в горелку, увеличивается до заданного, и пламя при срыве от горелки стабилизируется на поверхности раскаленного до 1000—1200 °С огнеупора (рис. 5.1, *д*).

У кольцевых стабилизаторов (рис. 5.1, *е*) часть газовоздушной смеси (от 5 до 10 %) отделяется от основного потока и направляется через боковые отверстия в кольцевую полость, образованную наружной поверхностью огневого насадка и огневым кольцом. Так как площадь поперечного сечения кольцевой щели значительно больше суммарной площади отверстий, то скорость смеси уменьшается до значения, при котором отрыва пламени не может произойти. Устойчивое горение газа у кольца обеспечивает надежное поджигание всей смеси, поступающей из выходного отверстия горелки с большой скоростью. Кольцевые стабилизаторы могут компоноваться с горелками, выдающими газовоздушную смесь с $\alpha = 0{,}2 \div 1{,}1$.

Стабилизаторы в виде тел плохообтекаемой формы показаны на рис. 5.1, *ж*, *з*. За таким стабилизатором, расположенным в потоке газовоздушной смеси, образуется зона заторможенного движения частиц, в которой возникают обратные токи горячих продуктов сгорания, т. е. создается зона рециркуляции. Слои газовоздушной смеси, расположенные на границе с зоной рециркуляции, подогреваются до температуры воспламенения, поджигаются и стабилизируют пламя в основном потоке. Наибольшей стабилизирующей способностью обладают диски и шайбы; стабилизирующие способности цилиндров и керамических туннелей близки друг к другу. Примером горелок со стабилизаторами в виде тел плохообтекаемой формы являются горелки ИГК, Г-1,0, Г-0,4 и др.

5.3. КОНСТРУКЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРЕЛОК

5.3.1. Подовые горелки. В наиболее широко распространенном конструктивном оформлении подовая горелка состоит из газового коллектора — стальной трубы с двумя рядами газовыпускных отверстий, просверленных в шахматном порядке под углом 90° друг к другу, и кладки из огнеупорного кирпича, образующей щелевидный туннель-стабилизатор (он же смеситель). Воздух для горения поступает из поддувального пространства в туннель за счет разрежения в топке или подается вентилятором. Для равномерного распределения воздуха по длине туннеля служит колосниковая решетка (или стальной перфорированный лист), на которой устанавливаются на

ребро кирпичи с шагом 250 мм, образующие воздухоподводящие каналы. Сверху эти кирпичи по всей площади колосников, кроме щели, перекрывают несколькими слоями кирпича плашмя. Неплотности в горизонтальных рядах кирпичей ведут к росту α и появлению химической неполноты сгорания. Туннель выкладывают по деревянному шаблону из шамотного кирпича класса А с минимальной толщиной швов. Температура поверхностей туннеля составляет 900—1200 °С.

Газовый коллектор располагают строго по оси туннеля. Его температура при тщательной наладке достигает 350, повышаясь при неблагоприятных условиях до 500—700 °С, что приводит к его короблению, неравномерности поступления воздуха и удлинению факела. При нормальной работе горение газа происходит на расстоянии 20—40 мм от коллектора у стенок туннеля, по длине которого отдельные факелки сливаются в общий факел высотой 0,8—1,5 м.

Для уменьшения нагрева коллектора УкрНИИинжпроект разработал конструкцию подовой горелки с периферийной подачей газа и принудительной подачей воздуха, в которой вместо одного устанавливают по краям туннеля два коллектора, имеющие только по одному ряду газовыпускных отверстий (в настоящей книге не приводятся).

Подовые горелки (кроме горелок для котлов ТВГ и КВ-Г) не проходили государственных испытаний. Согласно разъяснению ВНПО Союзпромгаз применение подовых горелок без принудительной подачи воздуха на секционных котлах допустимо в случае невозможности использования на этих котлах других горелок, прошедших государственные испытания, и выполнения следующих условий: наличия на котле системы автоматики, обеспечивающей поддержание заданных разрежения в топке и соотношения газ—воздух; повышения давления газа перед горелками низкого давления до 200 кгс/м^2 (в котельных, подключенных через ГРУ к газопроводам среднего давления); оптимизации режимов эксплуатации котельной путем распределения нагрузки между котлами и обеспечения работы основного числа котлов в стационарных оптимальных режимах; ужесточения требований при приемке горелок; проведения пусконаладочных работ и проверки соответствия условий эксплуатации требованиям режимных карт.

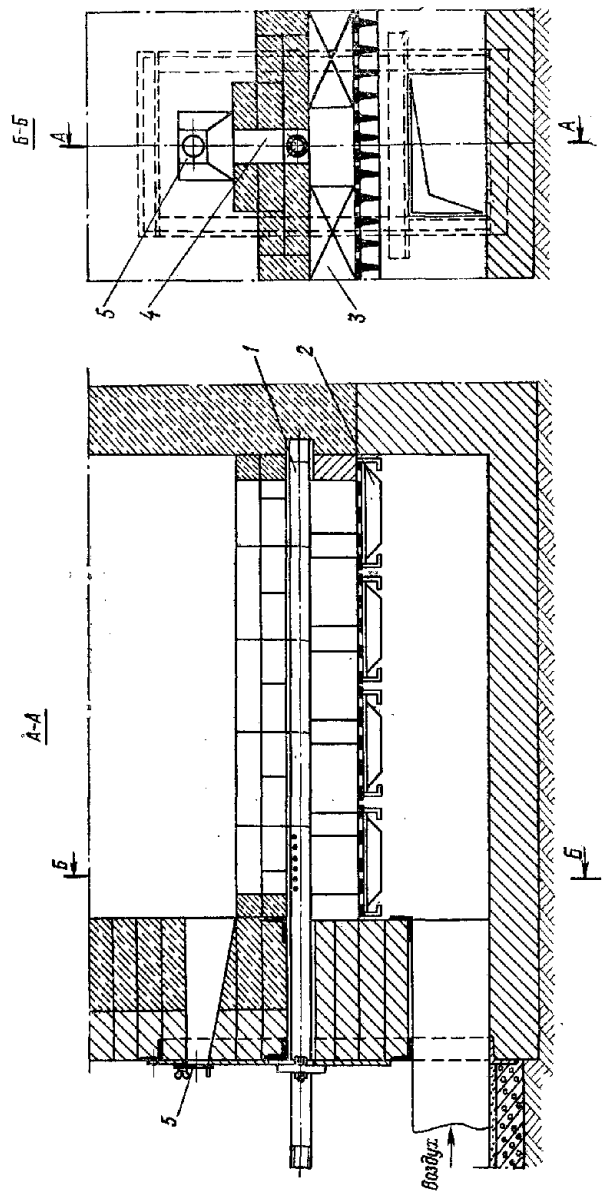


Рис. 5.2. Горелки подовые ПГ-Н, ПГОД-Н и ПГОД-С.
1 — газовый коллектор; *2* — колосниковая решетка или перфорированный металлический лист; *3* — опорно-направляющие ряды кирпичей; *4* — щелевидный туннель в кладке из огнеупорного кирпича; *5* — смотровое и запальное окна.

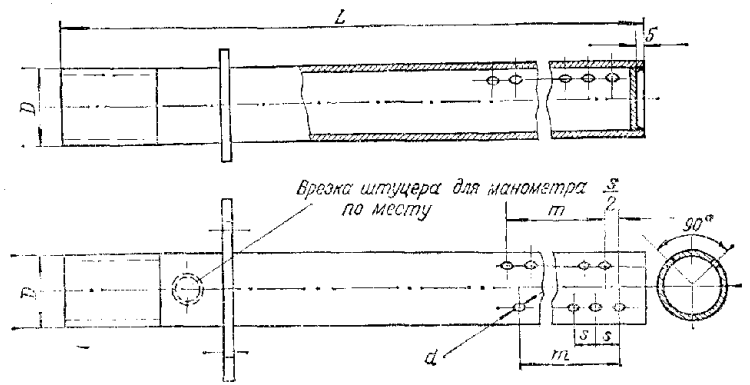


Рис. 5.3. Газовый коллектор подовой горелки.

Горелка ПГ-Н без принудительной подачи воздуха конструкции УкрНИИинжпроекта (рис. 5.2) имеет восемь модификаций:

Номинальная тепловая мощность, Мкал/ч	42,5	59,5	85,0	127,5	170	297,5	425	637,5
Номинальный расход газа, м³/ч	5	7	10	15	20	35	50	75
Число отверстий	26	38	52	76	100	174	170	254
Диаметр газового коллектора $D_у$, мм	25	25	25	40	40	40	50	50
Ширина щели A, мм	90	90	90	110	110	110	120	120

Диаметры газовыпускных отверстий при давлении газа 130 кгс/м² у первых шести модификаций 1,4, у двух последних — 1,6 мм; при $p = 200$ кгс/м² — соответственно 1,3 и 1,4 мм. Шаг между отверстиями у первых шести модификаций — 15, у остальных — 20 мм, $\alpha_т = 1{,}25 \div 1{,}35$, минимальное разрежение в топке на высоте 1 м над горелкой 1,5—2 кгс/м².

Горелки подовые однотрубные конструкции Ленгипроинжпроекта (рис. 5.3) не унифицированы — каждая горелка предназначена для конкретного типоразмера котла. Горелки двухтрубные (рис. 5.4, табл. 5.2) позволяют увеличить равномерность распределения тепловых потоков в топке, уменьшить тепловые напряжения тунелей и соответственно несколько уменьшить длину факела. Газ к обоим коллекторам подается через поперечный патрубок с одним рядом газовыпускных отверстий, которые образуют дорожку «бегущего огня», выполняющую функции стационарного запальника, а также используемую для контроля наличия пламени.

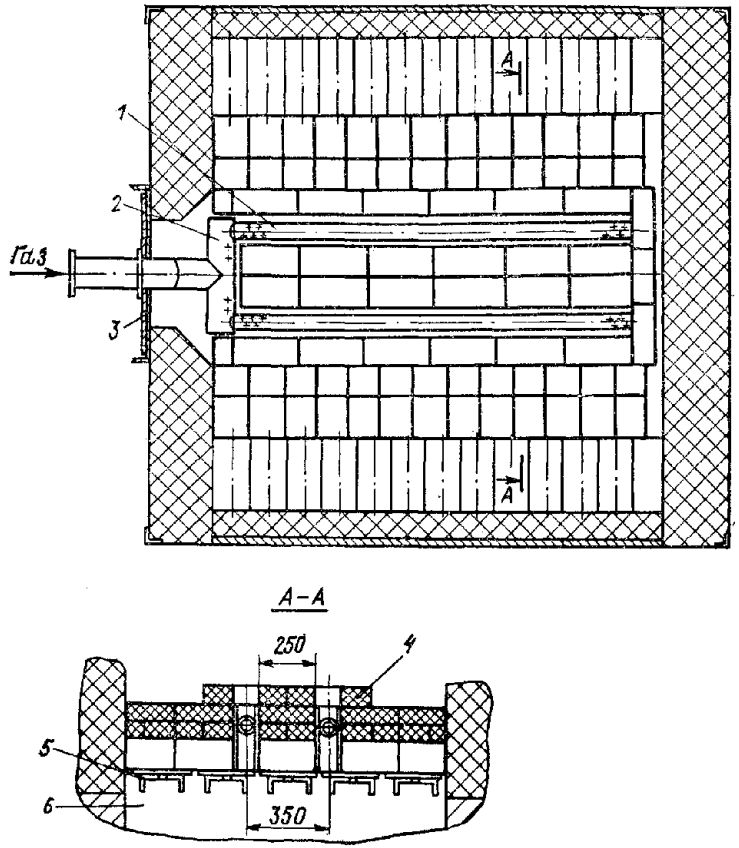


Рис. 5.4. Горелка подовая двухтрубная.
1 — горелка; *2* — поперечный патрубок; *3* — фронтовой лист; *4* — кладка из огнеупорного кирпича; *5* — колосниковая решетка; *6* — поддувальное пространство.

Горелки подовые однорядные с принудительной подачей воздуха конструкции УкрНИИинжпроекта предназначены для работы на низком (ПГОД-Н) или среднем (ПГОД-С) давлении газа. Устройство горелок идентично ПГ-Н (рис. 5.2), кроме подачи воздуха под колосниковую решетку вентилятором с давлением до 50 кгс/м². При работе горелок с тепловой мощностью меньше номинальной и снижении давления воздуха ниже 10—20 кгс/м² рекомендуется на подводящем воздухопроводе устанавливать дроссельную шайбу, а импульс к мано-

Таблица 5.2

Основные характеристики двухтрубных подовых горелок

Площадь поверхности нагрева, м²	Номинальный расход газа, м³/ч, при p = 100 кгс/м²	Длина горелки L, мм	Число отверстий в одном ряду коллектора горелки	Диаметры d отверстий в коллекторе, мм	Число отверстий ⌀ 1,2 мм в поперечном патрубке	Шаг s между осями отверстий, мм: коллектора	Шаг s между осями отверстий, мм: патрубка	Масса, кг
МГ-2								
37,8	55,7	1700	36					22,0
54,6	79,2	2230	57	2,0	14	26	23	27,0
71,4	103,0	2760	77					31,8
«Энергия-6»								
27,9	49,3	1626	37					16,9
40,3	70,2	2154	60	1,8	8	23	40	19,3
52,7	91,0	2682	83					21,8
«Тула-1»								
43,2	63,8	1737	32					17,7
59,4	86,5	2230	51	2,2	8	27	40	20,1
81,0	116,0	2790	71					22,7
«Тула-3»								
28,1	49,0	1635	34	2,0				22,8
40,6	70,3	2172	54	1,9	8	27	40	27,2
55,0	90,3	2730	75	1,9				32,3
«Отопитель-1»								
32,0	56,3	1652	34					18,6
46,3	81,0	2219	56	2,0	8	24	40	22,3
60,5	104,0	2784	78					25,7
Э5-Д2								
34,1	60,5	1750	39					13,0
46,6	81,5	2280	61	2,0	12	24	26	14,6
59,1	102,0	2800	83					17,8

Примечания. 1. Характеристики горелок и расход газа приведены по данным альбомов повторного применения Ленгипроинжпроекта. 2. Характеристики горелок для котлов МГ-2Т и «Энергия-3» при близком соответствии их поверхностей нагрева котлу МГ-2 можно принимать по данным, приведенным для этого котла.

метру подсоединять перед ней. Полное сгорание газа при $\alpha = 1{,}15$ обеспечивается при равномерном распределении воздуха по длине туннеля: чем меньше живое сечение колосников и больше поперечное сечение поддувального пространства, тем выше равномерность.

Горелки ПГОД-Н имеют шесть модификаций:

Номинальная тепловая мощность, Мкал/ч	127	170	297	425	637	850
Номинальный расход газа, м³/ч	15	20	35	50	75	100
Диаметр газовыпускных отверстий, мм	1,4	1,4	1,7	1,8	2,1	2,1
Число отверстий	66	88	106	136	144	194
Диаметр газового коллектора, мм	32	40	50	50	80	80
Ширина щели A, мм	90	100	110	110	130	130

Диаметр огневых отверстий указан для давления газа 130 кгс/м², для давления 200 кгс/м² диаметр принимается на 0,2 мм меньше. Шаг между отверстиями 15 мм. Минимальное давление газа 20 кгс/м².

Горелки ПГОД-С имеют пять модификаций:

Номинальная тепловая мощность, Мкал/ч	425	637,5	850	1275	1700
Номинальный расход газа, м³/ч	50	75	100	150	200
Диаметр огневых отверстий, мм	1,5	1,55	1,6	1,7	1,8
Число отверстий	46	68	80	106	126
Ширина щели A, мм	100	100	100	100	120

Шаг между отверстиями 20 мм. Диаметр газового коллектора у первых четырех модификаций $D_у = 40$ мм, у последней — 50 мм. Минимальное давление газа 100 кгс/м².

Горелка подовая среднего давления с принудительной подачей воздуха для котлов ТВГ и КВ-Г конструкции ИГ АН УССР и Монастырищенского машиностроительного завода (рис. 5.5, табл. 5.3) отличается наличием у щелевого туннеля внезапного расширения со 110 до 160 мм, где образуются зоны рециркуляции. Это, а также равномерная подача воздуха от вентилятора за счет разделения поддувального пространства сплошными стенками на отсеки для каждой горелки и наличие воздухораспределительной стальной решетки обеспечивают полное сгорание газа при $\alpha = 1{,}1 \div 1{,}15$. Максимальное выгорание горючих составляющих происходит вблизи выходного сечения щели. Здесь же по оси щели наблюдается и максимальная температура факела. При номинальной тепловой мощности горелки высота факела составляет 12—14 калибров (ширины щели) и в котлах различной

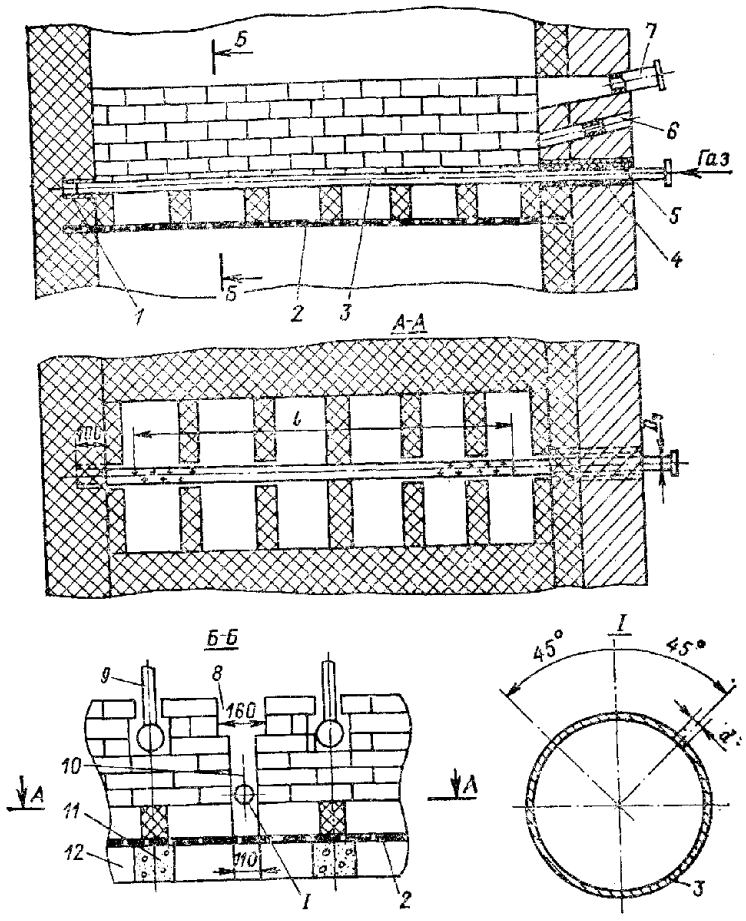


Рис. 5.5. Горелка подовая для котлов ТВГ и КВ-Г.
Направляющие втулки: *1* — задняя; *4* — передняя; *2* — воздухораспределительная решетка; *3* — газовый коллектор; *5* — уплотняющая набивка; *6* — окно для запальника; *7* — смотровое окно; *8* — внезапное расширение щелевого туннеля; *9* — топочные экраны; *10* — щелевой туннель; *11* — перегородка; *12* — поддувальное пространство.

производительности горение газа заканчивается на высоте 1,2—1,7 м от обреза щели. При тепловой мощности меньше 40 % от номинальной горелки удовлетворительно работают без принудительной подачи воздуха.

Длины горелки и секции экрана примерно одинаковы, что необходимо для равномерного распределения тепловых потоков. Во избежание прогиба коллектора, уста-

Таблица 5.3

Основные характеристики подовых горелок для котлов ТВГ и КВ-Г

Характеристика	ТВГ-1,5	ТВГ-2,5	ТВГ-4р	ТВГ-8М	ТВГ-10	КВ-Г-4,65	КВ-Г-7,56
Число горелок на котле	2	3	4	4	4	3	3
Номинальная тепловая мощность горелки, Гкал/ч	0,85	0,94	0,97	2,20	2,86	1,46	2,38
Номинальный расход газа, $м^3/ч$	100	110	114	259	337	172	280
Давление газа, $кгс/м^2$	1100	1350	1900	2240	2330	1530	1530
Число газовыпускных отверстий на горелке	140	140	150	334	332	182	300
Диаметр газового коллектора $D_у$, мм	50	50	50	65	65	65	65
Диаметр газовыпускных отверстий, мм	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Шаг между отверстиями, мм	20	20	20	18,5	18	18	18
Длина огневой части L	1390	1390	1490	3080	2980	1629	2691

Примечания. 1. Характеристики горелок для ТВГ-4р и -8М приведены по результатам государственных испытаний, для КВ-Г — по паспортам Монастырищенского машиностроительного завода. 2. Для горелок котлов КВ-Г $K_{р.р} = 4,0$.

новленного по концам в направляющих, под его среднюю часть подкладывают один-два кирпича. Зазор между коллектором и направляющей в передней стенке уплотняют шамотным раствором с асбестовой крошкой. Газовыпускные отверстия на коллекторе сверлят в два ряда в шахматном порядке.

5.3.2. Горелки вертикальные щелевые. Горелки конструкции Ленгипроинжпроекта по способу подачи компонентов и качеству подготовки газовоздушной смеси идентичны подовым. По результатам государственных испытаний рекомендованы для использования на котлах, на которых они уже установлены, а также при отсутствии в котельной давления газа более 0,1 $кгс/см^2$. Длина факела 0,9 м, разрежение в топке 1—3 $кгс/м^2$.

Горелка (рис. 5.6, табл. 5.4) состоит из воздушного короба, двух газовых коллекторов с одним рядом газо-

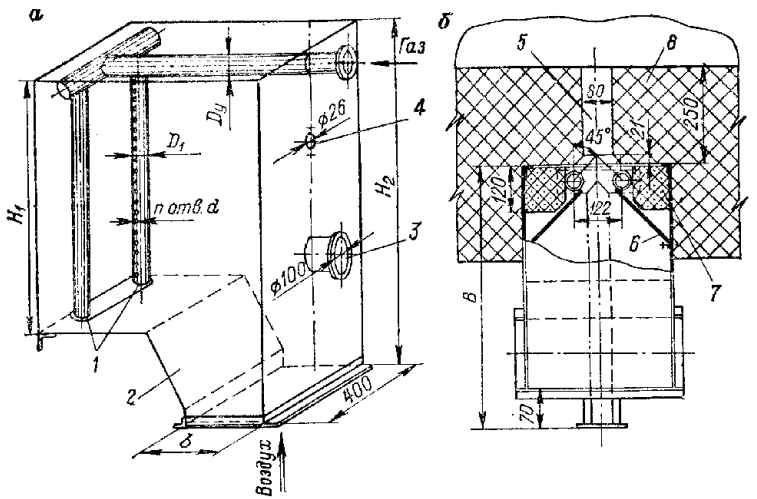


Рис. 5.6. Горелка вертикальная щелевая.

а — аксонометрическое изображение; *б* — установка горелки в кладке; *1* — газовый коллектор; *2* — воздушный короб; *3* — лючок для введения запальника; *4* — смотровой глазок; *5* — щелевой туннель; *6* — направляющая воздушная перегородка; *7* — огнеупорная масса; *8* — стена топки.

выпускных отверстий и прямоугольного вертикально расположенного в кладке котла туннеля-стабилизатора, являющегося одновременно смесителем. Струйки газа, выходящие из отверстий под углом 90° друг к другу, перемешиваются в смесителе с воздухом, скорость которого по всей высоте туннеля выравнивается направляющими *6*. Ширина туннеля и расстояние в свету между коллекторами приняты одинаковыми и равными 80 мм. Задняя стенка короба съемная, что позволяет вынимать подводящий газопровод с газовыми коллекторами для ремонта и осмотра без демонтажа короба.

5.3.3. Горелки ГИФ. Горелка инжекционная форкамерная конструкции УкрНИИинжпроекта при тепловой мощности, близкой к номинальной, инжектирует 65—75 % воздуха, необходимого для полного сгорания газа, а остальной воздух поступает в форкамеру за счет разрежения в топке. Горелка устойчиво работает при разрежении в топке в пределах 0,1—3,0 (газ низкого давления) и 1—10 кгс/м² (газ среднего давления).

Горелка (рис. 5.7, табл. 5.5) состоит из одного, двух или трех коллекторов, инжекторов-смесителей и общей для всех смесителей форкамеры. Коллекторы имеют по

одному ряду отверстий (сопел) с шагом между ними 140 мм. Смесители образуются специальной выкладкой огнеупорного кирпича. Высота их 250 мм, число равно числу сопел. Оси сопел и смесителей должны строго совпадать. Форкамера имеет вид щели, в которой горит газ и обеспечивается стабилизация пламени. Смешение газа с воздухом и подогрев газовоздушной смеси до температуры воспламенения происходят в смесителях.

Горение газа начинается на высоте 180—200 мм от верхнего обреза газового коллектора, в форкамере сгорает более 90 % газа, а догорание остального происходит в топке. При давлении газа выше 3500 кгс/м² наблюдается сильный шум. Температура коллектора на всех режимах не превышает 50—90 °С. На расстоянии 100 мм от верхнего обреза коллектора температура газовоздушной смеси менее 200, а на расстоянии 250—300 мм—1000—1300 °С, на выходе из форкамеры — 800—1000 °С. Важ-

Таблица 5.4

Основные характеристики вертикальных щелевых горелок для котлов ДКВР

Характеристика	Котел ДКВР				
	-2,5	-4	-6,5	-10	-20
Число горелок на котле	2	4	4	4	6
Номинальная тепловая мощность горелки, Гкал/ч	0,88	0,70	1,15	1,74	2,27
Расход газа на горелку, м³/ч, при давлении 1000 кгс/м²	104	82	135	205	267
Давление воздуха, кгс/м²	45	30	55	60	90
Коэффициент рабочего регулирования	4,1	4,0	4,0	3,4	2,8
Число газовыпускных отверстий n на горелку	82	82	96	140	132
Размеры, мм:					
H_1	670	670	770	1090	1090
H_2	920	920	1020	1340	1400
B	670	770	770	820	670
b	200	200	200	250	250
D_y	50	50	50	70	70
D_1	42	42	42	48	57
d	2,2	2,0	2,3	2,4	2,7
Масса горелки, кг	74	76	89	116	120

Примечание. Шаг между газовыпускными отверстиями 14, для котла ДКВР-20 — 15 мм.

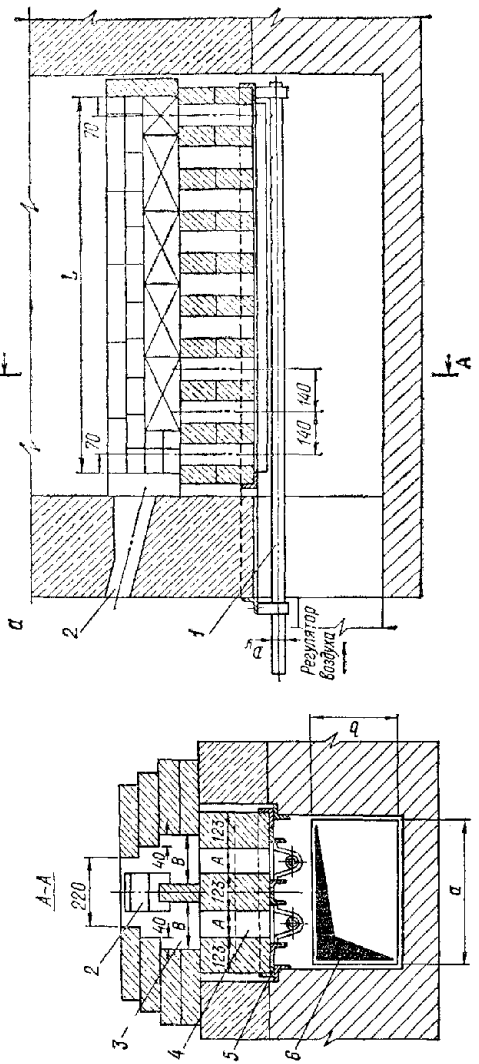
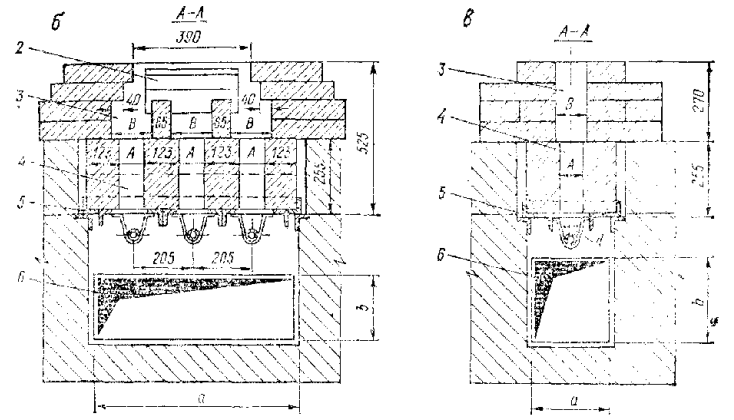


Рис. 5.7. Горелка форкамерная.
Низкого давления: а — с двумя коллекторами; б — с тремя коллекторами; в — среднего давления с одним коллектором; 1 — труба-коллектор с газовыпускными отверстиями-соплами; 2 — запальное окно; 3 — форкамера; 4 — керамический блок-смеситель; 5 — опорная конструкция для крепления коллектора; 6 — поддувальное пространство.

Продолжение рис. 5.7



ным фактором, влияющим на устойчивость работы горелки, является ширина форкамеры, которая не должна превышать 250 мм (оптимальная ширина 100—160 мм).

Горелки не проходили государственных испытаний и их эксплуатация на действующих котлах допускается, в соответствии с разъяснением ВНПО Союзпромгаз при тех же условиях, которые приведены в разд. 5.3.1.

5.3.4. Горелки ИГК. Инжекционные горелки конструкции МосгазНИИ проекта (рис. 5.8, *а*, *б*, табл. 5.6) имеют встроенный пластинчатый стабилизатор пламени. Пластины расположены в пакете с промежутками 1,5 мм, что позволяет снижать давление газа перед горелкой до 300—400 кгс/м² без опасения проскока пламени. Стержни ∅ 5 мм, на которые нанизываются пластины и шайбы, определяющие расстояние между пластинами, представляют собой тела плохообтекаемой формы — стабилизаторы, предотвращающие отрыв пламени в заданном диапазоне регулирования.

Во время нормальной работы горелок пластины стабилизатора охлаждаются потоком газовоздушной смеси, воздушная заслонка находится в положении «Открыто» и это положение не меняется. При выключении горелки воздушную заслонку оставляют открытой, чтобы через горелку просасывался воздух и охлаждал пластины.

Горелки инжектируют весь воздух, необходимый для сгорания газа, при разрежении в топке 1—2 кгс/м². Наличие в топке хотя бы небольшого противодавления

Таблица 5.5

Основные характеристики форкамерных горелок

Горелка	Номинальная тепловая мощность, Мкал/ч	Минимальный расход газа, м³/ч, при номинальном давлении, кгс/м²			Диаметры газовых отверстий, мм, при номинальном давлении газа, кгс/м²		
		130	200	3000	130	200	3000
ГИФ-II-15	127,5	5,9	4,75	—	4,7	4,2	—
ГИФ-Н-20	170,0	7,9	6,33	—	4,7	4,2	—
ГИФ-Н-35	297,5	13,7	11,1	—	5,5 5,8	4,2 5,2	—
ГИФ-С-35	297,5	—	—	5,4	—	—	3,7
ГИФ-Н-50	425	19,6	15,8	—	5,5	4,95	—
ГИФ-С-50	425	—	—	7,7	—	—	3,7
ГИФ-Н-70	595	27,5	22,2	—	5,8	5,2	—
ГИФ-Н-75	637	29,4	23,7	—	5,7	5,05	—
ГИФ-С-75	637	—	—	11,5	—	—	4,0
ГИФ-Н-100	850	39,3	31,6	—	5,7	5,1	—
ГИФ-С-100	850	—	—	15,3	—	—	4,5
ГИФ-Н-105	892	41,2	31,6	—	5,8	5,2	—
ГИФ-Н-140	1190	55	44,3	—	5,8	5,2	—
ГИФ-С-150	1275	—	—	23,0	—	—	4,9

Примечание. В обозначении горелки: Н — низкого, С — среднего давления; число — номинальный расход газа, м³/ч.

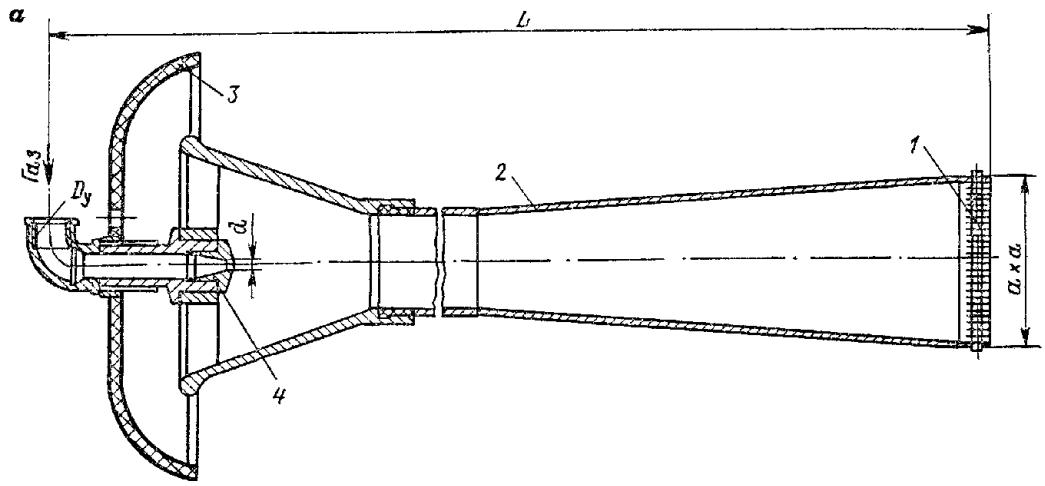
Число		Размеры, мм				$a \times b$, мм²	Масса металлической части, кг
коллекторов	отверстий на коллекторе	L	A	B	$D_у$		
2	3	420	70	140	32	225	28,7
2	4	560	70	140	32	300	33,1
2	5	700	70	140	40	525	39,8
3	3	420	82				31,7
1	5	700	50	100	25	525	22,2
2	7	1120	80	150	40	750	49,1
1	7	980	60	100	25	750	28,5
3	6	840	82	140	40	105	59,5
2	10	1400	80	150	50	1125	64,2
1	9	1260	60	100	40	1125	33,6
2	13	1820	80	150	50	1500	77,9
1	10	1400	70	130	40	1500	37,8
3	9	1260	82	140	40	1575	77,3
3	12	1680	82	140	40	2100	95,0
1	12	1680	75	130	40	2250	44,0

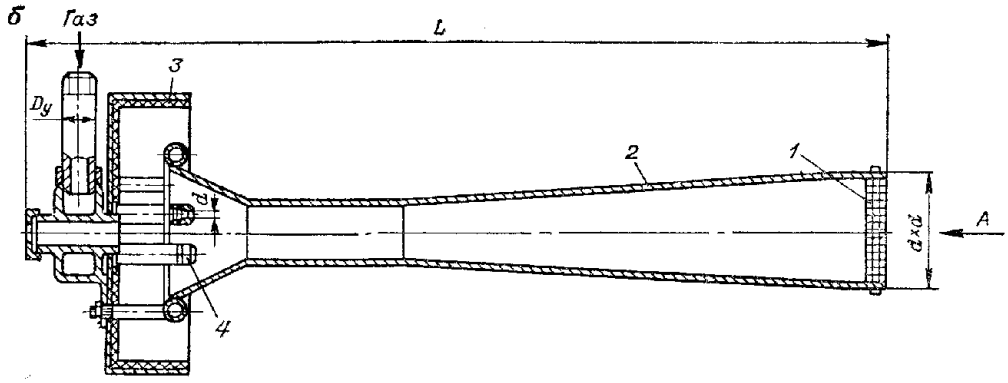
Таблица 5.6

Основные характеристики прямых горелок ИГК

Горелка	Номинальные			Коэффициент рабочего регулирования $K_{р.р}$	Длина факела, мм
	тепловая мощность, Мкал/ч	расход газа, м³/ч	давление, кгс/см²		
ИГК1-6	66,3	7,8	0,68	3	116
ИГК1-15	189	22,2	0,7	4	230
ИГК1-25	365	43,0	0,7	4	700
ИГК1-35	430	50,5	0,7	4,8	1200
ИГК4-50	705	83,0	0,7	4,1	1500
ИГК4-100	1350	159	0,7	5,2	1200
ИГК4-150	1807	222	0,68	6,4	500

Размеры, мм				Масса, кг	Примечание
d	L	$D_у$	a		
3	452	15	53	3,6	Выходное отверстие круглое, стабилизатор конусный (рис. 5.8, *в*)
4,3	650	15	93,2	6,6	Заменяет модификации ИГК-25М и -15
6	930	20	118	10,0	
6,8	1000	20	134	12,0	Заменяет модификацию ИГК-60М
4,4	1180	25	154	13,6	Заменяет модификации ИГК-50 и 1ИГК-120С
6,2	1472	32	200	28,6	Заменяет модификации 1ИГК-170 и ИГК-100
7,5	1932	50	264	44,0	Заменяет модификацию 1ИГК-250





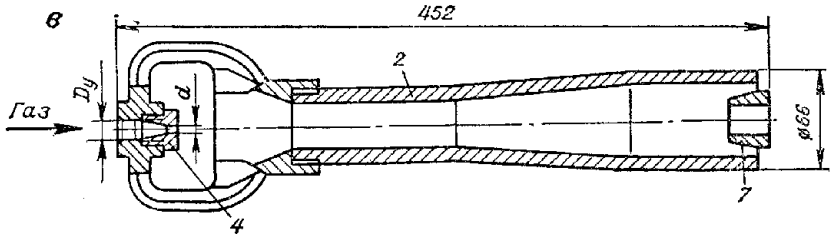


Рис. 5.8. Горелка инжекционная прямая ИГК.

С пластинчатым стабилизатором: *а* — односопловая; *б* — четырехсопловая; *в* — односопловая с конусным стабилизатором; *1* — пластинчатый стабилизатор; *2* — смеситель; *3* — воздушная заслонка с шумопоглощающей прокладкой; *4* — сопло; *5* — стержень; *6* — пластина; *7* — конусный стабилизатор.

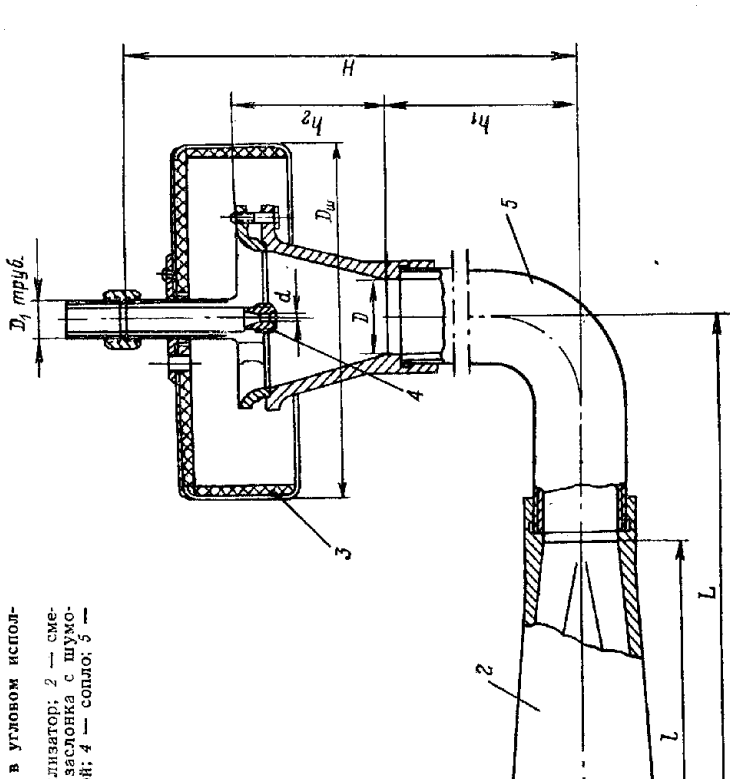


Рис. 5.9. Горелка ИГК в угловом исполнении.
1 — пластинчатый стабилизатор; *2* — смеситель; *3* — воздушная заслонка с шумопоглощающей прокладкой; *4* — сопло; *5* — колено.

приводит к снижению инжекционной способности горелки и перегреву пластин стабилизатора. При увеличении зазора между пластинами вследствие плохого их качества или из-за коробления происходит проскок пламени, и стабилизатор разрушается. Воздушная заслонка горелки используется в основном для снижения шума, и ее внутренняя поверхность оклеена слоем шумопоглощающего материала. В эксплуатационных условиях наблюдается засорение зазоров между пластинами, что приводит к снижению инжекционной способности горелки и появлению неполноты сгорания газа.

Горелка ИГК1-6 имеет не пластинчатый, а конусный стабилизатор пламени (рис. 5.8, *в*).

Чтобы уменьшить загромождение проходов, используют горелки в угловом исполнении (рис. 5.9, табл. 5.7). Для снижения гидравлического сопротивления у этих горелок несколько увеличены размеры выходного отверстия. Угловые горелки не подвергались государственным испытаниям.

На котлах, перевод которых на газовое топливо выполнялся по старым проектам, горелки ИГК (особенно указанные в графе «Примечание» к табл. 5.6) выбирались из расчета номинального давления 0,2—0,4 кгс/см². Это привело к уменьшению $K_{р.р}$ горелок на 30—40 % и увеличению их габаритных размеров. При ремонте или реконструкции котлов устаревшие горелки заменяют новыми с номинальным давлением газа, близким к указанному в табл. 5.6.

5.3.5. Горелки М-К. Инжекционные горелки среднего давления конструкции Ленгипроинжпроекта (рис. 5.10, *а*, *б*, табл. 5.8) предназначены для работы в топках котлов,

Таблица 5.7

Основные размеры, мм, горелок ИГК в угловом исполнении

Горелка	d	D	$D_ш$	D_1	L	l	a	H	h_1	h_2	Масса, кг
ИГК-25у	4,3	53	130	1/2″	530	288	102	545	350	112	14
ИГК-60у	7,1	80	330	1	700	406	146	890	623	153	27
ИГК-120у	9,0	108	410	1 1/2	1035	610	182	1150	818	202	31
ИГК-170у	10,8	131	500	2	1095	738	200	1400	1003	217	45

Таблица 5.8

Основные характеристики инжекционных горелок М-К с керамическим туннелем-стабилизатором

Горелка	Номинальная тепловая мощность, Мкал/ч	Номинальный расход газа, м³/ч, при $p = 9000$ кгс/м²	Давление газа, при котором наступает проскок ($\alpha = 1$), кгс/м²	Размеры, мм							Масса, кг
				$D_к$	d	D	$D_у$	l	L	h	
1М-I-К 1М-II-К	63,7 55,2	7,5 6,5	100	1/2″	2,8 2,6	32	35	51	383 488	— 123	5 8
2М-I-К 2М-II-К	100 89,2	11,8 10,5	150	1/2	3,5 3,3	40	44	61	457 577	— 138	6 10
3М-I-К 3М-II-К	131 112	15,4 13,2	200	3/4	4,0 3,7	46	50	65	522 651	— 148	9 14
4М-I-К 4М-II-К	159 145	18,7 17,0	300	3/4	4,4 4,2	51	56	75	588 727	— 158	11 18
6М-I-К 6М-II-К	222 196	26,1 23,1	500	1	5,2 4,9	60	66	88	690 851	— 189	19 28
7М-I-К 7М-II-К	315 285	37,1 33,6	550	1	6,2 5,9	72	79	103	806 993	— 209	23 34
8М-I-К 8М-II-К	448 402	52,8 47,3	725	1 1/4	7,4 7,0	85	94	97	995 1164	— 239	36 52
9М-I-К 9М-II-К	550 485	64,9 57,2	850	1 1/4	8,2 7,7	94	104	102	1030 1264	— 260	43 60
10М-I-К 10М-II-К	635 565	74,7 66,5	1000	1 1/4	8,8 8,3	102	112	119	1125 1359	— 260	48 70
11М-I-К 11М-II-К	804 710	94,6 83,5	1400	1 1/2	9,9 9,3	114	126	125	1234 1491	— 287	52,0 75,0
12М-I-К 12М-II-К	1065 957	125,5 112,6	1800	1 1/2	11,4 10,8	132	145	150	1429 1711	— 312	68,6 97,4
13М-I-К 13М-II-К	1280 1140	150,8 134,4	2200	2	12,5 11,8	144	158	160	1555 1833	— 312	82,2 119,0
14М-I-К 14М-II-К	1470 1300	173,3 153,2	2500	2	13,4 12,6	154	170	170	1648 1930	— 312	132,3 177,0

Примечание. В обозначении горелки: первая цифра — номер горелки, вторая — тип (I — прямая, II — угловая), К — керамический туннель.

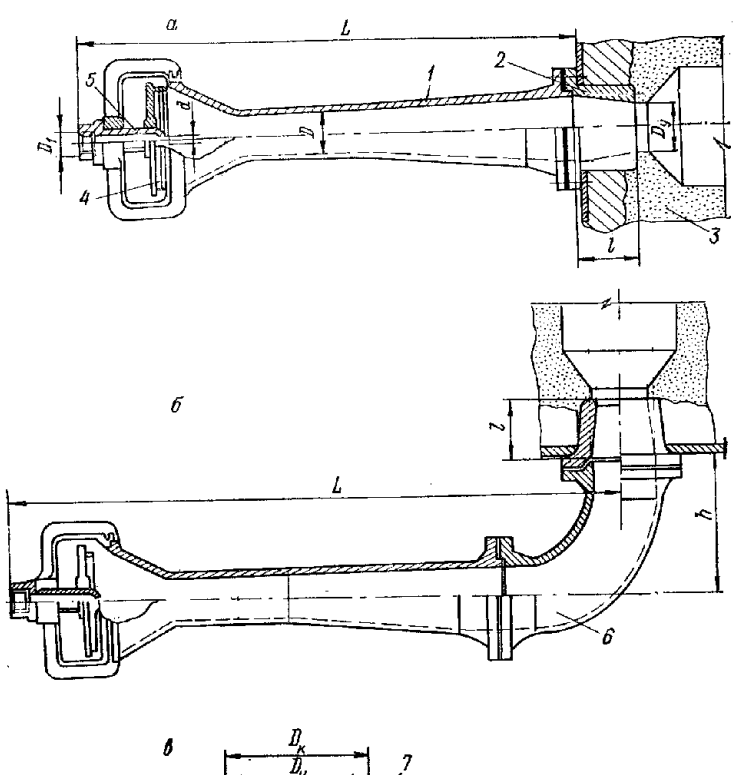


Рис. 5.10. Горелка инжекционная в литом исполнении.

а — М-I-К; *б* — М-II-К; *в* — огневой насадок с кольцевым стабилизатором горелок М-I-С и М-II-С; *1* — корпус; *2* — огневой насадок; *3* — керамический туннель цилиндрический с внезапным расширением; *4* — регулировочная воздушная заслонка; *5* — сопло; *6* — колено; *7* — огневое кольцо

в которых поддерживается разрежение 1—3 кгс/м². В качестве стабилизатора пламени используется керамический цилиндрический туннель с внезапным расширением. По результатам государственных испытаний не рекомендованы для применения горелки № 5 (тепловая мощность

перекрывается № 4 и 6), а также № 8—14, $K_{р.р}$ которых меньше 3,0 (последние приведены в табл. 5.8, так как они в значительном числе еще эксплуатируются на действующих котлах, в том числе жаротрубных, ДКВ и ДКВР). В рабочем диапазоне регулирования инжекционная способность горелок меняется незначительно, поэтому практически положение воздушной заслонки, заданное наладочной организацией, сохраняют неизменным. При давлении газа перед горелкой ниже 1500 кгс/м² начинает быстро увеличиваться α за счет роста влияния разрежения в топке.

У горелок № 8 и более диапазон регулирования ограничен режимом, при котором происходит проскок пламени (табл. 5.8). Так, у горелок № 13—14 (используемых на жаротрубных котлах) проскок пламени наступает уже при давлении 2200—2500 кгс/м². В результате при необходимости снизить производительность котла и работать на давлениях, близких к нижнему пределу или даже более низких, необходимо прикрывать воздушную заслонку, с тем чтобы α оказалось значительно меньшим 1,0. Дожигания газа в топке в этих условиях достигают за счет подачи вторичного воздуха, что приводит к увеличению потерь теплоты с отходящими газами. Горелки эти имеют большие габаритные размеры, загромождают проходы в котельной даже при установке угловой модификации и при давлении газа более 0,5 кгс/см² создают сильный шум. Учитывая узкий диапазон регулирования горелок № 8—14, эксплуатация их на действующих котлах допустима только в случаях, когда тепловая нагрузка последних практически постоянна или снижается только до пределов, обеспечивающих устойчивую работу горелок.

5.3.6. Горелки М-С (рис. 5.10, *в*, табл. 5.9). Инжекционные горелки с кольцевым стабилизатором конструкции Ленгипроинжпроекта по устройству инжекторной и смесительной части идентичны горелкам с керамическим стабилизатором типа М-К. Основная разница — наличие встроенного кольцевого стабилизатора, устройство которого приведено в разд. 5.2. Диаметры боковых отверстий d_1 принимаются для горелок № 1—4—2,5 мм, для № 5—10 — 3 мм. Подожженная запальником газовоздушная смесь, выходящая из кольцевой щели, устойчиво горит у входного отверстия горелки и надежно поджигает основной поток смеси по его наружному периметру. Кроме поджигания этого потока периферийное огневое

кольцо предохраняет его от разбавления избыточным воздухом из топки, повышая надежность стабилизации. Во избежание быстрого выхода из строя огневое кольцо стабилизатора рекомендуется изготовлять из жароупорного чугуна или жаропрочной стали.

В табл. 5.9 приведены характеристики этих горелок по результатам государственных испытаний.

5.3.7. Горелки БИГ. Горелка инжекционная с периферийной выдачей газа конструкции Промэнергогаза по результатам государственных испытаний рекомендована

Таблица 5.9

Основные характеристики инжекционных горелок с кольцевым стабилизатором

Обозначение горелки	$K_{р.р}$	Размеры, мм		Число отверстий n_1	Масса, кг
		$D_к$	l_1		
1М-I-С / 1М-II-С	6,5	52	63	27	5,2 / 7,8
2М-I-С / 2М-II-С	6,5	62	73	31	7,0 / 10,5
3М-I-С / 3М-II-С	5,3	70	73	35	9,4 / 14,3
4М-I-С / 4М-II-С	5,0	78	90	39	11,5 / 18,2
6М-I-С / 6М-II-С	4,5	90	106	34	19,5 / 28,5
7М-I-С / 7М-II-С	4,3	105	123	40	23,7 / 34,3
8М-I-С / 8М-II-С	4,3	122	119	47	34,0 / 50,3
9М-I-С / 9М-II-С	4,3	135	126	51	41,0 / 58,1
10М-I-С / 10М-II-С	4,0	140	143	54	47,3 / 68,8

Примечания. 1. В обозначении горелки: первая цифра — номер горелки, вторая — тип (I — прямая, II — угловая), буква С — стабилизатор кольцевой. 2. Номинальные тепловую мощность, расход газа, а также размеры L, d, D, $D_у$ для соответствующего номера горелки см. в табл. 5.8. 3. Размер d_1 для горелок № 1—4 — 2,5 мм, для № 6—10—3 мм.

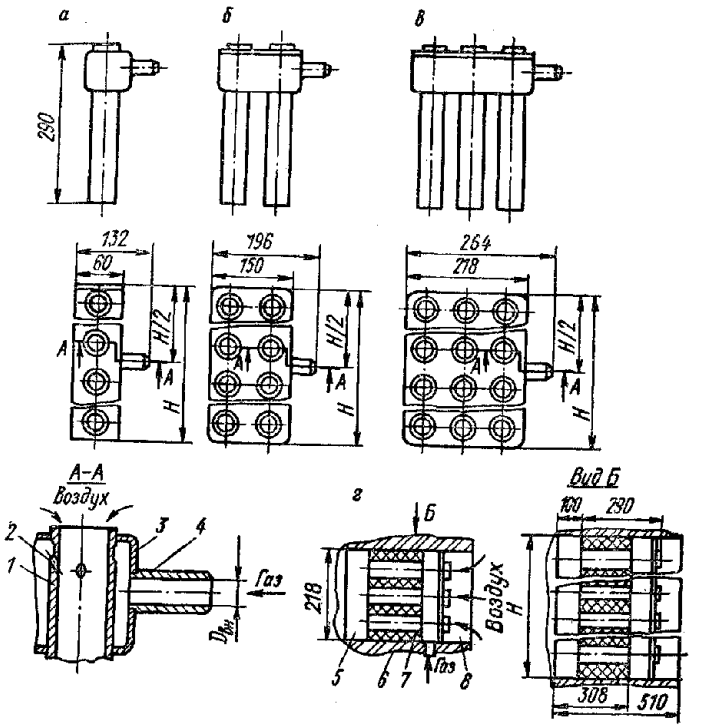


Рис. 5.11. Горелка инжекционная БИГ.
а — однорядная; *б* — двухрядная; *в* — трехрядная; *г* — установка трехрядной горелки в кладке топки; *1* — смеситель; *2* — сопло; *3* — газовая камера; *4* — штуцер; *5* — туннель; *6* — кладка топки; *7* — огнеупорная набивка; *8* — ниша в стенке топки.

для установки на котлах (кроме жаротрубных), работающих с разрежением 1,5—2 кгс/м² при тепловом напряжении топки не более 400 Мкал/(м³·ч). Каждая горелка (рис. 5.11, табл. 5.10) состоит из набора единичных элементов — смесителей ∅ 48×3 и длиной 290 мм, объединенных общей газовой камерой. В стенке смесителя под углом 25° просверлено четыре сопла ∅ 1,5 мм, разженкованных со стороны коллектора. Из сопел подается газ, который через открытый торец смесителя инжектирует воздух с $\alpha = 1{,}02 \div 1{,}05$. Устройства для регулирования расхода воздуха отсутствуют. $K_{р.р}$ горелки при разрежении в топке 1,5 кгс/м² равен 3,0. Горение образующейся в смесителе газовоздушной смеси начинается в керамическом прямоугольном туннеле с длиной 100 мм, высотой

и шириной — по размерам корпуса. Прямоугольная форма туннеля позволяет выполнять его из огнеупорного кирпича с минимальным количеством обмазки, что повышает его надежность и долговечность. При установке горелки в кладке топки толщиной 510 мм образуется ниша глубиной 130 мм, позволяющая разместить шумопоглощающее устройство.

Пространство между единичными элементами плотно заполняют огнеупорной массой густой консистенции с размером зерен не более 3 мм в два этапа: первоначальная набивка массы с подсушкой ее в атмосферных условиях в течение 24 ч и дополнительная подбивка массы с такой же выдержкой. Окончательную досушку массы производят совместно с туннелем при минимальной тепловой мощности горелки не менее 12 ч. До набивки массы в единичные элементы вводят деревянные пробки, удаляемые по окончании работы. Состав огнеупорной массы приведен в разд. 5.7.

Таблица 5.10

Основные характеристики горелок БИГ

Горелка	Номинальные: тепловая мощность, Мкал/ч	Номинальные: расход газа, м³/ч, при $p_г$ = 0,8 кгс/см²	Минимальный расход газа, м³/ч, при $p_г$ = 0,07 кгс/см²	Размеры, мм: H	Размеры, мм: $D_{вн}$	Масса, кг
БИГ-1-1	82	9,7	3,2	70	21	2,2
БИГ-1-3	247	29,1	9,7	218	27	5,1
БИГ-1-6	495	58,2	19,4	422	27	9,4
БИГ-1-11	907	106,7	35,6	762	41	16,8
БИГ-1-13	1072	126,1	42,0	898	41	19,6
БИГ-1-14	1155	135,8	45,3	966	41	21,0
БИГ-1-16	1320	155,2	51,7	1102	41	24,1
БИГ-1-18	1485	174,6	58,2	1238	53	27,0
БИГ-1-22	1815	213,4	71,1	1510	53	32,9
БИГ-2-4	330	38,8	12,7	144	21	6,1
БИГ-2-6	495	58,2	19,4	212	27	8,7
БИГ-2-8	660	77,6	25,9	280	27	11,4
БИГ-2-10	825	97,0	32,3	348	41	14,1
БИГ-2-12	990	116,4	38,8	416	41	16,8
БИГ-2-14	1155	135,8	45,3	484	41	19,5
БИГ-2-16	1320	155,2	51,7	552	41	22,1
БИГ-3-12	990	116,4	38,8	280	41	16,5
БИГ-3-21	1730	203,7	67,9	484	53	28,0
БИГ-3-24	1980	232,8	77,6	552	53	31,8

Примечания. 1. В обозначении горелки первая цифра: 1 — однорядная, 2 — двухрядная, 3 — трехрядная; вторые цифры — число единичных элементов. 2. Горелки БИГ-1-3, -1-6 и -3-12 государственным испытаниям не подвергались. Эти горелки по конструктивным размерам и тепловой мощности являются промежуточными среди других горелок этого типа, что дает основание считать их характеристики соответствующими приведенным в таблице.

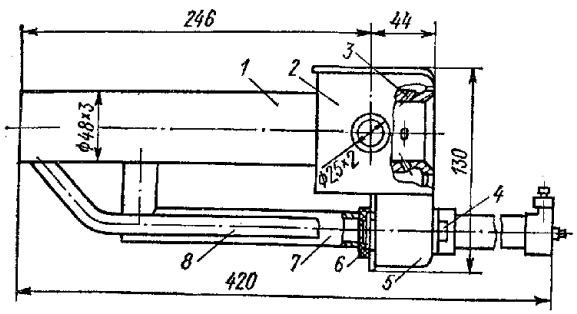


Рис. 5.12. Горелка пилотная ГИП-1-75.
1 — смеситель; *2* — газовая камера; *3* — сопло; *4* — устройство для розжига; *5* — камера воспламенения; *6* — сетка-огнепреградитель; *7* — заборная трубка; *8* — запальная трубка.

На базе БИГ-1-1 Промэнергогазом разработана и по результатам государственных испытаний рекомендована для серийного изготовления горелка пилотная ГИП-1-75 тепловой мощностью 72 Мкал/ч при давлении газа 0,8 кгс/см². При разрежении в топке 1,5 кгс/м² α = = 1,01, $K_{р.р}$ = 3,1, длина факела 110 мм. Смеситель, газовая камера, расположение сопел, туннель-стабилизатор у горелки ГИП-1-75 (рис. 5.12) идентичны БИГ-1-1. Дополнительно ГИП-1-75 имеет устройство для розжига, камеру воспламенения и две трубки — заборную и запальную. Небольшая часть газовоздушной смеси из смесителя отводится по заборной трубке в камеру воспламенения, где поджигается устройством для розжига. Образовавшиеся продукты сгорания через запальную трубку выбрасываются к выходному отверстию пилотной горелки и поджигают основной поток газовоздушной смеси. В заборной трубке у камеры воспламенения расположена сетка-огнепреградитель. К устройству для розжига подается переменный ток напряжением 220 В. Для контроля наличия пламени у открытого торца смесителя располагают фотодатчик.

5.3.8. Горелки ГА. Горелка с принудительной подачей воздуха конструкции МосгазНИИпроекта может работать на газе низкого (130 кгс/м²) или среднего (3000 кгс/м²) давления. Тепловая мощность горелки определяется чис-

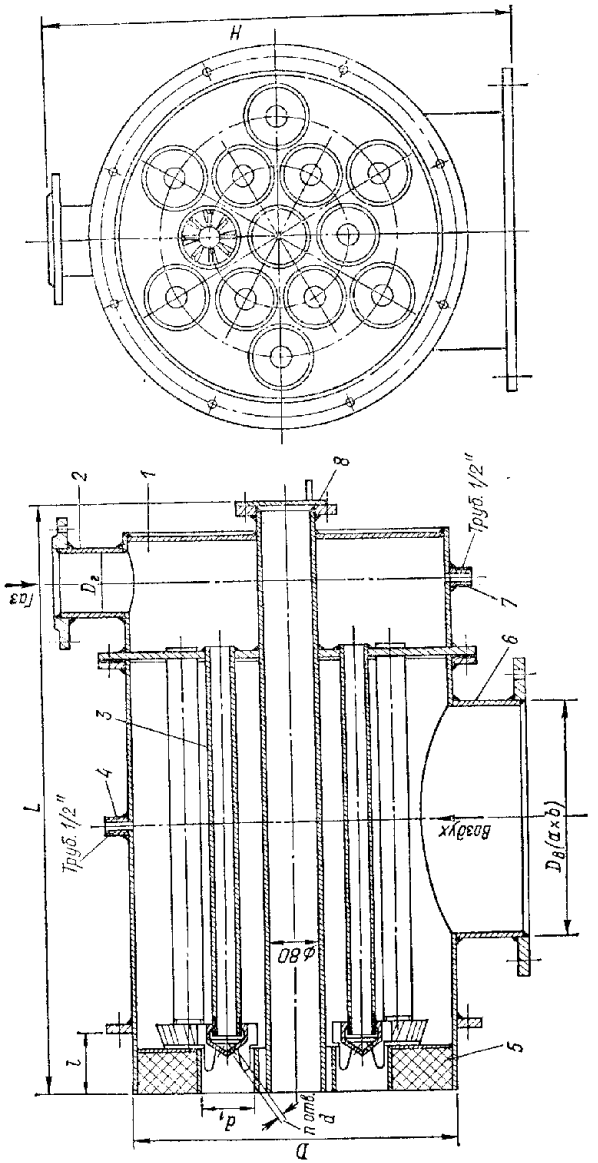


Рис. 5.13. Горелка ГА.
1 — газовая камера; *2* — газовый патрубок; *3* — газовая трубка с наконечником; *4* — штуцер для манометра (воздух); *5* — футеровка; *6* — воздушный патрубок; *7* — штуцер для манометра (газ); *8* — смотровая труба.

лом отдельных элементов в ней (рис. 5.13, табл. 5.11), каждый из которых является самостоятельным устройством, где происходит смешение струек газа, выходящих из конического насадка элемента под углом к продольной оси, и закрученного направляющими лопатками потока воздуха. Для стабилизации пламени применяют, как правило, короткий керамический туннель с внезапным расширением. Пространство между элементами у выходного отверстия горелки футеруется во избежание перегрева шамотом или жароупорным бетоном. Для наблюдения за горением и розжига горелки переносным запальником имеется труба *8*, в которую при отсутствии газа можно устанавливать мазутную форсунку.

Горелки 1229-00Б, 1227-00Б и ГА-106-00Б прошли государственные испытания и рекомендованы для использования только на котлах, где они уже установлены. Для этих горелок $K_{р.р} = 3{,}5 \div 3{,}0$, уточненное номинальное давление воздуха, кгс/м^2: 80 (для 1229-00Б) и 115 (для остальных). Другие горелки, приведенные в табл. 5.11, государственным испытаниям не подвергались. Как правило, горелки ГА заменяют горелками ГГВ.

5.3.9. Горелки ГГВ. Горелка газовая вихревая конструкции МосгазНИИпроекта (рис. 5.14, табл. 5.12) может работать на газе низкого и среднего давления при соответствующем изменении числа и диаметра газовыпускных отверстий, просверленных в один ряд. Газ поступает в поток воздуха под углом 90° от центра к периферии. Крутка воздуха осуществляется лопатками, приваренными к наружной поверхности газового коллектора под углом 45°.

Внутри коллектора расположена смотровая труба, в которой при необходимости можно установить мазутную форсунку. Огневой насадок создает пережим потока, повышая устойчивость горения и снижая зависимость давления газа от давления воздуха. Болтовое соединение воздушной камеры позволяет по-разному ориентировать между собой газовый и воздушный патрубки, а также производить при необходимости осмотр и ремонт внутренней части горелки без демонтажа ее с фронтового листа. Согласно государственным испытаниям полное сгорание газа обеспечивается при $\alpha = 1{,}02 \div 1{,}03$, $K_{р.р} = 4{,}3 \div 4{,}5$ (для ГГВ-25 и -500 — 6,2—6,3).

В качестве стабилизатора пламени служит керамический цилиндрический туннель с внезапным расширением.

Таблица 5.11

Основные характеристики горелок (Н — низкого, С — среднего давления) типа ГА

Горелка	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Номинальный расход газа, м³/ч	Число элементов	Число газовых отверстий n в элементе	Диаметры газовыпускаемых отверстий d, мм, при номинальном давлении газа, кгс/м²		Размеры, мм							Масса, кг
					130	3000	d_1	L	H	D	l	$D_г$	$D_в$ ($d \times b$)	
1230-00Б $\frac{С}{Н}$	0,34	39	5	8	$\frac{—}{3,1}$	$\frac{1,3}{—}$	53	570	400	275	70	60	156	42
1229-00Б $\frac{С}{Н}$	0,54	60	8	8	$\frac{—}{3,1}$	$\frac{1,3}{—}$	53	666	540	320	70	88,5	181	60
1228-00Б $\frac{С}{Н}$	0,80	94	12	8	$\frac{—}{3,1}$	$\frac{1,3}{—}$	53	700	570	320	70	88,5	246	78
1227-00Б $\frac{С}{Н}$	1,20	140	18	8	$\frac{—}{3,1}$	$\frac{1,3}{—}$	53	716	580	440	70	77,5	256	92
ГА-102-00Б $\frac{С}{Н}$	1,90	226	8	12	$\frac{—}{4,3}$	$\frac{2,1}{—}$	80	835	610	400	90	108	290	112
ГА-106-00Б $\frac{С}{Н}$	2,90	340	12	12	$\frac{—}{4,3}$	$\frac{2,1}{—}$	80	875	700	490	90	108	360	144
ГА-110-00Б $\frac{С}{Н}$	4,32	508	18	12	$\frac{—}{4,3}$	$\frac{2,1}{—}$	80	1000	850	530	100	133	500×300	195
1702-00Б $\frac{С}{Н}$	8,00	940	34	12	$\frac{—}{4,3}$	$\frac{2,1}{—}$	80	1166	1060	752	100	150	615×400	348

Примечание. Номинальное давление воздуха ~100 кгс/м².

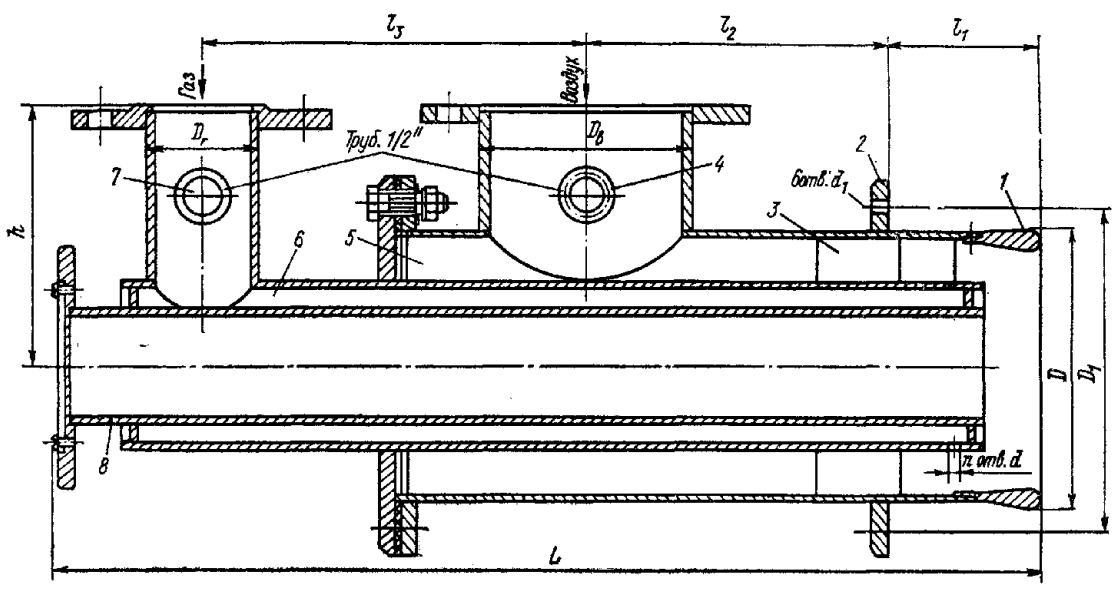


Рис. 5.14. Горелка ГГВ.

1 — огневой насадок с пережимом; *2* — фланец; *3* — лопатки; *4* — штуцер для манометра (воздух); *5* — воздушная камера; *6* — газовая камера; *7* — штуцер для манометра (газ); *8* — смотровая труба.

Таблица 5.12

Основные характеристики горелок ГГВ

Характеристика	ГГВ-10	ГГВ-25	ГГВ-50	ГГВ-75	ГГВ-100	ГГВ-150	ГГВ-200	ГГВ-350	ГГВ-500	ГГВ-750
Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	0,104	0,244	0,504	0,8/0,74	1,0	1,49/1,44	2,0/1,98	3,5/3,48	4,8/4,97	7,45
Номинальный расход газа, м³/ч	12	29	59	94/87	117	175/169	235/233	412/409	564/585	876
Длина факела, м	0,14	0,24	0,45	0,57	0,8	1,1	1,35	1,6	1,7	2,0
Число отверстий-сопел для выхода газа n	12/12	24/48	16/36	12/36	12/36	12/36	12/36	12/36	12/36	24/36
Размеры, мм:										
d	2,76/1,4	3,0/1,0	5,0/1,7	7,7/2,2	8,7/2,5	11,0/3,0	12,2/3,5	16,3/4,75	20/5,8	17,3/7,0
d_1	7	12	12	12	12	12	14	14	14	14
D	68	126	152	168	192	210	270	330	386	460
D_1	85	150	180	195	215	245	290	370	405	488
$D_г$	16	46	60	76	76	103	110	128	154	179
$D_в$	62	84	115	140	160	185	218	289	346	422
L	315	514	525	603	638	725	755	930	1135	1270
l_1	80	80	80	80	80	80	120	80	120	120
l_2	70	135	160	180	200	245	230	380	445	550
l_3	125	210	205	250	260	290	280	348	420	435
h	100	150	145	170	190	200	220	306	325	360
Масса горелки, кг	4,3	18	19	26	29	38	45	65	93	90

Примечания. 1. В числителе даны характеристики горелок при нижнем 3000 кгс/м². 2. Номинальное давление воздуха 160 кгс/м². 3. Тепловая мощность ГГВ-150, согласно государственным испытаниям, достигает 1,79 Гкал/ч при давлении газа 280 и воздуха 230 кгс/м². 4. В знаменателе — с давлением газа 200 кгс/м², в числителе — с давлением газа 300 кгс/м².

Розжиг горелки производят запальником через смотровую трубу. При установке мазутной форсунки горелку компонуют с коническим туннелем с центральным углом раскрытия около 60°, а для розжига предусматривают сбоку в футеровке горизонтальный канал ∅ 50 мм, через который вводят запальник.

5.3.10. Горелки Г-0,4 и Г-1,0. Горелка газовая конструкции ЦКТИ и завода «Ильмарине» предназначена для использования в топках котлов, работающих под наддувом 20—50 кгс/м², например Е-0,4-9Г (МЗК-8Г) и Е-1-9Г (МЗК-7АГ) или с разрежением 2—3 кгс/м², например Е-1/9-1Г (ММЗ-1Г). При установке перед горелкой двух параллельных электромагнитных клапанов может работать в ступенчатом (двухпозиционном) режиме регулирования тепловой мощности (100 или 40—50 %). Расход воздуха, поступающего от индивидуального вентилятора в воздушный короб, регулируется заслонкой на воздуховоде котла.

Газовая часть горелки (рис. 5.15, табл. 5.13) состоит из коллектора с газовыпускными отверстиями и расположенной внутри него запальной трубки, к которой газ подается по самостоятельному газопроводу через блок соленоидов автоматики. Зажигание газа, выходящего из запальной трубки, осуществляется искрой между запальным электродом и корпусом горелки при подаче тока высокого напряжения от трансформатора зажигания. Для стабилизации пламени запальника на расстоянии ~30 мм от его торца на трех стержнях закреплен плоский диск.

При наличии устойчивого запального факела через контрольный электрод, омываемый пламенем, поступает сигнал на подачу газа в коллектор, из которого газ выходит через несколько рядов отверстий, просверленных на боковой поверхности в шахматном порядке под углом 90° к потоку воздуха. Воспламеняется газовоздушная смесь от запального пламени, которое совместно со стабилизирующей шайбой (телом плохообтекаемой формы

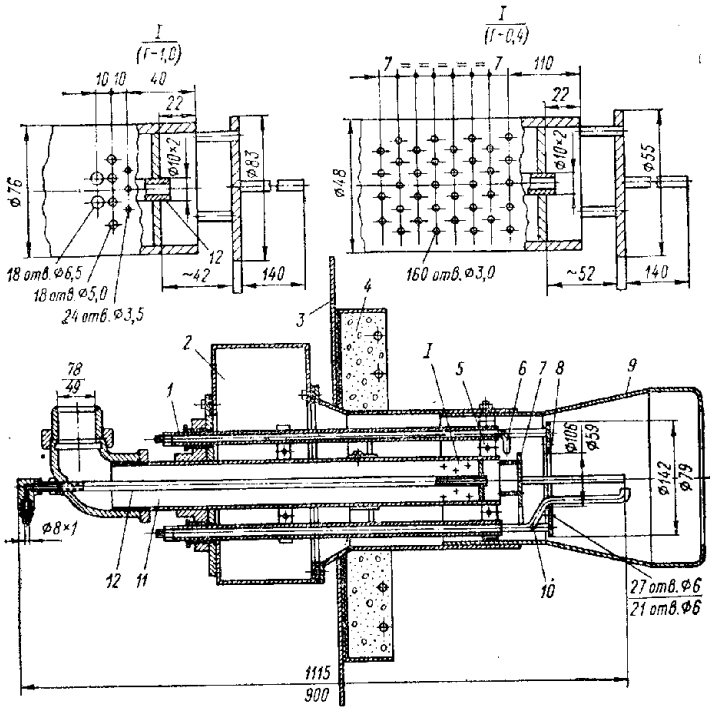


Рис. 5.15. Горелка типа Г (числитель — Г-1,0; знаменатель — Г-0,4).
1 — фарфоровая трубка; *2* — воздушный короб; *3* — фронтовой лист; *4* — тепловая изоляция; *5* — фиксирующий хомут; *6* — запальный электрод; *7* — стабилизирующий диск; *8* — стабилизирующая шайба; *9* — смеситель; *10* — контрольный электрод; *11* — коллектор с газовыпускными отверстиями; *12* — газовая запальная трубка.

на пути движения потока смеси) обеспечивают надежную стабилизацию факела горелки на любых режимах ее работы. К котлу горелка крепится с помощью фронтового листа, покрытого со стороны топки тепловой изоляцией.

Приведенные в табл. 5.13 характеристики получены при государственных испытаниях горелок в топке с разрежением 2 кгс/м². На котлах, работающих с наддувом, для поддержания заданной тепловой мощности горелок давление газа, кгс/м², увеличивают до 80—90 для Г-0,4 и до 150—180 для Г-1,0. Соответственно возрастает и давление воздуха до 60—80 для Г-0,4 и до 140—150 кгс/м² для Г-1,0.

5.3.11. Горелки для котла КСГМ. Горелка с активной воздушной струей и пластинчатыми стабилизаторами

Таблица 5.13

Основные характеристики горелок Г-0,4 и Г-1,0

Характеристика	Г-0,4	Г-1,0
Номинальная тепловая мощность, Мкал/ч	377	963
Номинальный расход газа, м³/ч	44	113
Номинальное давление газа, кгс/м²	30	85
Давление воздуха, кгс/м²	40	115
Коэффициент избытка воздуха	1,05	1,03
Коэффициент рабочего регулирования	3,7	4,3
Длина факела, м	0,84	1,15
Диаметр подводящих патрубков, мм:		
газ	49	78
воздух $D_{экв}$	100	100
Масса, кг	12,8	23,8

Примечание. Завод выпускает также горелку Г-1,0к, длина которой меньше на 420 мм.

конструкции УкрНИИинжпроекта (рис. 5.16) имеет цилиндрический кожух с фланцем для крепления его к нижней камере котла. В кожух через смеситель поступает газовоздушная смесь с $\alpha = 1{,}05 \div 1{,}1$. Воздух, подаваемый от вентилятора через сопло в смеситель, инжектирует газ через конфузор, расположенный в инжекторной коробке горелки. Газ в инжекторную коробку подается через газовый патрубок и его два отвода. Раструб смесителя и его расположение обеспечивают равномерное распределение давления газовоздушной смеси под огнеупорной панелью, в которой установлены шесть коробов 160×60×60 мм с пакетами стабилизаторов. Каждый пакет имеет набор стальных пластин с шайбами между ними, стянутых болтами. Зазоры между пластинами не должны превышать 1 мм (номинальный зазор 0,8 мм, число пластин 39, шайб 160). Отрыв пламени предотвращается наличием тел плохообтекаемой формы, которыми служат болты, стягивающие пакеты, проскок — зазорами для выхода смеси между пластинами меньше критического размера.

Состав огнеупорного наполнителя панели, %: цемент глиноземистый — 20, шамот молотый с размерами частиц 0,2—0,4 мм — 80 или шамот молотый 70—75, глина огнеупорная — 20—25 и портландцемент 500 — 5—10.

Расчетное давление воздуха перед горелкой не менее 200 кгс/м². Давление газа перед горелкой поддерживается

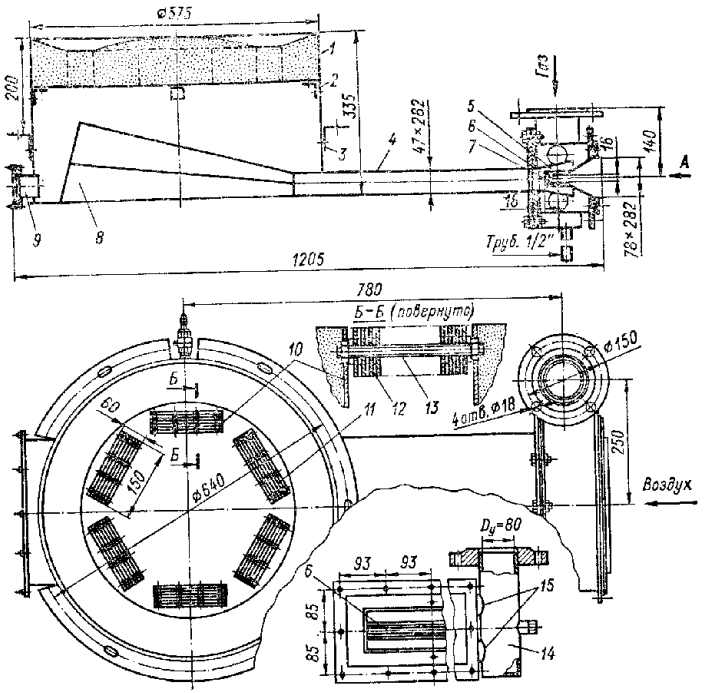


Рис. 5.16. Горелка для котла КСГМ.
1 — огнеупорный наполнитель панели; *2* — кожух; *3* — фланец для крепления горелки к котлу; *4* — смеситель; *5* — конфузор; *6* — пластины сопла; *7* — воздушное сопло; *8* — раструб; *9* — взрывной предохранительный клапан; *10* — короб панели; *11* — пакет стабилизатора; *12* — пластина стабилизатора; *13* — болт стабилизатора; *14* — газовый патрубок; *15* — газовый отвод.

близким к атмосферному с помощью нуль-регулятора. Номинальный расход газа 130 м³/ч. Если при наладке режима не обеспечивается расчетная производительность котла, то допускается удаление из воздушного сопла одной-двух пластин *6*. Это приводит к увеличению расхода воздуха и количества инжектируемого газа.

Опыт эксплуатации показал, что из-за высокой температуры пламени пластины стабилизатора коробятся, образуя зазоры между ними больше критического размера. Пламя проникает в пространство под огнеупорной панелью, вызывая взрыв заполняющей ее газовоздушной смеси, а установленный в этом месте предохранительный взрывной клапан не может обеспечить сохранность котла.

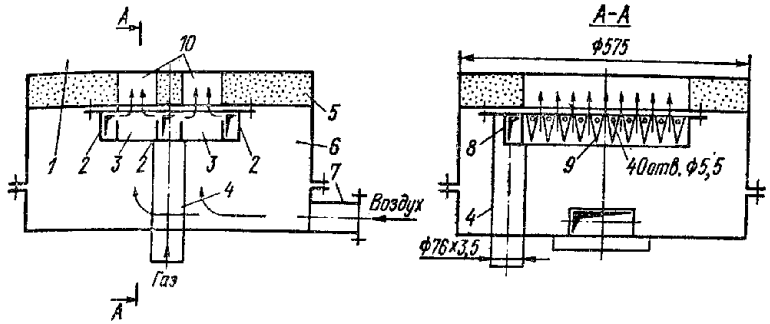


Рис. 5.17. Схема горелки ГУС-130 для котла КСГМ.
1 — топка; *2* — газовый коллектор; *3* — воздушный канал; *4* — газовый патрубок; *5* — панель из жаропрочного бетона; *6* — емкость под панелью; *7* — воздушный патрубок; *8* — перемычка; *9* — уголковый стабилизатор; *10* — щелевой туннель в панели.

Кафедрой промышленной теплотехники Куйбышевского политехнического института предложена взамен описанной выше горелка с принудительной подачей воздуха без предварительного смешения с уголковыми стабилизаторами ГУС-130 (рис. 5.17), исключающая хлопки за счет заполнения емкости под топкой не газовоздушной смесью, а воздухом, нагнетаемым вентилятором. Газ поступает сначала в соединительную перемычку, а затем в три прямоугольных газовых коллектора, из боковых отверстий которых струйками выдается к двум щелевым туннелям в панели. Воздух из емкости поступает в эти же туннели, являющиеся продолжением воздушных каналов, образованных газовыми коллекторами, в которых размещены уголковые стабилизаторы. Между стабилизаторами образуются воздушные щели — зазоры размером 89×6 мм. За стабилизаторами возникают вихревые зоны и обратные токи воздуха, в которые с двух сторон внедряются струйки газа. Это обеспечивает устойчивое горение без отрыва пламени в широком диапазоне изменения тепловой мощности горелки. Проскок пламени в емкость исключен, так как она заполнена чистым воздухом.

Характеристики горелки, полученные при государственных испытаниях на газе с $Q_н = 8960$ ккал/м³ и $\rho = 0{,}83$ кг/м³ следующие: номинальные тепловая мощность 1,17 Гкал/ч, расход газа 131 м³/ч, давление газа и воздуха перед горелкой 153 кгс/м², противодавление в топке 51 кгс/м²; $K_{р.р} = 5{,}5$; длина факела 1,76 м.

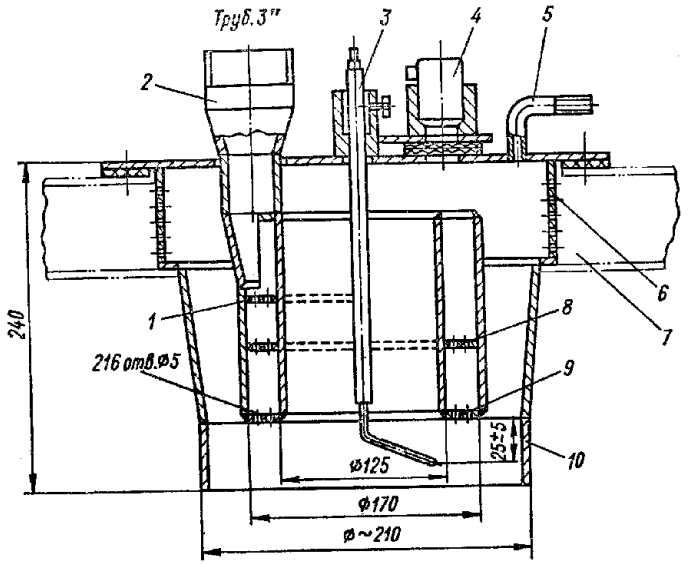


Рис. 5.18. Горелка для котла КПА-500Г.

1 — полукольцевой распределитель; *2* — газовый штуцер; *3* — электрод; *4* — датчик контроля пламени; *5* — штуцер для датчика давления воздуха; *6* — перфорированная обечайка; *7* — воздуховод; *8* — кольцевой распределитель; *9* — шайба с газовыпускными отверстиями; *10* — смеситель.

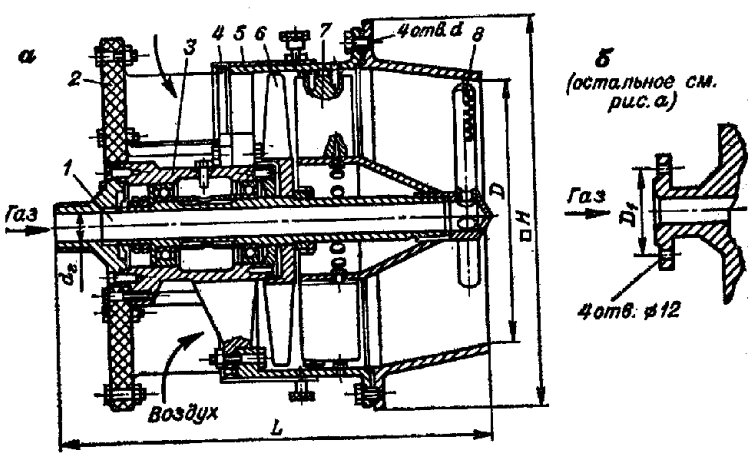


Рис. 5.19. Горелки ГГТР-С.

Присоединение к газопроводу: *а* — резьбовое; *б* — фланцевое; *1* — полый вал; *2* — шумопоглощающий экран; *3* — корпус подшипникового узла; *4* — заслонка воздушного регистра; *5* — корпус горелки; *6* — вентилятор; *7* — направляющий воздушный аппарат; *8* — полые лопатки реактивной турбинки.

5.3.12. Горелка для котла КПА-500Г. Горелка (рис. 5.18) тепловой мощностью 390 Мкал/ч ($p_г$ = 200 кгс/м^2) рассчитана на работу в топке с противодавлением. Крепится болтами к верхней крышке котла, ограждающей воздуховод *7*, в который от автономного вентилятора поступает подогретый воздух (рис. 4.21). Равномерное распределение воздуха в смесителе обеспечивается перфорированной обечайкой. Газ в горелку подается через газовый штуцер, а в смеситель поступает через три ряда газовыпускных отверстий в торцевой шайбе. Для равномерного распределения газа по всей площади шайбы служат полукольцевой и кольцевой распределители, изготовленные из перфорированных пластин. Два электрода, между концами которых в плане выдерживается зазор 4,5—8 мм, предназначены для поджигания газа. Горелка оснащается датчиками контроля пламени и давления воздуха. Государственных испытаний горелка не проходила.

5.3.13. Горелки ГГТР-С. Горелка газовая турбореактивная среднего давления конструкции ГипроНИИгаза (рис. 5.19, табл. 5.14) предназначена для установки в топках котлов с разрежением 0,3—10 кгс/м^2. Газ подается в полый вал, из которого поступает в полые лопатки реактивной турбинки с газовыпускными отверстиями, просверленными под углом 15° к плоскости вращения. Под действием реактивной силы газа, истекающего из отверстий, вал с закрепленными на нем лопастями вентилятора вращается в шарикоподшипниках, размещенных в корпусе подшипникового узла. С торцевой стороны горелка имеет шумопоглощающий экран. Количество засасываемого вентилятором воздуха регулируется заслонкой регистра. Поступивший в корпус горелки воздух подается через направляющий аппарат *7* к устью, где он пронизывается струйками газа, и образуется газовоздушная смесь. Лопатки направляющего аппарата поворотные, что позволяет регулировать угол раскрытия факела, его длину и другие характеристики. Положение заслонки регистра фиксируется в зависимости от угла установки лопаток направляющего аппарата и во время эксплуатации не меняется. Стабильность пламени обеспечивается за счет образования зоны рециркуляции части высокотемпературных продуктов сгорания в центральной части закрученного потока газовоздушной смеси, поступающей из выходного отверстия горелки.

Таблица 5.14

Основные характеристики горелок ГГТР

Характеристика	Горелка ГГТР-С				
	-50	-100	-200	-500	-1000
Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	0,71	1,3	2,38	6,16	12,8
Расход газа, м³/ч:					
номинальный	81	148	270	700	1450
минимальный	14	56	82	142	280
Давление газа, кгс/м²:		12 000	10 000	9000	
номинальное	600	2000	1 000	500	
минимальное					
Размеры, мм:					
L	400	450	500	567	685
H	220	260	330	450	575
D	165	200	270	355	520
D_1	—	—	—	110	130
d	13		20		24
Размер $d_г$	Труб. 3/4″	Труб. 1″	Труб. 1 1/2″	—	—
Масса, кг	12	20	37	72	137

Примечания. 1. Число в обозначении горелки — расход газа при давлении 5000 кгс/м². 2. Расход приведен для газа с $Q_н = 8800$ ккал/м³ и $\rho = 0{,}74$ кг/м³.

Согласно государственным испытаниям горелок ГГТР-С-50, -100 и -200 $K_{р.р}$ при разрежении в топке 0,3—2 кгс/м² равен 2,7—3,3. Коэффициент избытка воздуха 1,03—1,09, длина факела (для ГГТР-С-100) в зависимости от угла наклона лопаток 0,6—1,0 м или 3—5 калибров горелки.

Автоматическое поддержание заданного соотношения газа и воздуха при давлении газа 4000 кгс/м² и более и неизменном разрежении в топке обеспечивается изменением частоты вращения вентилятора, которое зависит от давления (расхода) газа. Влияние разрежения на α аналогично влиянию на работу инжекционных горелок: с ростом разрежения α увеличивается.

5.3.14. Горелки ГМГм. Горелка газомазутная модернизированная конструкции ЦКТИ и завода «Ильмарине» предназначена для сжигания природного газа и мазута. Горелка (рис. 5.20, табл. 5.15) состоит из газовоздушной части, паромеханической форсунки, лопаточных завихри-

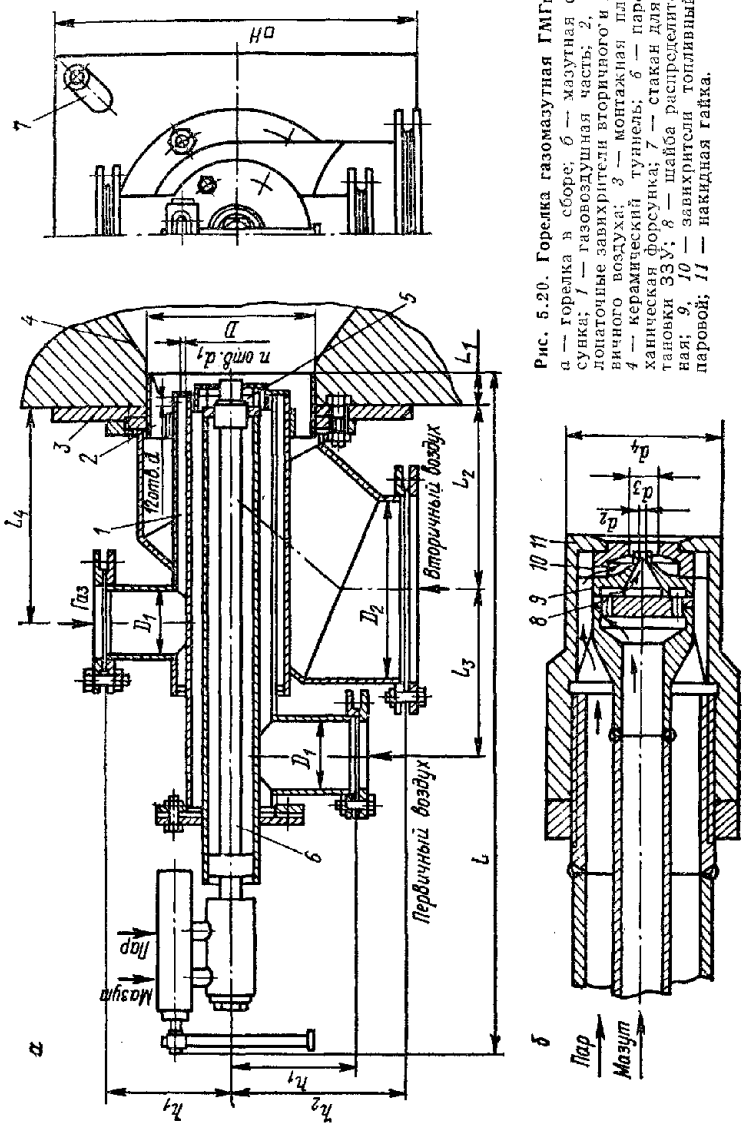


Рис. 5.20. Горелка газомазутная ГМГм.
а — горелка в сборе; *б* — мазутная форсунка; *1* — газовоздушная часть; *2, 5* — лопаточные завихрители вторичного и первичного воздуха; *3* — монтажная плита; *4* — керамический туннель; *6* — паромеханическая форсунка; *7* — стакан для установки ЗЗУ; *8* — шайба распределительная; *9, 10* — завихритель топливный и паровой; *11* — накидная гайка.

Таблица 5.15

Основные характеристики горелок ГМГм

Характеристика	ГМГ-1,5м		ГМГ-2м	ГМГ-4м	ГМГ-5м
Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	1,35	1,5	2,0	4,0	5,0
Номинальный расход газа, м³/ч	159	176	235	470	588
Номинальное давление:					
газа, кгс/м²	380	500	360	380	
воздуха первичного, кгс/м²	125	120	120	120	
воздуха вторичного, кгс/м²	75	90	90	80	75
мазута, кгс/см²	12,5	16	20		
пара, кгс/см²	1,0—1,5		1,0—2,0		
Длина факела на мазуте, м	1,1—1,3		1,4—1,6	1,5—2,0	
Число газовыходных отверстий n диаметром d_1	9		12		
Размеры, мм:					
H	500			600	
D	244		267	374	
D_1	108			159	
D_2	276			375	
L	958			1195	1185
L_1	37		36	52	
L_2	264			375	
L_3	240			318	
L_4	309			428	
h_1	180			235	
h_2	250			360	
d	6,8		8,0	11,5	14,0
d_1	6,5		6,5	8,8	10,0
d_2	1,8		2,0	2,8	3,0
d_3	5		6	7,2	8,8
d_4	34			42	
Масса, кг	70			120	

телей (регистров) первичного и вторичного воздуха, монтажной плиты и заглушки для закрывания форсуночного канала при снятии форсунки. Закрутка воздуха в горелке обоими регистрами производится в одну сторону. В зависимости от компоновки на котле принимают завихрители правого или левого вращения. Стабилизатором пламени служит конический керамический туннель.

В отличие от горелок ГМГ, изготовлявшихся ранее, в горелках ГМГм имеется два ряда газовыпускных отверстий, направленных под углом 90° друг к другу. Отверстия

d на боковой поверхности газового насадка (у горелок ГМГ этих отверстий нет) выдают газ в закрученный поток вторичного воздуха, отверстия d_1 на торцевой части насадка — в закрученный поток первичного воздуха. У горелок ГМГ число и диаметр отверстий d_1: ГМГ-1,5 — 16 ∅ 7; ГМГ-2 24 ∅ 7; ГМГ-4 — 24 ∅ 10; ГМГ-5,5/7 — 36 ∅ 10,5. Горелки ГМГм по сравнению с ГМГ обеспечивают снижение α с 1,15 до 1,05, повышение кпд котла примерно на 1 %, а также улучшают эксплуатационные показатели котлов. Подача первичного воздуха в объеме ~15 % от общего расхода воздуха на горелку позволяет улучшить смешение газа с воздухом, особенно на малых нагрузках. Во время работы на газе шибер первичного воздуха полностью открыт и его не регулируют.

Розжиг горелки производят при закрытых воздушных шиберах: плавно открывают запорное устройство на газопроводе, после воспламенения газа — шибер первичного воздуха, а затем с помощью шибера вторичного воздуха и регулирующего устройства на газопроводе устанавливают заданный режим. Во избежание срыва факела при пуске тепловая мощность горелки не должна превышать 25—50 % от номинальной, а давление газа должно быть больше давления вторичного воздуха. При переходе на жидкое топливо предварительно устанавливают форсунку, подают в нее пар, а затем мазут под давлением 2—5 кгс/см². После его воспламенения отключают газ и производят регулировку режима. Для перехода с жидкого на газовое топливо снижают давление мазута до 2—5 кгс/см² и постепенно подают газ. После воспламенения газа прекращают подачу мазута, устанавливают заданный режим работы на газе, затем удаляют мазутную форсунку и закрывают торцевое отверстие канала заглушкой.

При работе на мазуте в пределах 70—100 % от номинальной тепловой мощности достаточно его механического распыления, а на более низких нагрузках для распыления применяют пар давлением 1—2 кгс/см². Расход пара ~0,13 кг/кг. Для распыления не рекомендуется использовать высоковлажный пар (увеличение влажности снижает качество распыления) и пар с температурой более 200 °С (возрастает опасность коксования распылителей). Угол раскрытия факела 67—75 °С.

Мазут по внутренней трубе форсунки (рис. 5.20, *б*) подводится к распыливающей головке, в которой последовательно установлены: шайба распределительная с одним

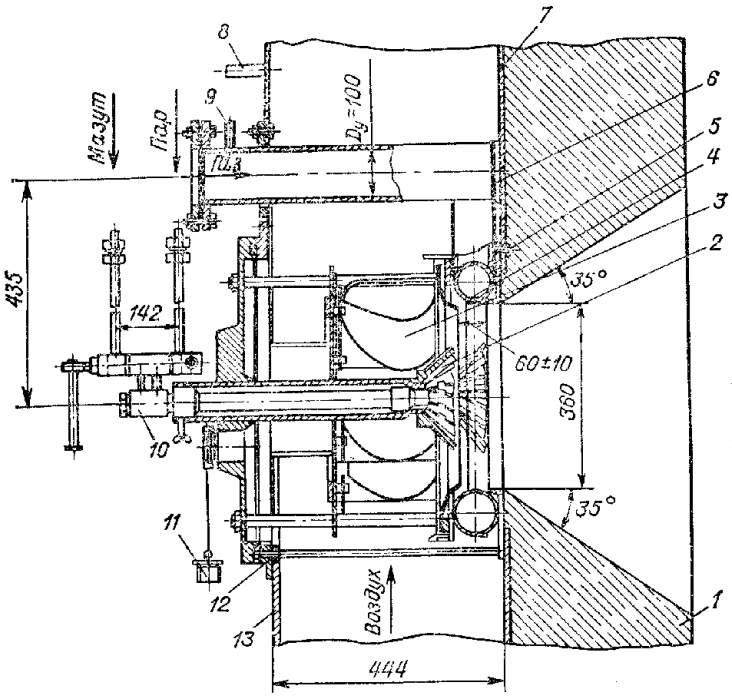


Рис. 5.21. Горелка газомазутная ГМГБ-5,6.
1 — конический туннель; *2* — стабилизатор пламени; *3* — лопаточный завихритель; *4* — газовый кольцевой коллектор; *5* — фланец; *6* — газопровод; *7* — задняя стенка воздушного короба (фронт котла); штуцеры для манометра; *8* — воздух; *9* — газ; *10* — мазутная форсунка; *11* — заглушка; *12* — рама; *13* — передняя стенка воздушного короба.

рядом отверстий (ГМГ-1,5 м и -2 м — 8 отверстий ∅ 2,5 мм, ГМГ-4м и -5 м — 12 отверстий ∅ 3 мм), а за ней завихрители топливный и паровой, имеющие по три тангенциальных канала. Мазут под давлением 12,5—20 кгс/см² проходит через отверстия распределительной шайбы, далее по тангенциальным каналам попадает в камеру завихрения и, выходя через сопловое отверстие, распыливается за счет центробежных сил. При нагрузке менее 70 % по наружной трубе форсунки подается пар, который через каналы накидной гайки проходит к каналам парового завихрителя и, выходя закрученным потоком, участвует в процессе распыления мазута.

Согласно государственным испытаниям $K_{р.р} = 5$, при номинальной тепловой мощности и сжигании газа $\alpha = 1{,}05$, мазута — 1,15.

5.3.15. Горелки ГМГБ-5,6. Горелка газомазутная конструкции завода «Ильмарине» по результатам государственных испытаний допускается на котлах, на которых она уже установлена (в основном ДКВР-20).

В зависимости от компоновки на котле применяют горелки с правой или левой круткой воздуха. Паспортные данные по государственным испытаниям: номинальная тепловая мощность 5,5 Гкал/ч, расход газа 647 м³/ч, давление газа 500 и воздуха 109 кгс/м²; $K_{р.р.} = 3{,}1$; минимально допустимый α на расстоянии 1 м от среза горелки 1,1.

Газовая часть горелки (рис. 5.21) состоит из подводящего газопровода и кольцевого коллектора с газовыходными отверстиями, расположенными в один ряд. Завихритель воздуха представляет собой набор профилированных лопастей, угол наклона которых можно регулировать поворотным рычагом. Это позволяет менять степень крутки и соответственно длину мазутного факела. При работе на газе лопасти полностью раскрывают.

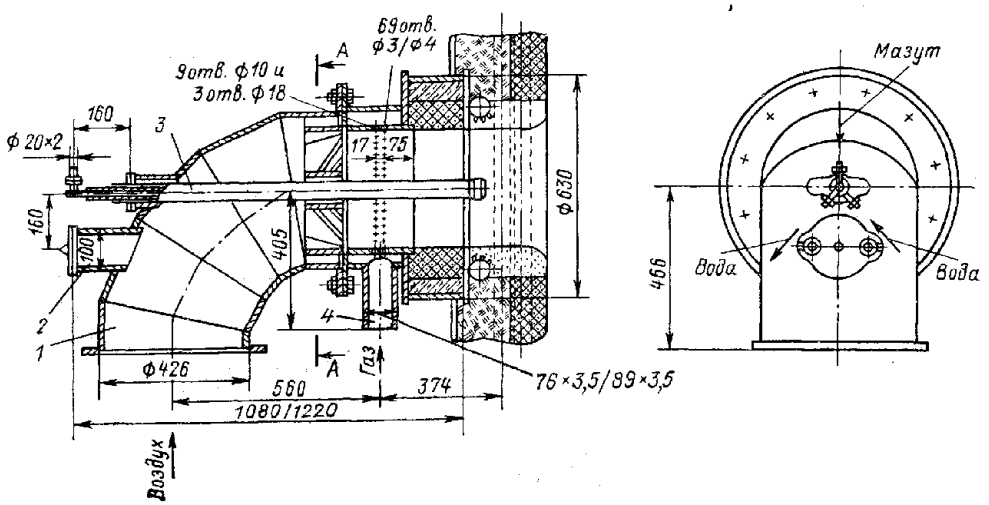
Стабилизатор мазутного пламени выполнен в виде конусного экрана, расположенного у корня факела и являющегося телом плохообтекаемой формы. В обращенной к топке стороне экрана при прохождении воздуха создается разрежение, благодаря чему обеспечивается устойчивость горения. В стабилизаторе имеется несколько тангенциальных щелей, через которые в корень факела поступает воздух. При сжигании мазута стабилизатор располагают на уровне пережима или выдвигают вперед не более чем на 60 мм. Наружный срез головки форсунки не должен доходить до конца прорезей в стабилизаторе на ~20 мм.

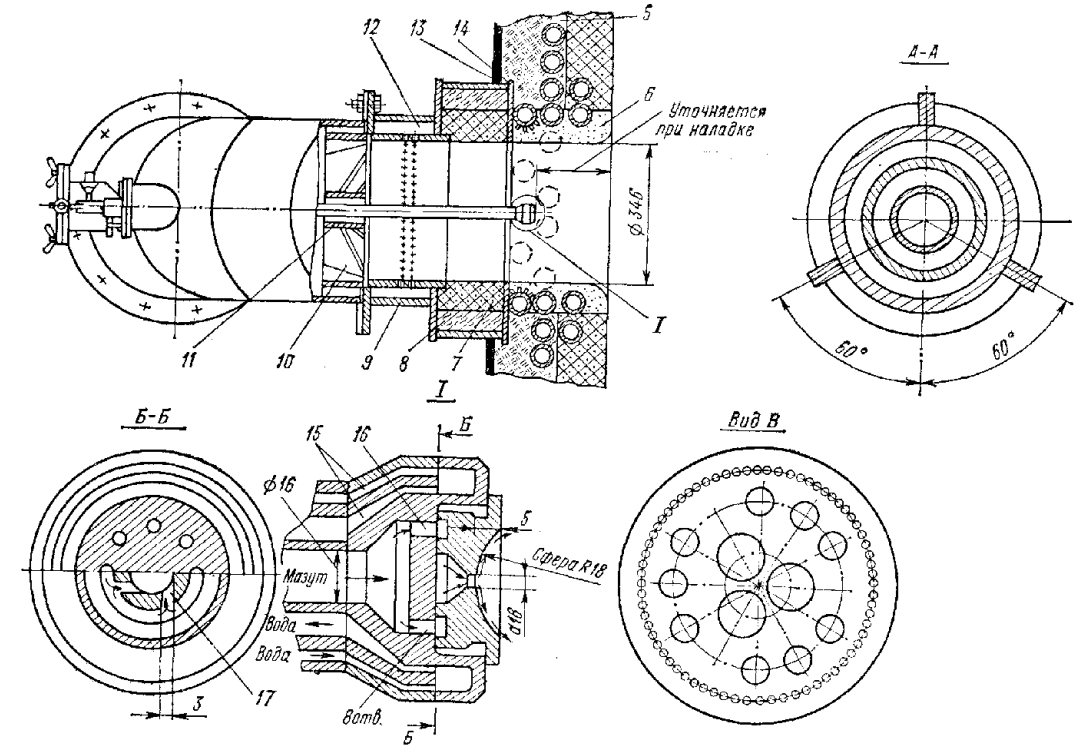
Конструкция паромеханической форсунки идентична форсунке горелки ГМГм (рис. 5.20, *б*). Шайба распределительная имеет 12 отверстий ∅ 3 мм; диаметры центральных отверстий завихрителей: мазутного $d_2 = 3{,}2$, парового $d_3 = 7{,}2$ мм; наружный диаметр накидной гайки $d_4 = 42$ мм. Давление мазута 20, распыливающего пара 2 кгс/см².

При работе на газе стабилизатор вместе с мазутной форсункой убирают за пределы лопаточного завихрителя и устанавливают в крайнем заднем положении. Стабилизация газового пламени обеспечивается керамическим коническим туннелем. Воздух в горелку подается, как правило, из общего воздушного короба, образованного

Рис. 5.22. Горелка газомазутная для котла ПТВМ с компоновочными монтажными элементами (размеры, мм, в числителе для ПТВМ-30М и -50, в знаменателе — для ПТВМ-100).

1 — короб; *2* — смотровое окно; *3* — мазутная форсунка; *4* — газовый патрубок; *5* — минераловатные матрацы; *6* — хромитовая масса; *7* — шамотобетон; *8* — асбодиатомовый бетон; *9* — рама; *10* — воздушный регистр; *11* — ребро; *12* — газовая камера; *13* — магнезиальная обмазка; *14* — концевой упор горелки в экраны; *15* — канал охлаждающей воды; *16* — отверстия для прохода мазута; *17* — тангенциальные каналы для закрутки мазута.





фронтовым листом котла и дополнительной передней стенкой.

5.3.16. Горелки для котлов ПТВМ. Горелка газомазутная (рис. 5.22) имеет две модификации, отличающиеся друг от друга практически только следующими размерами, мм:

	$D_г$	d_1	A
ПТВМ-30М и -50	76×3,5	3	1081
ПТВМ-100	89×3,5	4	1221

Горелка состоит из газовой части, лопаточного регистра для закрутки воздуха, механической форсунки и цилиндрического туннеля-стабилизатора, диаметр которого равен внутреннему диаметру газовой камеры (346 мм). Длина туннеля 380 мм, он несколько выступает в топку за пределы экранных труб, что уменьшает возможность их перегрева. Газ поступает в закрученный поток воздуха под углом 90° от периферии к центру из двух рядов отверстий в газовой камере, что обеспечивает равномерное распределение газовых струй в потоке воздуха (рис. 5.22, вид *В*) и хорошую подготовку газовоздушной смеси. Воздух к каждой горелке подается обычно от автономного вентилятора, закручивается в ней лопаточным регистром, который монтируется только после футеровки рамы горелки на котле. Внутренняя футеровка рамы защищает горелку от нагрева за счет излучения из топки. Так как каждая горелка устанавливается на котле строго по оси круглой амбразуры, образуемой специально изогнутыми трубами экранных поверхностей, то неотъемлемой частью ее являются компоновочные монтажные элементы, включающие минераловатные матрацы, изоляцию из асбодиатомового бетона и обмазки из хромитовой массы и шамотобетона.

Горелка для ПТВМ-30М, согласно государственным испытаниям, имеет следующие основные характеристики: номинальная тепловая мощность 5,61 Гкал/ч, расход газа 660 м³/ч, давление газа 1750 кгс/м², давление воздуха 50 кгс/м², минимальный коэффициент избытка воздуха 1,09, коэффициент рабочего регулирования 4,1, минимальное давление газа 123, воздуха 5 кгс/м². Горелка рекомендована для применения только при работе на природном газе. На котле ПТВМ-30М устанавливается 6 горелок, на ПТВМ-50 этих же горелок 12. На котле ПТВМ-100 устанавливается 16 горелок с номинальной тепловой мощностью 7,65 Гкал/ч (расход газа 900 м³/ч, давление газа 2500 кгс/м²).

В связи с неудовлетворительной работой горелок, установленных на котлах ПТВМ-100, МосгазНИИпроект разработал для них модернизированную горелку (чертеж 5748-00), прошедшую государственные испытания при работе на природном газе.

Горелки на котле расположены с двух сторон группами в два яруса, причем одна из горелок каждой группы нижнего яруса является растопочной и имеет зажигающее устройство, установленное непосредственно над горелкой и включаемое со щита. Возможен также розжиг переносным газовым или мазутным запальником. Остальные горелки из данной группы разжигаются по мере роста производительности котла от факела растопочной горелки. Розжиг горелок производят при открытых воздушных заслонках.

На практике соотношение между расходами газа и воздуха у различных горелок может отличаться от расчетного за счет несоответствия действительных характеристик вентиляторов проектным, неточностей при сверлении газовых отверстий и изготовлении туннеля и т. п. При работе котла на номинальном режиме и $\alpha = 1{,}09$ в отдельных горелках может наблюдаться $\alpha < 1{,}0$, что вызывает пульсацию факела и вибрацию котла. Так как регулирование производительности котла ведут включением или выключением отдельных горелок, то давление газа перед работающими горелками меняется и корректировка отношения топливо—воздух (по O_2) ведется плавным регулированием давления газа с помощью общей на котел поворотно-регулировочной заслонки (ПРЗ). Выключенные горелки, несмотря на футеровку рамы, могут перегреваться, и для их охлаждения в этом случае пропускают небольшое количество воздуха.

При эксплуатации этих горелок следует также иметь в виду, что затянутый в горелку факел нельзя вывести, увеличивая форсировку, так как вместе с ростом средней скорости движения газовоздушной смеси возрастает разрежение в центральной части потока, достигая 120—140 кгс/м², что приводит к еще большему втягиванию факела. Для выноса факела из горелки в топку приходится уменьшать мощность горелки, а при необходимости и расход воздуха, чтобы понизить α, но не менее 1,09. Кроме того, в целях сокращения содержания в продуктах сго-

рания окислов азота в ряде случаев практикуют подачу в горелки нижнего яруса богатой газовоздушной смеси с заведомо $\alpha_т \leqslant 1$ и бедной ($\alpha_г \geqslant 1$) — в горелки верхнего яруса, т. е. организуют двухступенчатое сжигание газа. Все эти особенности эксплуатации горелок на котлах ПТВМ указывают на необходимость тщательной наладки работы каждой горелки отдельно и котла целиком на каждом из возможных режимов.

Мазут под давлением 16—18 кгс/см² по внутренней трубе форсунки поступает к распыливающей головке, в которой последовательно расположены: распределительная шайба с восемью отверстиями для прохода мазута и топливный завихритель с тангенциальными каналами. Закрученный в завихрителе поток мазута попадает в камеру завихрения и, выходя через центральное сопловое отверстие, тончайшим слоем растекается по вогнутой полусферической поверхности торца форсунки и распыляется за счет центробежных сил. Закрученный в регистре поток воздуха интенсивно смешивается с распыленным мазутом.

5.3.17. Горелки ГМ и ГМП. Горелки газомазутные конструкции ЦКТИ и завода «Ильмарине» предназначены для раздельного сжигания природного газа и мазута в основном в топках котлов ДЕ:

Горелка	ГМ-2,5	ГМ-4,5	
Котел	ДЕ-4-14ГМ	ДЕ-6,5-14ГМ	
Горелка	ГМ-7	ГМ-10	ГМП-16
Котел	ДЕ-10-14ГМ	ДЕ-16-14ГМ	ДЕ-25-14ГМ

Одновременное сжигание газа и мазута допускается только кратковременно на время перехода с одного вида топлива на другой. Горелки выпускаются правого (по часовой стрелке) или левого направления вращения воздуха (ГМП-16 — только правого).

Горелка (рис. 5.23, табл. 5.16) состоит из форсуночного узла с основной, расположенной по оси горелки, и резервной, расположенной ниже под углом 6° к горизонтали, паромеханическими форсунками, газовой части, лопаточного завихрителя воздуха (правого или левого вращения), узла заслонок для автоматического закрытия воздушного клапана при снятии форсунок. В качестве запально-защитного устройства применяют ЗЗУ-4, не входящее в комплект поставки.

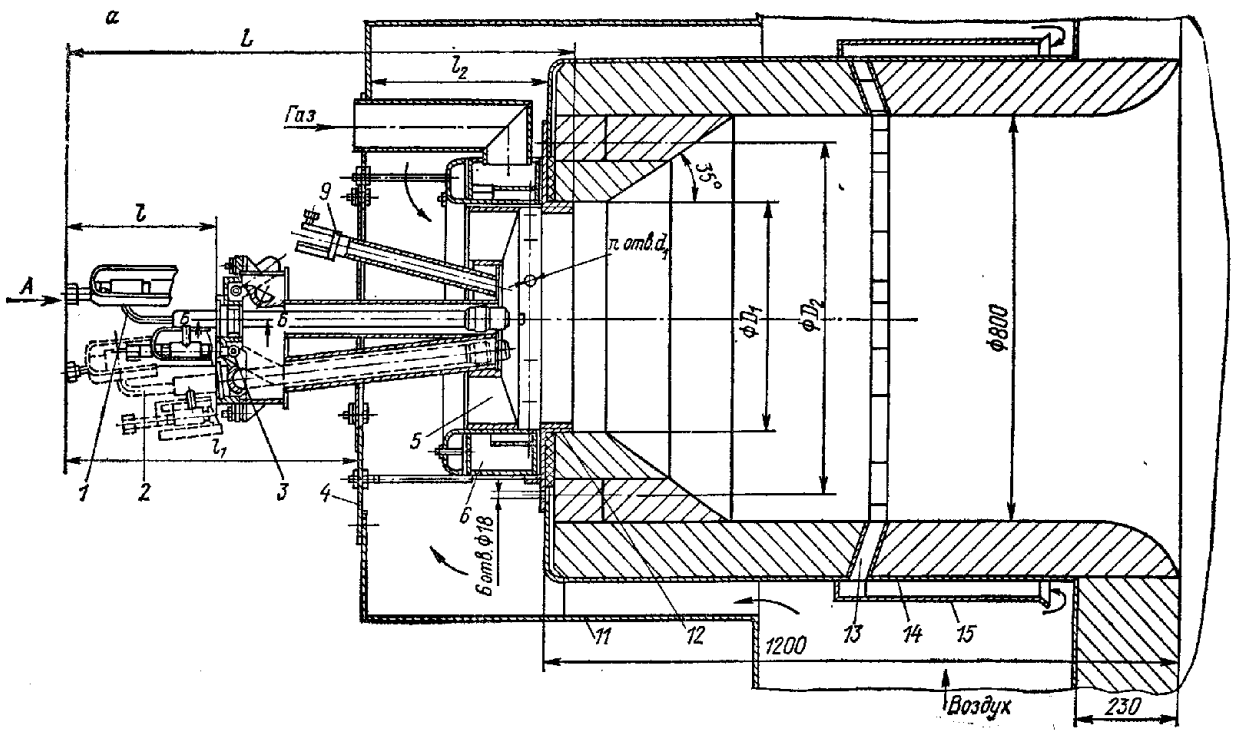
Газовая часть горелки состоит из кольцевого коллектора в сечении прямоугольной формы с одним рядом газо-

Таблица 5.16

Основные характеристики горелок ГМ и ГМП

Характеристика	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7	ГМ-10	ГМП-16
Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	2,5	4,5	6,38 (5,72)	10,8 (10,9)	16
Номинальный расход топлива, м³/ч (кг/ч)	294	530	750 (615)	1270 (1172)	1880
Номинальное давление, кгс/см²:					
газа	0,25	0,25	0,3	0,2	0,25
мазута	18	18	15,6	20,3	18
Давление воздуха, кгс/м²	80	90	90 (105)	102 (112)	350
Коэффициент избытка воздуха	1,1	1,1	1,04 (1,1)	1,05 (1,08)	1,05
Коэффициент рабочего регулирования	5,0	5,0	8,2 (7,15)	5,5 (6,0)	5,0
Длина факела на мазуте, м	1,8	2,5	3,0	5,4	6,5
Число газовыходных отверстий n	19	16	16	16	16
Размеры, мм:					
L	953	962	990	1023	990
l	280	280	300	272	300
l_1	658	630	578	622	578
l_2	256	296	366	366	366
l_3	685	770	885	885	885
$D_г$	57	89	102	102	102
D	642	728	850	850	850
D_1	330	375	434	450	450
D_2	545	630	715	715	715
d_1	6,6	7,5	9	12,8	18
d_2	2,2	2,8	3,5	4,4	5,5
d_3	5,0	7,2	6,4	10,7	12
d_4	34	42	42	50	50
Масса горелки, кг, не более	105	130	145	145	145

Примечания. 1. Характеристики горелок ГМ-7 и -10 приведены по результатам государственных испытаний при разрежении в топке 2—3 кгс/м² (в скобках — данные по мазуту), остальных — по паспортным данным завода «Ильмарине». 2. Удельный расход пара на распыление мазута не более 0,05 кг/кг при давлении, кгс/см²: 2,5—3 (для ГМП-16) и 1—2 (для остальных). 3. Размеры d_2, d_3, d_4 см. на рис. 5.20. 4. Число и диаметры отверстий d_1 для горелок ГМ-2,5 и -4,5 будут уточняться при государственных испытаниях.



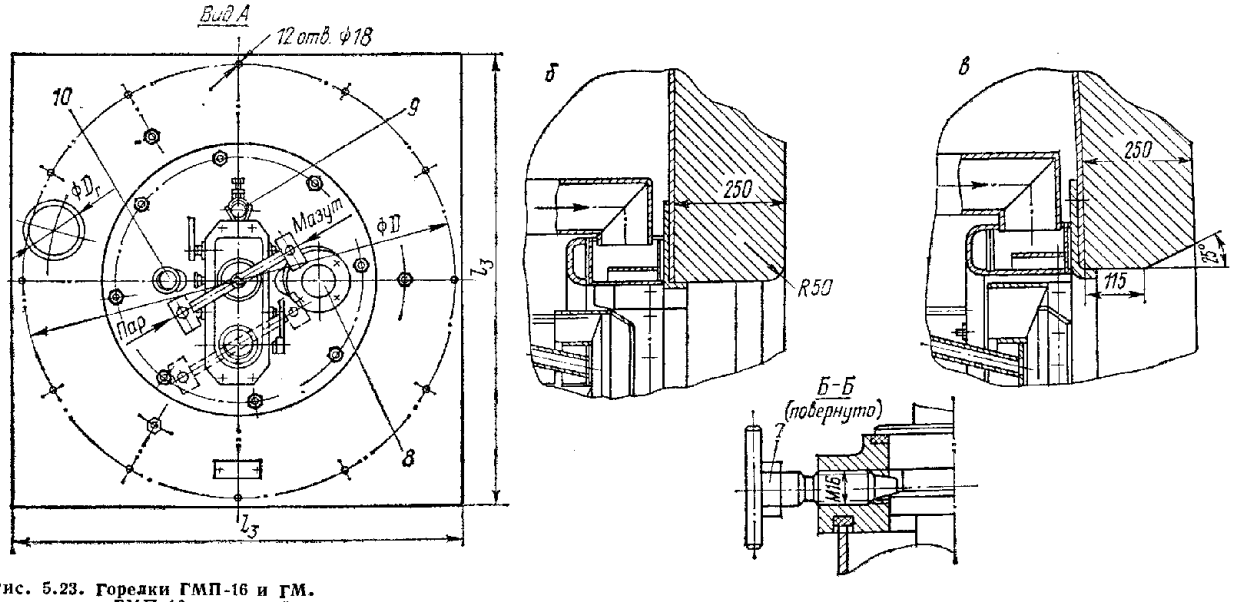


Рис. 5.23. Горелки ГМП-16 и ГМ.
а — горелка ГМП-16 с камерой двухступенчатого сжигания топлива; *б* — горелка ГМ-10 с цилиндрической фурмой; *в* — горелки ГМ-2,5, -4 и -7 с конической фурмой; *1* — основная форсунка; *2* — резервная форсунка (условно); *3* — узел захлопок; *4* — фронтовой лист; *5* — лопаточный завихритель воздуха; *6* — газовая часть; *7* — фиксатор; место для установки: *8* — ЗЗУ, *9* — фотодатчика; *10* — гляделка; *11* — наружный корпус камеры сгорания; *12* — опора; *13* — тангенциальный завихритель вторичного воздуха; *14* — внутренняя обечайка; *15* — наружная обечайка.

выходных отверстий и коленообразной подводящей трубы. Внутри коллектора приварена разделительная обечайка для равномерного распределения газа по его объему. К торцу коллектора присоединен кольцевой обод полукруглой формы для обеспечения плавного входа воздуха в воздухонаправляющее устройство (ВНУ), основными элементами которого являются лопаточный завихритель и фурма (амбразура). Неподвижные профильные лопатки завихрителя создают минимальное сопротивление ВНУ и продлевают время пребывания частиц топлива в закрученном потоке воздуха.

Паромеханическая форсунка конструктивно идентична форсунке горелки ГМГм, отличаясь только размерами d_2, d_3 и d_4, приведенными в табл. 5.16, и тепловой мощностью. Направление закрутки мазута противоположно закрутке воздушного потока.

Воздух в ВНУ горелки поступает по воздуховоду, ограниченному фронтом котла и дополнительной металлической стенкой, что снижает потери теплоты в окружающую среду. Горелка ГМП-16 используется совместно с камерой двухступенчатого сжигания топлива (рис. 5.23, *а*), которая выступает за пределы котла. К ВНУ этой горелки через кольцевую щель между внутренней обечайкой камеры и наружным корпусом поступает около 70 % воздуха, необходимого для полного сгорания топлива (первичный воздух). Остальной (вторичный) воздух поступает через кольцевую щель между внутренней и наружной обечайками в тангенциальный завихритель. Направление вращения первичного и вторичного воздуха одинаковое.

Исследование работы двухступенчатой камеры сжигания, выполненное ЦКТИ, показало, что полное сгорание топлива обеспечивается при $\alpha_т = 1{,}03 \div 1{,}04$ (газ) и $\alpha_т = 1{,}06 \div 1{,}08$ (мазут), а излучательная способность мазутного и газового факелов значительно меньше отличается друг от друга, чем у однозонных по воздуху горелок. Следовательно, применение двухступенчатых камер сжигания является эффективным средством снижения максимальных тепловых нагрузок экранных труб при сжигании мазута, позволяя одновременно уменьшать в продуктах сгорания концентрацию оксидов азота.

Фурма (амбразура, у ГМП-16 — камера двухступенчатого сжигания) замыкает проточную часть горелки и выкладывается фурменным фасонным или стандартным

огнеупорным кирпичом класса А. Поверхность фурмы для увеличения срока ее службы покрывают слоем огнеупорной обмазки, у ГМП-16 поверхность камеры должна быть гладкой без ступенек. Уменьшение угла раскрытия конической части фурмы может привести к коксованию и ее интенсивному выгоранию. Кроме того, следует иметь в виду, что давление пара на распыление для форсунки ГМП-16 не должно быть менее 2,5 кгс/см² во всем диапазоне изменения нагрузок, чтобы обеспечить минимальный угол распыления 30°, при котором не наблюдается коксование камеры.

В период растопки давление мазута с вязкостью не более 3° ВУ и температурой не ниже 120 °С принимают 0,5—0,7 кгс/см², а давление газа — 50—100 кгс/м². После воспламенения топлива закрывают вентиль на линии подачи запального газа, регулируют подачу воздуха и разрежение в топке, с тем чтобы обеспечивалось устойчивое горение. По мере прогрева котла устанавливают заданный режим работы горелки. При достижении нагрузки, близкой к номинальной, мазутный факел должен заполнять топочное пространство котла и иметь красноватый цвет при работе ГМП-16 и яркий соломенный при работе горелок ГМ. При этом конец факела, наблюдаемый в районе задней стенки топки, должен быть бездымным. Если во время работы котла на газе появляется вибрация, следует уменьшить количество подаваемого на горение воздуха, но не уменьшая α ниже 1,04—1,05.

Переход с жидкого топлива на газовое производят, снижая давление мазута до 2—5 кгс/см² и постепенно повышая давление газа до его воспламенения. Затем подачу мазута прекращают и устанавливают заданный режим работы на газе. Переход с газового топлива на жидкое осуществляют подавая мазут под давлением 0,5—0,7 кгс/см², и после его воспламенения прекращают подачу газа, а давление мазута постепенно увеличивают до достижения заданного режима.

Для ремонта основную форсунку отключают и удаляют, предварительно вставив на свое место резервную, которую подключают к мазутной и паровой линиям и зажигают от факела основной. Резервную форсунку допускается использовать кратковременно, только на период ремонта основной. Выключенная форсунка удаляется из горелки немедленно во избежание коксования деталей распыливающей головки.

5.3.18. Горелки РГМГ. Газомазутная горелка с ротационной форсункой конструкции ЦКТИ предназначена для раздельного сжигания природного газа и мазута (совместное сжигание допускается только на время перехода с одного вида топлива на другое) и используется обычно для установки в топках котлов:

Горелка	РГМГ-30	РГМГ-20	РГМГ-10	РГМГ-7М
Котел	КВ-ГМ-100 (3 шт.)	КВ-ГМ-50 (2 шт.)	КВ-ГМ-10	КВ-ГМ-6,5, АПВ-2 и АВ-2

Применение горелок для других котлов допускается при согласовании с ЦКТИ и заводом-изготовителем. Оптимальное разрежение в топке 2 кгс/м². При работе на жидком топливе в горелку подается первичный и вторичный воздух, при работе на газе — только вторичный воздух. Последний поступает к горелке от вентилятора, установленного в котельной, по коробу вторичного воздуха, одной из стенок которого служит наружная поверхность фронтовой стенки котла. Этот короб является составной частью котла. Направление вращения первичного и вторичного воздуха противоположно вращению форсунки.

Горелки РГМГ всех типоразмеров прошли государственные испытания. Они позволяют осуществлять полную автоматизацию котла с использованием систем позиционного, плавного и комбинированного регулирования, при этом плавное регулирование расхода топлива и вторичного воздуха осуществляется в пределах $K_{р.р}$. При работе на мазуте давление и расход первичного воздуха регулируют ступенчато: в диапазоне производительности от 100 до 30 % от номинальной шибер первичного воздуха открыт полностью, при производительности 30 % и менее давление первичного воздуха поддерживают равным 50 % от номинального.

Горелки РГМГ-10, -20 и -30 (рис. 5.24, табл. 5.17) состоят из газовой части, воздухонаправляющего устройства (ВНУ) вторичного воздуха, короба и патрубка с регулировочной заслонкой первичного воздуха, кольцарамы, ротационной форсунки, фронтового кольцевого листа и ЗЗУ.

В газовую часть входит кольцевой коллектор прямоугольной формы с одним рядом газовыходных отверстий и перегородкой внутри для выравнивания давления, а также подводящая труба с фланцевым патрубком для подсоединения газопровода котла. На патрубке имеется ниппель для

Таблица 5.17

Основные характеристики горелок РГМГ (в скобках — данные для мазута)

Характеристика	РГМГ-10	РГМГ-20	РГМГ-30
Номинальные:			
тепловая мощность, Гкал/ч	11,09	22,27	33,45
расход топлива, м³/ч (кг/ч)	1305 (1192)	2 620 (2 395)	3 935 (3 595)
давление топлива, кгс/м²	1950 (2800)	3 400 (16 000)	4 120 (20 100)
давление воздуха, кгс/м²			
первичного	700	730	900
вторичного	100	150	256
Коэффициент избытка воздуха $\alpha_г$	1,05 (1,06)	1,06	1,06
Коэффициент рабочего регулирования $K_{р.р}$	7 (7,5)	12,8 (7,8)	9,8 (6,5)
Длина факела, м	2,1 (2,3)	4,7 (5,2)	6,1 (7,1)
Число газовыходных отверстий	16	20	21
Мощность электродвигателя, кВт:			
форсунки	1,5	2,2	3,0
вентилятора первичного воздуха	10	10	13
Размеры, мм:			
A	431	553	553
A_1	480	522	551
A_2	326	365	402
A_3	280	350	385
B	560	578	635
B_1	480	580	580
H	902	1096	1096
h	526	587	674
d	14	16	18
D_1	1155	1270	1420
D_2	838	971	1104
D_3	542	632	717
D_4	235	340	340
D_5	108	133	159
D_6	285	390	390
D_7	170	200	225
Масса горелки, кг	496	635	783

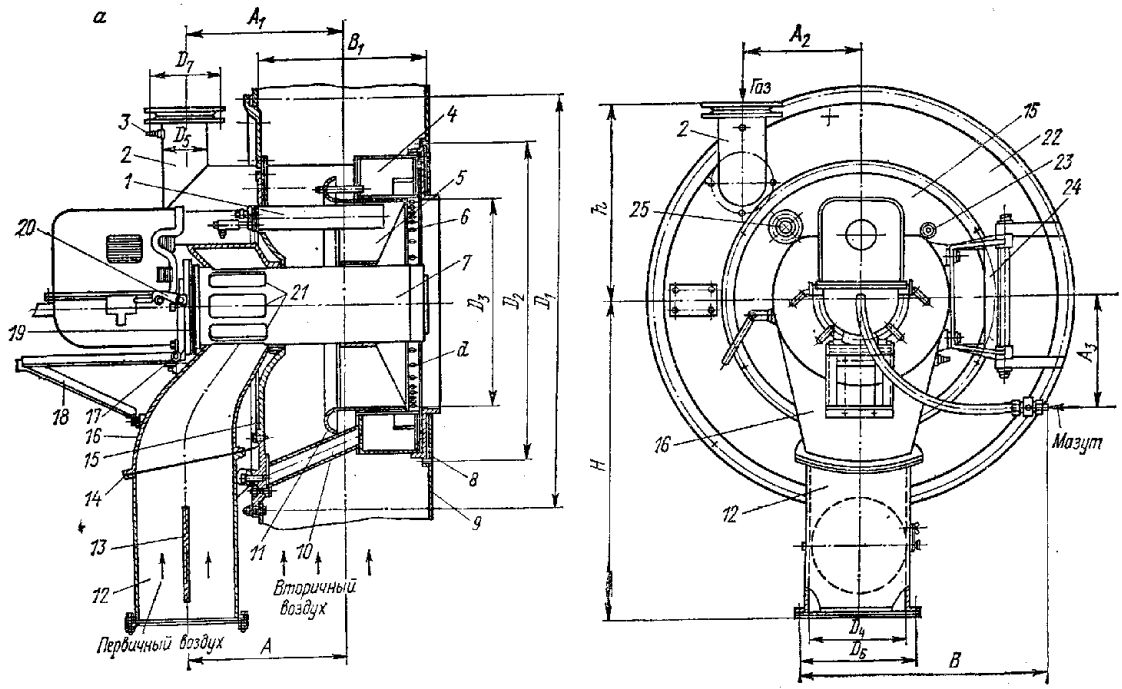


Рис. 5.24. Горелка РГМГ-10; -20 и -30.

1 — общий вид; *б* — ротационная форсунка; *1* — ЗЗУ; *2* — газоподводящий патрубок; *3* — штуцер для подключения манометра; *4* — газовый коллектор; *5* — лопаточный аппарат; *6* — газовыпускные отверстия; *7* — ротационная форсунка; *8* — переднее кольцо; *9* — фронтовая стенка котла; *10* — опорная труба; *11* — воротник наружного обода; *12* — патрубок первичного воздуха; *13* — регулировочная заслонка; *14* — войлочная прокладка; *15* — крышка; *16* — короб первичного воздуха; *17* — подшипник для откатывания форсунки; *18* — кронштейн; *19* — резиновая прокладка; *20* — фиксатор положения форсунки; *21* — отверстия для подачи первичного воздуха в форсунку; *22* — кольцо рама; *23* — фотодатчик; *24* — кронштейн; *25* — смотровое окно; *26* — ведущий шкив; *27* — клиноременная передача; *28* — кронштейн; *29* — труба топливная; *30* — ограничитель; *31* — передний шарикоподшипник; *32* — маслоотбойное кольцо; *33* — гайка-питатель; *34* — крышка защитная; *35* — завихритель первичного воздуха; *36* — стакан распыливающий; *37* — корпус; *38* — лабиринтовое уплотнение; *39* — маслоразбрызгивающее кольцо; *40* — полый вал; *41* — корпус подшипников; *42* — пробка для слива масла; *43* — задний роликовый подшипник; *44* — ведомый шкив; *45* — накидная гайка; *46* — станина; *47* — электродвигатель.

подключения манометра. Снизу коллектор поддерживается опорной трубой.

В нижних приливах станины на оси закреплены два шарикоподшипника, которыми форсунка опирается на направляющий кронштейн при ее введении и выведении. Во введенном положении форсунка буртом корпуса упирается в короб через резиновую прокладку *19*, а уплотнение соединения достигается при фиксации форсунки. В этом положении короб первичного воздуха стопорится фиксатором, и натяг при стопорении уплотняет соединение между наклонными фланцами короба и патрубка с помощью войлочной прокладки. К корпусу форсунки крепятся корпус подшипников и завихритель первичного воздуха, который поступает в корпус через имеющиеся в нем продольные окна. Положение корпуса подшипников должно быть строго горизонтальным, а уровень масла в маслоуказателе — не ниже середины стекла. Количество заливаемого масла турбинного марки Т-1 или Т-3 (ГОСТ 32—74) — 700—800 мл.

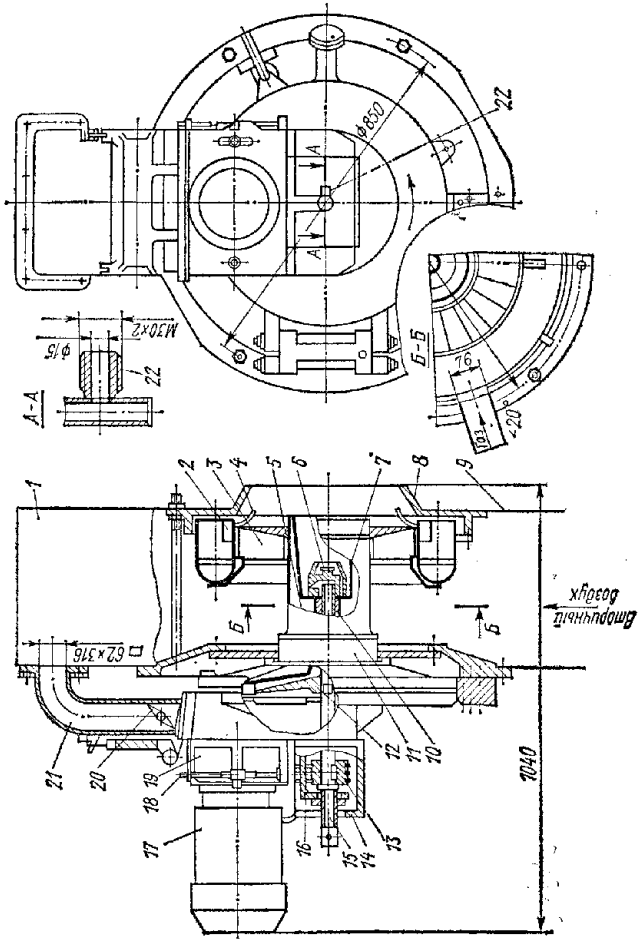
При работе на газе форсунка выводится из горелки и на оси кронштейна поворачивается вместе с коробом первичного воздуха в положение, при котором ось форсунки параллельна плоскости короба вторичного воздуха. В момент выведения форсунки под действием пружин кручения центральное отверстие крышки кольца-рамы закрывается захлопками, закрепленными на крышке со стороны топки по обе стороны от отверстия. Затем на место форсунки устанавливают заглушку.

Горелка РГМГ-7М (рис. 5.25) имеет в основном те же принципиальные конструктивные решения, что и РГМГ-10, -20, -30. Основные ее характеристики по государственным испытаниям следующие (в скобках — данные для мазута): номинальная тепловая мощность 7,11 (7,08) Гкал/ч, расход топлива 837 (761) м³/ч (кг/ч), давление топлива 1990 (8155) кгс/м², давление воздуха первичного (550), вторичного — 180 кгс/м², коэффициент избытка воздуха 1,05 (1,09), коэффициент рабочего регулирования 6,2 (7,5), длина факела 3,5 м, масса горелки 325 кг.

РГМГ-7М состоит из газовой части, воздухонаправляющего устройства (ВНУ) вторичного воздуха, патрубка с регулировочной заслонкой первичного воздуха, кольца-рамы, ротационной форсунки, в корпус которой встроен вентилятор первичного воздуха, и ЗЗУ, которое в комплект поставки не входит.

Рис. 5.25. Горелка РГМГ-7М.

1 — короб вторичного воздуха; *2* — газовый коллектор; *3* — завихритель вторичного воздуха; *4* — газовыпускная трубка; *5* — завихритель первичного воздуха; *6* — питатель; *7* — распыливающий стакан; *8* — устьевое чугунное кольцо; *9* — фронтовая стенка котла; *10* — полый вал; *11* — форсунка. *12* — вентилятор первичного воздуха. *13* — клиноременная передача; *14* — подшипниковый узел; *15* — топливоподающее устройство; *16* — кронштейн форсунки; *17* — электродвигатель; *18* — регулировочный винт; *19* — кронштейн электродвигателя; *20* — заслонка первичного воздуха; *21* — всасывающий патрубок первичного воздуха; *22* — штуцер для мазутопровода.



Коллектор газовой части (в отличие от РГМГ-10, -20, -30) вместо газовыходных отверстий имеет один ряд из 11 трубок ∅ 21,3×2,8 мм, выдающих газ практически непосредственно в фурму. Вторичный воздух из короба поступает во ВНУ, состоящее из обечайки и втулки, между которыми под углом 40° к оси горелки приварены прямые лопатки, где закручивается по часовой стрелке и направляется в фурму для сжигания топлива.

Отличие в устройстве форсунки состоит в том, что полый вал имеет два подшипниковых узла, закрытых крышками с лабиринтовыми канавками: передний — шариковый двухрядный, задний — роликовый радиальный с плавающим внутренним кольцом. Смазка консистентная ЦИАТИМ-201 (ГОСТ 6267—74). Подачу смазки производят 1 раз в месяц до тех пор, пока она не начнет устойчиво выжиматься из контрольных отверстий. Крутящий момент от электродвигателя к полому валу, на котором смонтированы все детали форсунки, передается клиноременной передачей. Натяжение ремней производят поворотом электродвигателя при помощи натяжного винта (при нажатии на середину набегающей ветви с силой 1 кг прогиб ремня не более 3,5 мм). Рабочее колесо вентилятора первичного воздуха крепится на валу форсунки шпонкой. Воздух к вентилятору поступает из короба вторичного воздуха через прямоугольный патрубок с регулировочной заслонкой. Воздухонаправляющий аппарат вентилятора на нагнетании двухступенчатый: первая ступень — с прямыми воздухонаправляющими лопатками, вторая — с криволинейными.

Форсунку крепят к фланцу воздушного короба при помощи двухосного кронштейна, позволяющего ей совершать поступательное и вращательное движения, необходимые для ввода и вывода форсунки из горелки. Фиксацию форсунки в рабочем положении производят зажимами, неплотное зажатие которых или ослабление во время работы может привести к выбросу пламени в котельную. Для предотвращения этого предусмотрен конечный выключатель, не позволяющий запустить форсунку при неплотном ее зажатии.

При эксплуатации РГМГ всех типоразмеров следует учитывать их специфические особенности. При сжигании мазута нельзя допускать, чтобы на рабочей поверхности стакана накапливались нагарообразования, смолистые и прочие отложения, о наличии которых свидетельствует

появление в топке крупных летящих капель — «звездочек». В таких случаях отключают форсунку, выводят ее из горелки, очищают стакан деревянным, алюминиевым или красномедным ножом и промывают соляровым маслом или другим легким топливом. При удалении нагаров категорически запрещается пользоваться стальным инструментом во избежание появления на поверхности стакана рисок, способствующих быстрому образованию нагаров и ухудшающих качество распыливания топлива. Совершенно не допускаются зазубрины, забоины, а также бой кромки стакана. Бой стакана не должен превышать 0,06 мм, что контролируется индикатором.

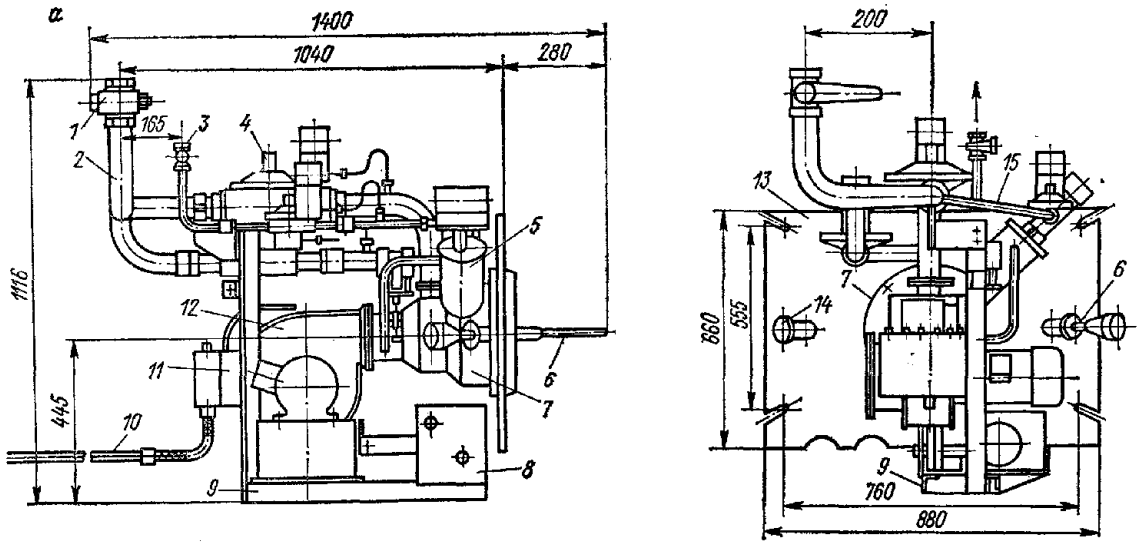
Факел должен быть симметричным относительно геометрической оси горелки. Нарушение симметричности факела может быть вызвано попаданием во всасывающий патрубок, направляющий аппарат вентилятора или завихритель первичного воздуха посторонних предметов. Возможно закоксование завихрителя при пусках, остановках горелки и при больших нагарообразованиях на стакане. Несимметричность факела и даже вибрационное горение могут возникать вследствие неправильного выполнения огнеупорной фурмы или разрушения ее в процессе эксплуатации (состав массы для фурм см. в разд. 5.7).

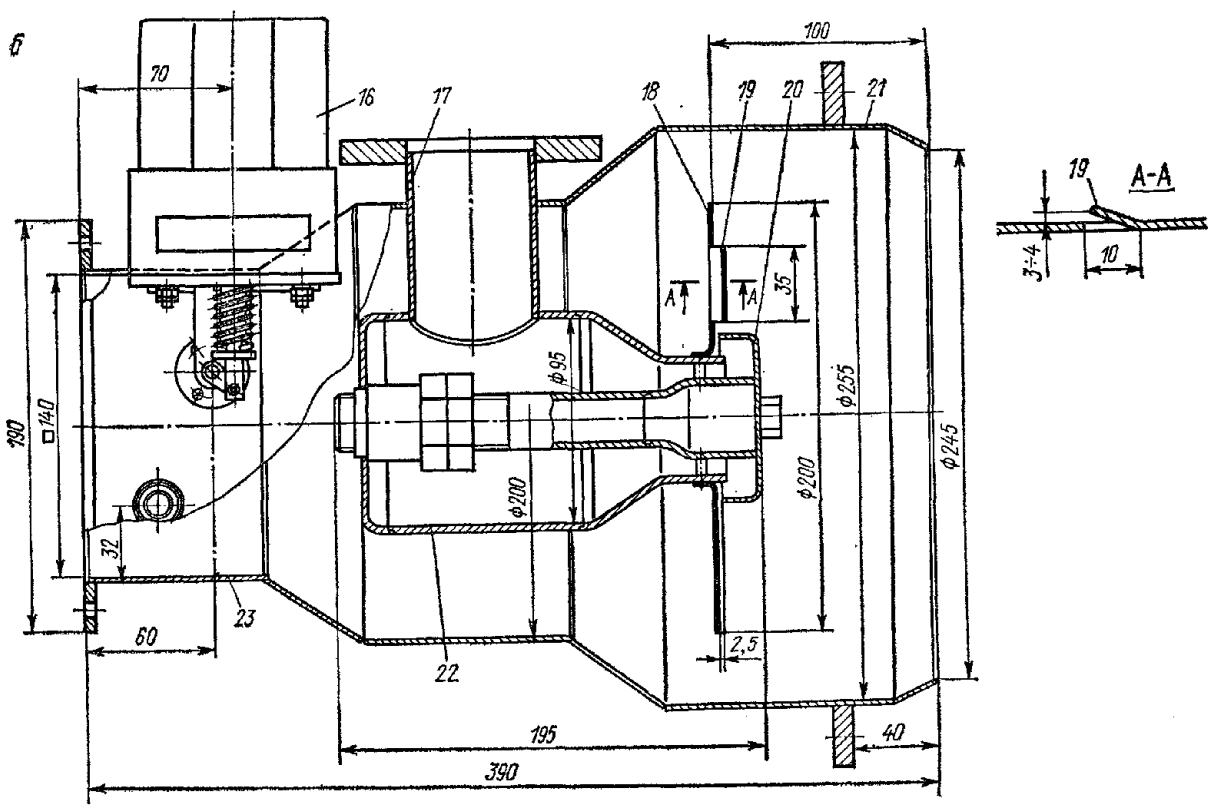
Повышенный шум и вибрация форсунки, а также увеличенный бой стакана свидетельствуют о значительном износе подшипников и необходимости их замены. Возможно появление резкого звенящего шума вследствие задевания топливной трубки за вал форсунки. В таких случаях необходимо немедленно остановить форсунку и отцентрировать трубку относительно центрального отверстия вала форсунки. Резкий шум может быть вызван также задеванием колеса вентилятора первичного воздуха (у горелки РГМГ-7М) за его корпус из-за смещения ротора форсунки. Для устранения этого следует остановить форсунку и отрегулировать положение ротора с помощью прокладок, установленных в подшипниковых узлах. Правильность положения ротора может быть проверена через инспекционное отверстие в корпусе вентилятора.

При переходе на газовое топливо форсунку выводят из воздушного короба, отверстие в нем плотно закрывают заглушкой, а рабочую поверхность распыливающего стакана — крышкой. Для растопки котла на газе (форсунка выведена) устанавливают давление вторичного воздуха

Рис. 5.26. Блок газогорелочный автоматизированный Л1-Н.

а[1] — общий вид; *б* — горелка основная; *1* — общий отключающий кран; *2* — основной газопровод; *3* — кран продувочного газопровода; *4* — приборы автоматики; *5* — горелка запальная; *6* — контрольный электрод; *7* — горелка основная; *8* — тележка; *9* — рама; *10* — кабель к пульту управления; *11* — клеммная коробка; *12* — вентилятор; *13* — фронтовая плита; *14* — смотровой лючок; *15* — газопровод к запальной горелке; *16* — электромагнитный привод к воздушной заслонке; *17* — газовый патрубок; *18* — стабилизирующий диск с закручивающими воздух лопатками; *19* — лопатка; *20* — газовый распределитель; *21* — смеситель; *22* — газовая камера; *23* — воздушный патрубок.





10—20 кгс/м² и включают ЗЗУ (длина факела ЗЗУ при этом не должна превышать длины амбразуры и при необходимости регулируется с помощью дроссельных шайб), затем подают газ на горелку и, меняя его расход, добиваются устойчивого факела, заданного наладочной организацией характера. При устойчивом горении через 2—3 мин гасят запальный факел и в соответствии с режимной картой устанавливают заданную тепловую мощность горелки. Одноразовое изменение расхода топлива не должно превышать 10 % от номинального, после чего снова устанавливается устойчивый режим и требуемый характер горения.

Для растопки котла на мазуте включают электродвигатели ротационной форсунки и вентилятора первичного воздуха (РГМГ-10, -20 и -30), затем устанавливают по приборам давление первичного (не более 50 % от номинального) и вторичного (10—20 кгс/м²) воздуха, зажигают ЗЗУ и, убедившись по управляющему прибору в наличии запального факела, подают мазут к форсунке. По прибору основного факела убеждаются в его наличии и, изменяя подачу мазута, обеспечивают устойчивое горение и заданный характер пламени.

5.3.19. Блок Л1-Н. Блок газогорелочный автоматизированный Л1-Н с пультом управления конструкции НИИсантехники предназначен для отопительных водогрейных автоматизированных котлов производительностью до 1,0 Гкал/ч, находящихся под постоянным наблюдением обслуживающего персонала, обеспечивая дистанционное включение и выключение котла, а также автоматическое регулирование его мощности. Блок (рис. 5.26) кроме пульта управления, автоматики АМКО или шкафа КСУ и шкафа КИП, расположенных на рабочем месте оператора, состоит из узлов: огневого, газового и воздушного. При работе с автоматикой КСУ1-Г-2 электропусковая аппаратура управления блоком находится в шкафу КСУ1-Г.

В огневой узел входят запальная и основная горелки, фронтовая плита с электродом контроля пламени и лючком для наблюдения за горением. Фронтовая плита имеет направляющие, по которым перемещается тележка, соединенная с горелкой, что облегчает осмотр и наладку огневого и воздушного узлов при эксплуатации.

Газовый узел имеет основной и продувочный патрубки с кранами, электромагнитные клапаны «большого горения» и «малого горения» основной горелки, а также запальной горелки. Воздушный узел состоит из регулирующей заслонки с электромагнитным приводом и центробежного вентилятора с электродвигателем. Начальное и конечное положение заслонки регулируется винтом, расположенным на кронштейне блока, а фиксация крайних ее положений при работающем вентиляторе осуществляется изменением натяжения пружины с помощью регулировочных винтов.

Вентилятор подает воздух к основной и запальной горелке, которая поджигается высоковольтной искрой электрозапального устройства при нажатии на пульте кнопки «Пуск». При этом сначала осуществляется вентиляция топки, а затем по сигналу датчика контроля пламени газ подается в основную горелку, которая зажигается запальной в режиме «малого горения». После этого запальная горелка автоматически выключается. По сигналу датчика контроля пламени основной горелки клапан «малого горения» остается открытым, и оператор после прогрева котла в течение заданного режимной картой времени тумблером на пульте управления включает систему автоматического позиционного регулирования мощности блока в режимах 100, 40 и 0 % от номинальной, обеспечивающую поддержание постоянной температуры воды на выходе из котла при переменном теплопотреблении.

Воздух подается в основную горелку (рис. 5.26, *б*) через входной квадратный патрубок, омывает газовую камеру и поступает в смеситель, где расположен стабилизирующий металлический диск. Часть воздуха закручивается лопатками, отштампованными в восьми окнах средней зоны диска, остальная часть направляется в периферийную область смесителя. Это позволяет обеспечить равномерное распределение воздуха по поперечному сечению смесителя кроме центральной области вдоль оси горелки, где закрученный поток воздуха создает зону рециркуляции, необходимую для стабилизации факела. Газ поступает через патрубок $D_у = 50$ мм и газовую камеру в распределитель, где он разворачивается на 180° и выдается в закрученный поток воздуха через щель, образованную плоскостью диска и обрезом распределителя, что обеспечивает интенсивную подготовку газовоздушной смеси.

Основные характеристики газогорелочного блока по данным государственных испытаний (в числителе — режим «большого горения», в знаменателе — «малого го-

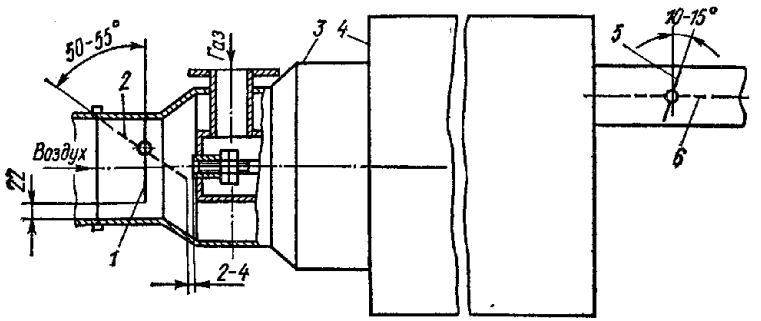


Рис. 5.27. Рекомендуемые положения регулирующих заслонок.
Положение воздушной заслонки при режиме горения: *1* — «малом»; *2* — «большом»; *3* — горелочный блок; *4* — котел; положение заслонки в газоходе при режиме горения; *5* — «малом»; *6* — «большом».

рения»): номинальная тепловая мощность 1/0,5 Гкал/ч; расход газа 118/59 м³/ч; давление газа перед горелкой 150/43 кгс/м²; то же, перед блоком 270 кгс/м²; давление воздуха ~95/85 кгс/м²; $\alpha = 1{,}05/1{,}05$; $K_{р.р} = 2{,}8/2{,}6$; разрежение в топке 1 кгс/м²; длина факела ~1 м; температура факела на расстоянии 0,16 м от среза основной горелки 1160 °С. Длина видимого факела запальной горелки 100 мм, время зажигания и отключения подачи газа при отклонении контролируемых параметров 2 с; мощность электродвигателя 1,1 кВт, вентилятор Ц 14-46 № 2. Масса блока без пульта управления АМКО или шкафа КСУ и шкафа КИП 185 кг, пульта управления автоматики АМКО 70 кг, шкафа КСУ и шкафа КИП 190 кг. Диапазон температуры окружающей среды, при котором обеспечивается работа автоматики, от —10 до +40 °С. Содержание СО в выходном сечении камеры сгорания (при $\alpha = 1{,}0$) не более 0,05 %.

Автоматика безопасности прекращает подачу газа в случае невоспламенения или погасания пламени у запальной или основной горелки; понижения давления воздуха перед основной горелкой ниже 30 кгс/м²; понижения давления газа ниже 15 или повышения его более 170 кгс/м²; падения разрежения в топке ниже 1 кгс/м²; повышения температуры воды в котле выше 115 °С; повышения (более 6 кгс/см²) или понижения (менее 1,8 кгс/см²) давления воды; исчезновения напряжения в цепях автоматики. Причины аварийного выключения фиксируются на световом табло пульта управления, а сигнал об аварийном выключении подается в помещение котельной и на диспетчерский пункт.

Рекомендуемые положения заслонок — воздушной и на клапане газохода — в зависимости от режима горения («малого» или «большого») показаны на рис. 5.27. При «малом горении» воздушная заслонка (положение *1*) установлена вертикально, зазор между нею и низом воздушного патрубка равен ≈22 мм; заслонка в газоходе (положение *5*) — под углом 10—15° к вертикали, и этот угол уточняется при наладке в зависимости от числа котлов в котельной и типа дымососа. При «большом горении» воздушная заслонка (положение *2*) установлена под углом 50—55° к вертикали с зазором 2—4 мм между заслонкой и хвостовиком газового коллектора; заслонка в газоходе (положение *6*) — горизонтально.

5.3.20. Запальник переносный. Горелка запальная для топок с разрежением конструкции Ленгипроинжпроекта (табл. 5.18) имеет две модификации — однофакельную и многофакельную. У запальника однофакельного (рис. 5.28, *а*) газ, выходящий из сопла, подсасывает воздух через отверстия в корпусе инжектора. Газовоздушная смесь образуется в смесителе и выходит из огневого насадка в защитный кожух, где начинается горение газа. При внесении запальника в запальную трубу котла факел защищается от срыва потоком воздуха кожухом и имеющейся на нем отбортовкой. Если при пользовании запальником его инжекторная часть вводится в запальную трубу, то поток воздуха, движущийся по трубе в топку, попадает в обойму, увеличивая инжекционную способность запальника. Шланг надевают на накатку удлинителя. При изменении состава газа или его давления в запальнике меняется только диаметр сопла (табл. 5.18).

Устройство инжекторной части многофакельного запальника аналогично однофакельному, а огневой насадок выполнен в виде перфорированного отрезка трубы с 40 отверстиями на боковой поверхности (10 рядов отверстий диаметром 4 мм). Кроме того, в центре торцевой стенки *9* имеется еще одно отверстие ∅ 6 мм. При поджигании запальника кроме торцевого факела вокруг насадка образуется огненный «ерш» диаметром на низком давлении до 100, на среднем — до 180 мм.

При введении запальника в топку следует помнить, что горючие газы (кроме паров пропан-бутановых смесей и некоторых попутных газов) легче воздуха и, выходя

Таблица 5.18

Основные характеристики переносных запальников для топок с разрежением

Характеристика	Тип запальника			
	однофакельный		многофакельный	
	низкого давления	среднего давления	низкого давления	среднего давления
Тепловая мощность, Мкал/ч, при давлении, кгс/м²:				
8000	—	13,4	—	13,9
5000	—	10,8	—	11,2
500	10,6	—	13,6	—
200	6,2	—	8,5	—
130	4,9	—	6,6	—
Расход газа, м³/ч, при давлении, кгс/м²:				
8000	—	1,58	—	1,64
5000	—	1,27	—	1,32
500	1,25	—	1,60	—
200	0,73	—	1,00	—
130	0,58	—	0,78	—
Максимально допустимое разрежение в топке, кгс/м² (см. примечание)	6	10	10	10
Коэффициент избытка воздуха $K_{р.р}$ при работе в атмосфере	0,26 10,4	0,52 6,9	0,31 5,3	0,44 6,8
Длина факела, мм, при давлении, кгс/м²:				
8000	—	520	—	290
5000	—	450	—	230
500	510	—	370	—
200	400	—	360	—
130	380	—	330	—
Размеры, мм:				
d	2,2	1,25	2,5	1,25
D	—	—	8	5

Примечания. 1. При вводе запальника в топку или его работе в ней давление газа перед ним во избежание отрыва факела должно быть не ниже указанного на рис. 5.29 для данного разрежения. 2. Масса запальника 0,9 кг.

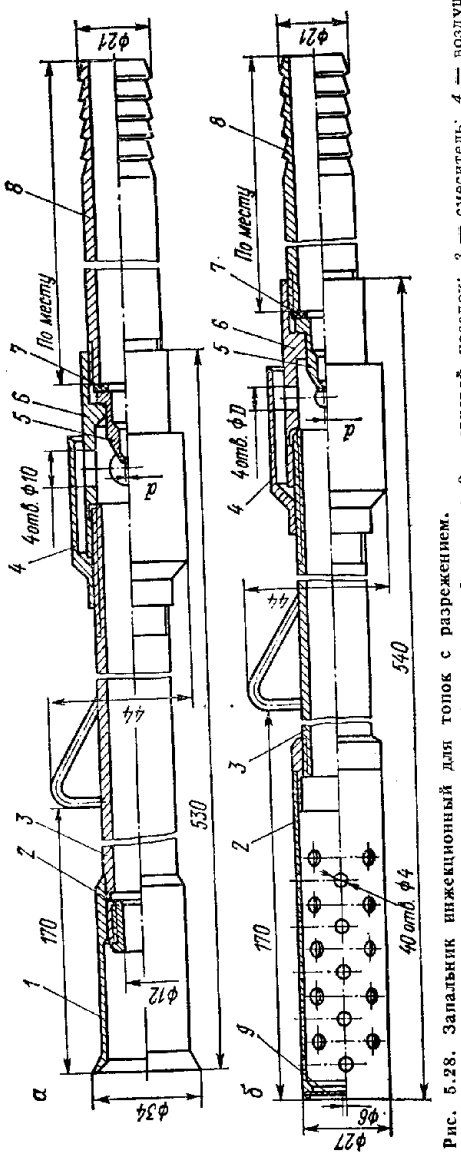


Рис. 5.28. Запальник инжекционный для топок с разрежением.
а — однофакельный; *б* — многофакельный; *1* — защитный кожух; *2* — огневой насадок; *3* — смеситель; *4* — воздушная обойма; *5* — сопло; *6* — инжектор; *7* — прокладка; *8* — удлинитель; *9* — торцевая пластина с отверстием.

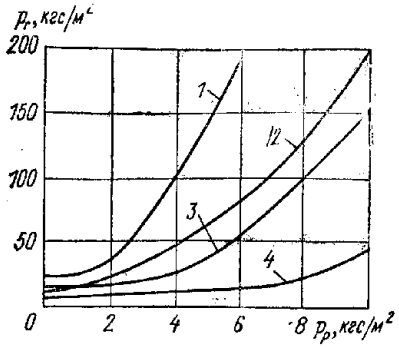


Рис. 5.29. Зависимость минимальных давлений газа $p_г$ перед запальником от разрежения $p_р$ в топке, кгс/м². Запальники: *1* — однофакельный низкого давления; *2* — многофакельный среднего давления; *3* — многофакельный низкого давления; *4* — однофакельный среднего давления.

из горелки, отклоняются вверх. Поэтому при поджигании за стабилизатором газовоздушной смеси, выходящей из горелки, канал для ввода запальника следует располагать над горелкой или сбоку, но не ниже ее горизонтальной оси (рис. 5.30, *а*). Расположение запального пламени под горелкой (рис. 5.30, *б*) может привести к запаздыванию зажигания газа, выходящего из нее, и заполнению топки

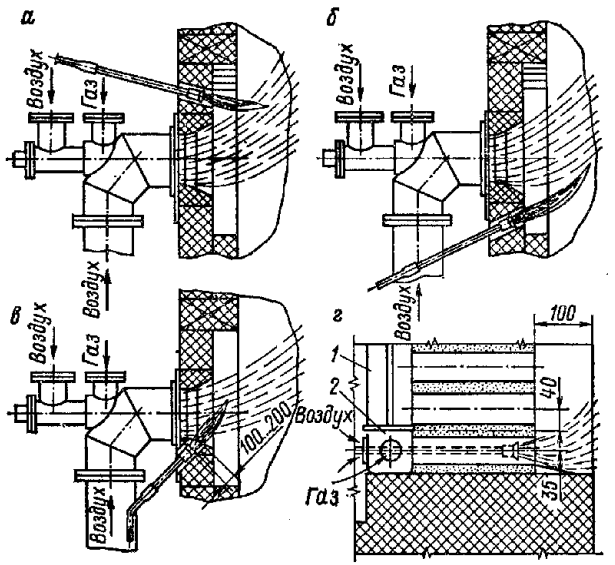


Рис. 5.30. Расположение запальника при розжиге горелки.
За туннелем: *а* — правильно; *б* — неправильно; *в* — в туннеле; *г* — в смесителе; *1* — основная горелка; *2* — приставной элемент горелки БИГ.

взрывоопасной газовоздушной смесью. Если пламя запальника вводится непосредственно в стабилизирующий туннель, то его расположение может быть любым (рис. 5.30, *в*).

Запальник вводят в запальное отверстие таким образом, чтобы его выходное отверстие отстояло от начала потока газовоздушной смеси основной горелки на 100—200 мм, чтобы корень запального факела был защищен от срыва, а в поток входила только вторая половина запального пламени. При розжиге многофакельных, подовых, форкамерных и других горелок, располагаемых на поду топки, запальник подводят к горелке, как правило, сверху.

5.4. ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ГОРЕЛОК УСЛОВИЯМ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Основным критерием стабильной и экономичной работы газовой горелки при переменном составе сжигаемого газа является постоянство числа Воббе (Wo) (разд. 1.8), характеризующего тепловую мощность горелки при постоянном давлении газа

$$Wo_н = Q_{н1}/\sqrt{\rho_{отн.\,1}} = Q_{н2}/\sqrt{\rho_{отн.\,2}} \qquad (5.1)$$

или

$$Wo_в = Q_{в1}/\sqrt{\rho_{отн\,1}} = Q_{в2}/\sqrt{\rho_{отн\,2}}. \qquad (5.2)$$

Здесь и в последующих формулах настоящего раздела параметры прежнего газа обозначены индексом 1, нового — индексом 2.

Равенство или различие в пределах до ±5 % чисел Воббе двух газов позволяет использовать их в горелке без внесения в ее конструкцию изменений. При изменении числа Воббе в пределах 5—7 % в ряде случаев (например, при кратковременном, но значительном изменении состава газа) можно достигнуть взаимозаменяемости газов за счет соответствующего изменения давления газа перед горелкой, используя так называемое расширенное число $Wo^р$:

$$Wo^р = Q_{н1}\sqrt{p_1}/\sqrt{\rho_{отн\,1}} = Q_{н2}\sqrt{p_2}/\sqrt{\rho_{отн\,2}} \qquad (5.3)$$

или

$$Wo^р = Q_в\sqrt{p_1}/\sqrt{\rho_{отн\,1}} = Q_{в2}\sqrt{p_2}/\sqrt{\rho_{отн\,2}}. \qquad (5.4)$$

При этом у горелок с принудительной подачей воздуха для сохранения тепловой мощности можно ограничиться изменением давления газа, определив его по формуле

$$p_2 = (p_1\rho_{г2}/\rho_{г1})\,(Q_{н1}/Q_{н2})^2. \qquad (5.5)$$

Давление воздуха перед горелкой при этом можно не менять, так как его количество при неизменном $\alpha_г$ практически остается постоянным. Это объясняется тем, что теоретически не-

обходимый расход воздуха прямо пропорционален, а расход газа обратно пропорционален теплоте сгорания газа.

При большем отклонении числа Воббе от расчетного необходим перерасчет и изменение диаметра газовыпускных отверстий и давления газа. Тогда это будет уже несколько иная горелка, и на нее не могут распространяться характеристики, полученные при государственных испытаниях исходной горелки.

Оптимальное давление газа и воздуха уточняют при наладке режимов работы котла.

Горелки с принудительной подачей воздуха, имеющие устройства для его крутки, устойчиво и экономично могут работать на газе низкого и среднего давления. При постоянном Wo переменными параметрами являются давление газа перед горелкой и его плотность. С достаточной для практических расчетов погрешностью отношение между диаметрами газовыпускных отверстий для газа низкого и среднего давления (если коэффициент расхода газа через эти отверстия считать неизменным) выражается формулой

$$\frac{d_н}{d_с} = 12\sqrt[4]{\frac{p_с}{p_н\,(p_с + 20\,660)}}, \qquad (5.6)$$

где $d_н$, $d_с$ — диаметры газовыпускных отверстий при работе на газе низкого и среднего давления, мм; $p_н$, $p_с$ — низкое и среднее давление газа перед горелкой, кгс/м^2.

Часовой расход газа через горелку выражается произведением средней скорости истечения газа из отверстий ($v_г$, м/с) на суммарную площадь этих отверстий ($f_г$, м^2):

$$V_г = 3600 v_г f_г. \qquad (5.7)$$

Для круглых сечений

$$V_г = 3600\,(\pi/4)\,v_г \sum d^2 = 2826 v_г \sum d^2. \qquad (5.8)$$

Средняя скорость истечения газа из отверстий (сопел), м/с, при давлении его до 500 кгс/м^2

$$v_г = \varphi\sqrt{19{,}62\,\Delta p/\rho}, \qquad (5.9)$$

где φ — коэффициент, зависящий от формы отверстия (сопла) и определяемый опытным путем; с достаточной для практических расчетов погрешностью для отверстий, сверленных в газовых трубах, $\varphi = 0{,}6 \div 0{,}65$, для сопел промышленных горелок — 0,8—0,87 в зависимости от их конфигурации; $\Delta p = p_1 - p_2$ — разность давлений газа перед соплом и среды, в которую происходит истечение газа, кгс/м^2; в практических условиях давление среды, в которую вытекает газ, равно или очень близко к атмосферному, поэтому можно принимать $\Delta p = p_1$.

При давлении газа от 500 до 9000 кгс/м^2 средняя скорость истечения газовой струи, м/с:

$$v_г = \varphi\sqrt{2g\,[k/(k-1)]\,(p_1/\rho_1)\,[1 - (p_2/p_1)^{(k-1)/k}]}, \qquad (5.10)$$

где k — показатель адиабаты; ρ_1 — плотность газа при давлении p_1 перед соплом, кг/м^3; p_1 и p_2 — абсолютное входное и выходное давление газа, кгс/м^2.

Таблица 5.19

Скорость истечения газа из отверстий ($\varphi = 1$), м/с

Давление перед соплом, кгс/м^2	Плотность газа, кг/м^3						
	Природный	Смесь природного и попутного			Нефтепромысловый (попутный)		Сланцевый
	0,73	0,77	0,80	0,86	1,25	1,40	0,93
Низкое давление							
25	25,9	25,2	24,7	23,8	19,4	18,7	22,9
50	36,7	35,7	34,9	33,7	27,9	26,4	32,5
75	44,8	43,7	42,7	41,3	34,2	32,4	39,8
100	51,8	50,4	49,5	47,7	39,5	37,2	45,9
125	58,0	56,3	55,3	53,3	44,2	41,8	51,3
150	63,5	61,8	60,5	58,4	48,4	45,8	56,3
175	68,6	66,7	65,5	63,1	52,3	49,5	60,8
200	73,3	71,3	70,2	67,5	55,9	52,9	64,9
225	77,8	75,7	74,3	71,6	59,4	56,1	68,9
250	82,0	79,8	78,2	75,5	62,5	59,1	72,6
275	86,0	83,6	82,1	79,1	65,5	62,0	76,1
300	89,8	87,4	85,7	82,7	68,5	64,8	79,6
325	93,5	90,9	89,2	86,0	71,3	67,4	82,8
350	97,0	94,3	92,6	89,2	74,0	70,0	85,9
375	100,4	97,7	95,8	92,4	76,6	72,4	88,9
400	103,7	100,9	98,9	95,5	79,1	74,8	91,9
425	106,8	104,0	102,1	98,4	81,6	77,1	94,7
450	110,0	107,1	105,0	101,3	84,0	79,3	97,4
475	112,8	110,0	107,9	104,0	86,3	81,5	100,0
500	116,0	112,9	110,6	106,8	88,5	83,6	102,7
Среднее давление							
750	142,0	138,2	135,6	130,8	108,5	102,5	125,8
1000	159,4	155,6	152,6	147,2	122,1	115,3	138,8
1250	177,6	172,8	169,6	163,6	135,6	128,2	154,8
1500	192,6	188,1	184,5	177,9	147,6	139,4	168,3
1750	207,6	202,1	198,2	191,2	158,6	149,9	180,5
2000	220,5	214,8	210,7	203,1	168,5	159,3	192,4
2250	231,7	225,6	221,4	213,5	177,0	167,3	201,8
2500	242,9	236,4	231,8	223,7	185,6	175,3	211,7
2750	253,5	246,8	242,1	233,5	193,7	183,0	220,7
3000	262,9	255,9	251,0	242,2	200,8	189,7	229,7
3250	271,6	264,4	259,4	250,2	207,6	196,2	237,1
3500	280,6	273,2	268,1	258,5	214,4	202,6	245,2
3750	287,9	280,4	275,1	265,2	220,0	207,8	252,1
4000	296,6	288,7	283,3	273,2	226,6	214,2	258,7
4500	310,7	302,4	296,7	286,2	237,4	224,9	271,3
5000	324,1	315,6	309,8	298,8	247,8	234,2	283,4
5500	335,4	326,6	320,4	308,7	256,3	242,2	293,3
6000	347,8	338,6	332,2	320,2	265,7	251,1	303,4

Продолжение табл. 5.19

Давление перед соплом, кгс/м²	Плотность газа, кг/м³						
	Природный	Смесь природного и попутного			Нефтепромысловый (попутный)		Сланцевый
	0,73	0,77	0,88	0,86	1,25	1,40	0,93
6500	354,6	345,3	338,8	327,1	271,0	256,1	312,6
7000	368,5	358,4	351,5	339,3	281,3	265,8	320,8
7500	377,7	367,7	360,7	348,4	288,6	272,7	329,1
8000	386,5	376,3	369,2	356,7	295,4	279,1	336,8
8500	394,9	384,6	377,3	364,6	301,8	285,2	344,1
9000	402,8	392,1	384,7	372,0	307,7	290,8	350,9

Для приближенных расчетов (с погрешностью 2—3 %) при давлении газа до 1 кгс/см² можно пользоваться и квадратичной зависимостью (5.9), если плотность, подставляемую в формулу, подсчитать по уравнению (при температуре газа в пределах 0—20 °С)

$$\rho_{ср} = \rho\,(0{,}5\Delta p + 10\,330)/10\,330. \qquad (5.11)$$

Значения скорости истечения различных газов при $\varphi = 1$ приведены в табл. 5.19. Для определения действительной скорости истечения приведенные в таблице значения умножают на φ. Как видно из таблицы, при сжигании газа определенного состава, постоянных для данной горелки значениях $f_г$ и φ расход газа зависит от давления, причем при низком давлении увеличение расхода, например в 2 раза, требует повышения давления в 4 раза, а при среднем — в 5 раз и более. В случае, если плотность используемого газа ρ отличается от принятой $\rho_{табл}$, то

$$v_г = v_{табл}\sqrt{\rho_{табл}/\rho}. \qquad (5.12)$$

5.5. ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА

В настоящее время значительную часть котлов, находящихся в эксплуатации, составляют котлы, предназначенные для сжигания твердого топлива. Для сжигания газового топлива эти котлы реконструируют с учетом возможности перехода при необходимости на сжигание резервного топлива (твердого или жидкого).

Горение газового топлива и регулирование этого процесса отличаются от горения твердого топлива в слое. Основным средством воздействия на скорость выгорания последнего в слое является регулирование количества воздуха, подаваемого под колосники. Если слой топлива распределен по колосниковой решетке равномерно, то

изменение подачи воздуха ведет к соответствующему изменению скорости горения и количества выделяющейся теплоты.

Важным фактором является образование в продуктах сгорания газового топлива значительного количества водяных паров (при сгорании 1 м³ природного газа — около 2 м³ или ~1,6 кг H_2O), что следует учитывать при определении температуры отходящих газов, поступающих в дымовую трубу, для предотвращения их конденсации.

Полнота сгорания газа, длина факела, равномерность распределения температур и тепловых потоков в топочном объеме зависят от соотношения количеств газа и воздуха, поступающих через горелки в топку, а также от условий и качества их смешения. Для регулирования горения необходимо воздействовать одновременно на газовые и воздушные регулирующие устройства.

При сжигании мазута особое значение придается качеству его распыления, определяющего скорость выгорания отдельных капелек и соответственно длину и светимость факела.

При сжигании твердого или жидкого топлива в отличие от газового регламентируется предельно допустимая температура продуктов сгорания на выходе из топки, определяемая температурой размягчения золы топлива, превышение которой может привести к зашлакованию поверхностей нагрева (для каменных углей эта температура не должна превышать 1100—1150 °С).

Условия работы котлов при переводе их с твердого на газовое топливо меняются вследствие изменения светимости и длины факела, иного распределения тепловых потоков в топочном объеме, меньших избытков воздуха и т. д. Эти факторы влияют на распределение температур в топке и газоходах, а также на объемы и скорости движения в них продуктов сгорания. Так, например, тепловые напряжения топочного объема могут приниматься в 3—4 раза большими, чем при сжигании твердого топлива, достигая 1 Гкал/(м³·ч). Вместе с тем, если в топке котла установлены горелки с малым тепловым напряжением выходного отверстия, то сгорание газа происходит в ограниченной, чаще всего нижней, части топки, вызывая значительный перепад температур по ее высоте.

В большинстве современных котлов топки частично или полностью экранированы, и основную роль в процессе

теплообмена играет излучающая способность факела. Коэффициент степени черноты несветящегося газового пламени 0,37—0,4, светящегося может достигать 0,65 (мазутный факел — 0,75—0,8). Излучающая способность зависит главным образом от качества подготовки газовоздушной смеси в горелке. Прозрачный несветящийся факел образуется, когда в топку поступает однородная газовоздушная смесь, в которой количество воздуха обеспечивает полное сгорание газа; светящийся — когда в топку поступает неоднородная газовоздушная смесь и в ней параллельно протекают процессы смешения и горения. Свечение факела при этом вызывается образованием в них сажистых частиц при термическом распаде углеводородов.

С улучшением предварительного смешения газа с воздухом светимость факела уменьшается, но одновременно повышается его температура и сокращается длина. Повышение температуры не только компенсирует уменьшение теплоотдачи за счет изменения светимости факела, но может и увеличить ее: количество передаваемой теплоты пропорционально четвертой степени разности температур излучателя и воспринимающей поверхности. Поэтому наибольшее распространение в котельных получили горелки с предварительным полным или неполным смешением газа с воздухом.

Если степень экранирования топки невелика и имеется опасность снижения надежности футеровки из-за ее местного перегрева, то окончание процесса перемешивания газа с воздухом переносят в топку недалеко от обреза амбразуры, что позволяет несколько снизить температуру несветящегося факела. Особое значение имеет организация подачи воздуха при применении горелок, в которых образование газовоздушной смеси и горение происходят одновременно (например, подовых, вертикально-щелевых и т. п.).

На теплообмен в топке влияют также вторичные излучатели — неэкранированные стенки топки, керамические горки и рассекатели, а также под топки, покрытый огнеупорным кирпичом. Вторичные излучатели тем эффективнее, чем выше их температура и больше излучающая поверхность. Если поверхности экранов и излучателей параллельны, а толщина слоя продуктов сгорания между ними минимальна, то теплообмен максимален. Вторичный излучатель должен как можно меньше перекрывать экраны от излучения факела и не мешать омыванию их продуктами сгорания, а также не затруднять переход с одного вида топлива на другой.

Влияние лучистого теплообмена в топке на температуру отходящих газов сглаживается, если котел имеет достаточно развитую конвективную поверхность. Рост температуры продуктов сгорания за топкой увеличивает температурный перепад и скорость их движения (за счет роста объема) в газоходах, увеличивая конвективный теплообмен. С другой стороны, уменьшение α (по сравнению с работой на жидком или твердом топливе) ведет к снижению скорости продуктов сгорания и конвективного теплообмена. Воздействие этих факторов при переходе с одного вида на другой может сильно отразиться на работе пароперегревателя и потребовать специальных мероприятий для поддержания температуры перегрева пара в допустимых пределах (гл. 7).

При работе на газе по сравнению с другими видами топлива резко снижается загрязнение поверхностей нагрева, что вместе с уменьшением α ведет к уменьшению гидравлического сопротивления газоходов. Это позволяет в ряде случаев при малой производительности работать без дымососа. Уменьшение объема продуктов сгорания, увеличение содержания водяных паров и температуры оказывают влияние и на работу дымовой трубы.

Неполное сгорание газа влияет не только на эффективность его использования, но и на загрязнение воздушного бассейна вредными соединениями и на безопасность эксплуатации котельной, а также может привести к появлению налета сажи на поверхностях нагрева, что в свою очередь ухудшает теплопередачу в котле. На практике даже при отсутствии сажистых частиц наружные поверхности экранов покрываются серым или желтоватым налетом, образующимся за счет спекания твердых частиц, поступающих с воздухом из атмосферы и ухудшающим теплопередачу. Поэтому при работе на газе также рекомендуется регулярно очищать эти поверхности.

При работе на газе возникает возможность выводить котел на расчетный режим значительно быстрее, чем на твердом топливе, что может вызвать дополнительные напряжения в поверхностях нагрева, особенно в чугунных секциях отопительных котлов. Поэтому правильный выбор горелок и их расположение в топке, режим растопки и форсировки котла определяют безопасность и долговечность его работы. Особое значение в этих условиях

приобретает подготовка питательной воды. Часто котлы, длительное время работавшие на мазуте или твердом топливе, выходят из строя в первые же дни их работы на газе. Наблюдаются разрывы экранных труб, появление отдулин на барабанах, трещин и разрушений на секциях чугунных котлов.

Основной причиной этого, кроме более тяжелых условий работы тепловоспринимающих поверхностей при сжигании газового топлива, является появление на их внутренних поверхностях даже небольшого слоя накипи, который уменьшает теплоотдачу от тенок труб или секций к воде. При сжигании твердого топлива и мазута наружные стороны поверхностей нагрева быстро покрываются слоем золы и сажи. Этот слой уменьшает количество теплоты, воспринимаемой поверхностями нагрева от продуктов сгорания и излучателей, и служит их защитой от перегрева. При переводе котла на сжигание газа этот «защитный» слой снимают, и поэтому даже тонкий слой накипи на внутренних поверхностях приводит к более сильному нагреву стенок труб или секций, чем при работе на твердом или жидком топливе.

Кроме применения докотловой обработки питательной воды и обеспечения безнакипного состояния поверхностей нагрева при сжигании газа необходимо соблюдение следующих конструктивных условий:

— исключение ударного воздействия факела на поверхности нагрева (при сжигании мазута — применение только короткопламенных форсунок);

— обеспечение в топке максимально возможной равномерности распределения тепловых потоков;

— применение горелок, размеры факела которых при любых режимах работы меньше соответствующих габаритных размеров топки;

— в неэкранированных или частично экранированных топках поддержание таких температур, которые не приводят к быстрому разрушению незащищенных экранами частей топки;

— защита от перегрева из топки тех элементов котла, где возможно нарушение циркуляции, отложение шлама и накипи, а также тех, которые подвергаются опасности местного перегрева, особенно при сжигании резервного жидкого топлива.

Замена в котлах твердого и жидкого топлива газовым позволяет увеличить их производительность за счет:

дополнительного экранирования топок; повышения теплового напряжения топочного объема; правильного выбора числа горелок, их конструкции и мест установки; улучшения условий теплопередачи в конвективной части котла благодаря уменьшению ее загрязненности; увеличения кпд за счет отсутствия потерь теплоты с механической и химической неполнотой сгорания, а также возможности сжигания газа с меньшими α.

При переоборудовании чугунных секционных котлов производительность их определяют с учетом наличия в котельной водоподготовки и режима работы котлов (разд. 4.2.).

При переоборудовании жаротрубных котлов объем топки возрастает за счет удаления колосников, а большая длина жаровой трубы обеспечивает свободное развитие факела. В результате на водогрейном режиме теплосъем может быть увеличен с 9—15 на твердом топливе до 15—25 Мкал/(м^2·ч) на газовом.

При переоборудовании водотрубных котлов с неэкранированной или частично экранированной топкой производительность сохраняют той же, что и при сжигании твердого топлива, или при необходимости увеличивают не более чем на 10—15 %. Если котел имеет экранированную топку, то его производительность может быть увеличена значительно, например, котлов ДКВ и ДКВР на 50 % (ДКВР-20/13 до 40 %) при условии, что толщина стенок труб в процессе эксплуатации не уменьшилась более чем на 30 % от первоначальной и нижняя часть верхнего барабана, обращенная в топку, надежно защищена от перегрева торкретом или фасонным кирпичом (разд. 5.7).

У других котлов старых конструкций также должны быть защищены от перегрева со стороны топки: секционные головки и опускные трубы у горизонтально-водотрубных котлов (Шухова, Шухова — Берлина и др.); топочные панели с толщиной стенки свыше 16 мм, включенные в циркуляционные контуры водотрубных котлов.

Котлы новых конструкций с камерными топками, предназначенные для сжигания газа и мазута, комплектуются специально разработанными горелками. Горелки снабжены устройствами для дистанционного или автоматического розжига, а также контроля наличия пламени и обеспечивают полноту сгорания газа (мазута) во всем рабочем диапазоне регулирования производительности

котла и кпд не ниже 90 %. В этих котлах предусмотрены необходимые условия для свободного развития факела в топке и полного сгорания газа (мазута) в ее пределах при минимальном α, для эффективной передачи теплоты от факела и продуктов сгорания к поверхностям нагрева, для сведения к минимуму содержания в продуктах сгорания вредных веществ, в том числе оксидов азота, за счет внедрения процессов двухкамерного сжигания топлива, осуществления рециркуляции продуктов сгорания (частичной подачи их в горелку вместе с воздухом) и других мероприятий.

Начаты работы по внедрению акустических горелок, в которых акустические колебания накладываются на корневую часть газового или двухфазного (смесь газа с воздухом) потока, что интенсифицирует процессы распыления, смешения и горения топлива. Особенно хорошие результаты акустические горелки показывают при сжигании жидкого, а также смеси жидкого и газового топлива. Акустические колебания позволяют обеспечить мелкозернистое распыление мазута, сжигание его при $\alpha = 1{,}01$ без химической неполноты сгорания.

5.6. ВЫБОР ЧИСЛА И МЕСТА УСТАНОВКИ ГОРЕЛОК

Суммарная номинальная тепловая мощность горелок, установленных на котле, должна соответствовать его производительности. Значительное превышение тепловой мощности горелок относительно требуемой ведет к уменьшению их фактического коэффициента рабочего регулирования и, как правило, к уменьшению кпд котла при его работе на малых нагрузках за счет роста α.

Число и расположение горелок зависит от конструкции и степени экранирования топки, производительности котла и диапазона его регулирования, необходимости резервирования другого вида топлива и ряда других факторов. При выборе горелки учитывают диапазон не только устойчивой, но и экономичной их работы, т. е. коэффициент их рабочего регулирования $K_{\text{р. р}}$.

При переоборудовании водотрубных котлов малой производительности, имеющих экранированную топку, устанавливают чаще всего две или даже одну горелку. Такое решение возможно при работе на газе или при использовании газомазутных горелок. Более двух горелок устанавливают при следующих условиях:

— фронт котла занят устройствами для забрасывания твердого топлива, и горелки приходится располагать на боковых стенках топки, причем установка горелок большой тепловой мощности требует вырезки многих экранных труб;

— топка котла не экранирована или имеет значительные неэкранированные участки, которые из-за сосредоточенного подвода теплоты горелками большой мощности нагреваются до температуры, способной вызвать их разрушение;

— топка экранирована, но имеет большие размеры (например, высоту), и требуется обеспечить равномерность распределения теплоты;

— топка имеет недостаточные размеры (особенно высоту) для свободного развития факела, а конструкция котла определяет особые требования к равномерности распределения теплоты;

— нет в наличии горелок оптимальной мощности и конструкции, и хотя бы временно приходится использовать имеющиеся горелки.

При выборе типа горелок учитывают давление газа на вводе в котельную (предпочтительнее среднее давление, при котором газопроводы и арматура имеют меньшие размеры). Если горелки из-за компоновки котлов приходится располагать на одной боковой стенке топки, то факел и продукты сгорания неравномерно заполняют топочный объем и газоходы котла, в результате чего нормальная циркуляция воды в котле может быть нарушена и возникнет угроза местного перегрева экранных или кипятильных труб. В этом случае должны быть предусмотрены рассекатели, направляющие стенки или другие устройства, обеспечивающие равномерное распределение продуктов сгорания.

Одним из условий, определяющим полноту сгорания газа, является свободное развитие факела в топке и окончание процесса горения до выхода продуктов сгорания в котельный пучок. Длина факела должна быть меньше расстояния до противоположной стенки топки на 1—1,5 м. Соприкасание факела с поверхностями нагрева ведет к его резкому охлаждению и к неполноте сгорания, а в некоторых случаях к выделению частиц сажистого углерода. Местный перегрев поверхности нагрева может вызвать образование в ней трещин или разрывов, а также нарушить циркуляцию воды в котле. Соприкосновение

факела с футеровкой топки приводит к ее быстрому разрушению.

В горелках, имеющих устройства для крутки воздуха, наблюдается некоторое отклонение факела и потока продуктов сгорания в сторону направления крутки. Это следует учитывать при установке таких горелок в топках небольших котлов в одном горизонтальном ряду, с тем чтобы факел не мог касаться боковых стенок топки.

При расположении на фронте котла горелок, не имеющих крутки воздуха, учитывают, что у некоторых котлов (ДКВР, КРШ и др.) выход продуктов сгорания из топки расположен вблизи одной из боковых стенок, куда может отклониться факел и затянуться в камеру догорания или конвективную часть котла. Это явится причиной преждевременного износа кладки.

На выходе из выходного отверстия горелки или туннеля имеет место естественное расширение факела. При цилиндрическом туннеле и отсутствии закручивающих устройств центральный угол расширения факела составляет примерно 26°. У горелок с круткой воздуха или смеси угол расширения зависит от формы туннеля и степени крутки и может составлять от 30 до 120°. Угол расширения мазутного факела составляет обычно 65—80°.

При необходимости резервирования другого вида топлива (твердого или жидкого) сохраняют устройства для быстрого перехода на его сжигание. В качестве резервного используют, как правило, топливо, на котором котлы работали до перевода на газ.

Наиболее рационально использование в котельной только газового топлива, а в условиях стационарного газоснабжения — применение газовых котлов, что позволяет обеспечить глубокое использование теплоты продуктов сгорания в контактных экономайзерах.

5.7. ОБМУРОВОЧНЫЕ РАБОТЫ, СВЯЗАННЫЕ С УСТАНОВКОЙ ГОРЕЛОК

Керамические туннели (амбразуры, фурмы), незащищенные экранами стенки топки, различного рода вторичные излучатели в виде рассекателей, стенок или горок выполняют только из высокоогнеупорного кирпича, например шамотного 1-й категории класса А.

Для устройства керамических туннелей (амбразур, фурм) целесообразно применять горелочные камни или фасонные кирпичи промышленного производства. При отсутствии соответствующих изделий туннели изготовляют на месте по деревянным шаблонам, при этом толщина набивного слоя должна быть не менее 25 мм. Поверхность шаблона перед набивкой туннеля смачивают известковым молоком и высушивают или наносят на нее тонкий слой мелко просеянного шамотного порошка. Перед установкой шаблон строго центрируют по оси горелки. Если изготовляют цилиндрический туннель, то цилиндрической части шаблона для облегчения удаления его из туннеля придают небольшую конусность (центральный угол 3—5°).

Для набивки туннелей применяют следующие составы, об. %:

— порошок хромистого железняка — 45, порошок обожженного магнезита — 45, огнеупорная глина — 10;

— порошок алунда — 50, порошок шамота — 30—20, огнеупорная глина 20—30;

— порошок шамота класса А — 75, огнеупорная глина — 20, жидкое стекло — 5, добавка воды — 5 % от общего объема смеси; рекомендуется следующий гранулометрический состав порошка: зерна размером до 0,5 мм — 47, от 0,5 до 2,0 мм — 40, от 2 до 10 мм — 13;

— магнезитовая набивка из молотого магнезита — 70—75, огнеупорной глины 30—25 (по массе);

— хромомагнезитовая набивка из молотого хромомагнезита — 70, огнеупорной глины — 30; расход воды на 1 м^3 сухой массы — 100 л.

В состав для набивки обычно добавляют 2—5 % жидкого стекла или органического клея при влажности готового состава 5—8 %. Такие же составы употребляют и при уплотнении зазоров между кладкой топки, туннелем и устьем горелки, для заполнения промежутков между трубками — смесителями некоторых типов горелок, например типа БИГ.

При изготовлении амбразур газомазутных горелок ГМ, ГМП и РГМГ применяют хромитовые массы, которые наносят по шипам. Состав хромитовой массы, %: хромит молотый — 70, шамот молотый — 10, огнеупорная глина молотая — 20, жидкое стекло (при 35—40 °С) — 3 л на 100 кг сухой массы. Шамот молотый и хромит должны иметь следующий гранулометрический состав, %: зерна

размером от 6 до 8 мм — 20, от 3 до 6 — 20, от 1 до 3— 35, менее 1 мм — 25. Огнеупорная глина должна быть пластичной, неспекающейся (температура спекания 1000—1100 °С) с размером зерна не более 2 мм.

Набивка в период установки горелки в кладку осуществляется в два этапа: первоначальная набивка массой с максимально возможным ее уплотнением деревянными или металлическими трамбовками; подбивка массы через 24 ч естественной ее подсушки и тщательное выравнивание поверхности по обрезу туннеля. После этого температура в топке медленно и равномерно повышается на 30—50 °С/ч до рабочего состояния.

Набивные массы уплотняют ручными или пневматическими трамбовками, замазки набрасывают на кладку и втирают в нее вручную. Особое внимание следует уделять уплотнению мест примыкания выходного отверстия горелки, туннеля и кладки топки, так как наличие динамического напора газовоздушной смеси на выходе из горелки и в туннеле создает условия для проникновения факела через неплотности в набивке и перегрева горелки и кладки.

Для покрытия внутренней поверхности туннеля, заделки швов, трещин и отверстий применяют замазки того же состава, что и набивка, но с увеличенным до 7—10 % количеством жидкого стекла или органического клея. Это приводит при высоких температурах к оплавлению замазок и образованию глазурованной поверхности.

Отверстия в кладке для небольших туннелей, запальных лючков, смотровых окон шириной 200—450 мм перекрывают постепенным напуском кирпича, а проемы шириной более 450 мм — арочными сводами. При установке нескольких горелок на одном уровне над ними выкладывают общий разгрузочный свод. Если свод выполнен из двух рядов кирпича по толщине (окаты), то ряды не перевязывают друг с другом. Арочные своды при ширине проема до 3 м выкладывают с центральным углом 60, 90, 120, 180°.

Если нужно сохранить устройства для сжигания твердого топлива, то колосниковую решетку засыпают слоем битого шамотного кирпича толщиной 150—200 мм или перекрывают двумя-тремя рядами кирпича, уложенного плашмя всухую. Для более тщательного уплотнения между рядами кирпича укладывают слой асбестового картона толщиной 5—10 мм. При необходимости быстрого

перехода на сжигание резервного твердого топлива применяют только засыпку колосников битым шамотом. Пневмозабрасыватель защищают со стороны топки плотной стенкой из шамотного кирпича, а места соприкосновения последней с кладкой и другие, где возможно поступление воздуха, тщательно уплотняют. В поддувальном пространстве, наоборот, желательно обеспечить хорошую вентиляцию для отвода теплоты от колосников.

Поверхность верхнего барабана водотрубного котла, обращенная в топку и камеру догорания, должна быть изолирована фасонным кирпичом или торкретом из хромитовой массы, рекомендуемой для амбразур ГМ и РГМГ.

5.8. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ВЗРЫВНЫЕ КЛАПАНЫ

При взрыве газовоздушной смеси природного газа и учете только теплового расширения газов за счет их нагрева в замкнутом объеме абсолютное давление может достигать, кгс/см^2: 8 (при стехиометрическом составе смеси), 5,5 (при концентрации газа в смеси, близкой к нижнему пределу взрываемости, $\alpha \approx 2{,}0$) и 6,4 (при концентрации газа в смеси, близкой к верхнему пределу взрываемости, $\alpha \approx 0{,}6$). Действительные давления в топке и газоходах котла могут быть ниже указанных за счет отбора теплоты поверхностями нагрева, потерь в окружающую среду, неполного заполнения объемов взрывоопасной смесью и т. п.

Свободно стоящая кирпичная стена $\delta = 51$ см разрушается при давлении до 0,5 кгс/см^2, а толщиной 38 см при покрытии массой 100 кг/м^2 — при давлении $\sim$0,15 кгс/см^2, то в камере с такими стенами, не усиленными снаружи металлическим каркасом, практически не может быть создано давление, значительно превышающее 0,15—0,5 кгс/см^2.

Давление в камере при наличии в ней открытых или быстро открывающихся проемов в зависимости от площади последних может быть значительно меньшим давления, возникающего при взрыве. Чем больше площадь этих проемов, тем больше отличается давление в камере от давления, образующегося от взрыва, при условии, что проемы, перекрытые взрывными клапанами, открываются быстро. Задержка открытия клапана может привести к разрушению котла и травмам людей. Следовательно, если взрывной клапан представляет собой свободно лежащую

вмазную пластину или откидную крышку, то его вес должен быть по возможности невелик, а поворот на петлях осуществляться легко. Если клапаном являтся разрывная мембрана, то ее разрушение должно происходить при давлении, значительно меньшем, чем давление, при котором разрушается кладка. Здесь необходимо обратить внимание на то, что наибольшей сопротивляемостью взрывным нагрузкам обладают вышибные конструкции, жестко закрепленные по контуру, к которым относятся и наиболее распространенные клапаны в виде асбестовых мембран, зажатых между металлическими фланцами.

При взрыве газовоздушной смеси происходит шарообразное расширение продуктов сгорания от точки воспламенения. В результате различные участки ограждающих поверхностей не одновременно начинают воспринимать возникающее давление. Чем больше удален участок от основных поверхностей (например, с помощью патрубка), тем позже достигает его зона повышенного давления и соответственно тем позже он начнет разрушаться. Следовательно, взрывной клапан следует располагать по возможности ближе к плоскости, совпадающей с внутренней поверхностью стен.

Котлы, работающие на газовом топливе, во избежание их разрушения при возможном взрыве газовоздушной смеси должны иметь предохранительные взрывные клапаны, которые, как правило, размещают в верхних частях топки, газоходов и боровов, а также в других местах, где могут образоваться газовые мешки. Если плотность горючего газа больше плотности воздуха, то клапаны устанавливают и в нижних частях топки и газоходов. Их не располагают в местах нахождения обслуживающего персонала. Если клапан расположен так, что при срабатывании его могут быть травмированы люди, то должны быть предусмотрены защитный козырек, отвод или другие меры безопасности. Защитные устройства и их крепление к котлу должны быть рассчитаны на соответствующее воздействие взрывной волны, чтобы эти устройства при взрыве сами не оказались источниками травм.

Для котлов производительностью менее 10 т/ч число взрывных клапанов, их размеры и расположение определяет проектная организация. Общую суммарную площадь клапанов в этом случае обычно принимают не менее 0,025 м^2 на каждый 1 м^3 объема топки и газоходов, а площадь одного клапана — не менее 0,15—0,18 м^2. В котлах

производительностью от 10 до 60 т/ч в верхней части топки или в верхней части обмуровки котла над топкой устанавливают взрывные клапаны общей площадью не меньше 0,2 м^2. На последнем газоходе котла, экономайзере и золоуловителе устанавливают не менее двух клапанов с минимальной общей площадью 0,4 м^2.

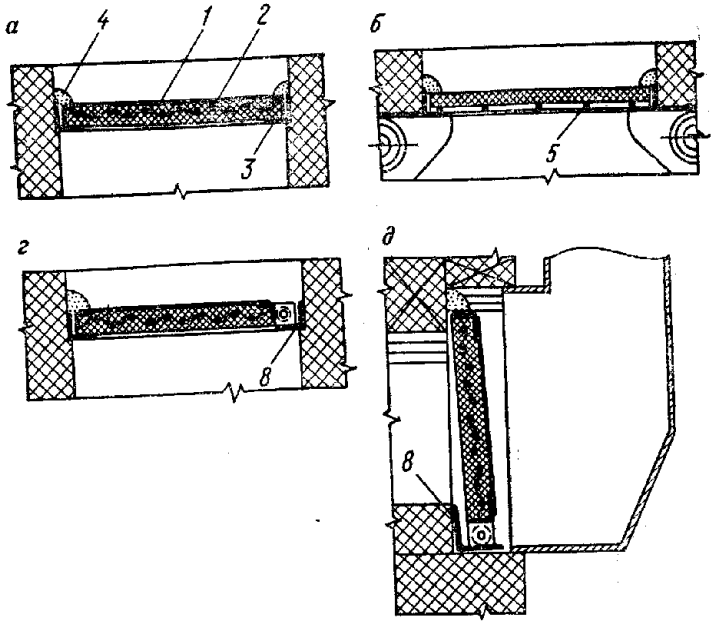
Взрывные клапаны разрешается не устанавливать в обмуровке одноходового по отходящим газам котла (водогрейные котлы башенного типа, вертикально-цилиндрические и др.), если труба расположена непосредственно над котлом, а также на котлах производительностью более 60 т/ч, на котлах, работающих с наддувом, и в газоходах перед дымососом.

Конструкция взрывных предохранительных клапанов может быть различной, наибольшее распространение получили следующие клапаны.

1. Сбросного типа (рис. 5.31, *а*, *б*); они представляют собой свободно лежащие над проемом пластины, опирающиеся на выступающие элементы котла или кирпичной кладки. По периметру пластина уплотняется мятой огнеупорной глиной, при взрыве — отбрасывается. Пластина может быть изготовлена из смеси огнеупорной глины с асбестовой крошкой, армированной металлической сеткой, или из листового асбеста толщиной 8—10 мм, под который при необходимости подкладывают решетку из металлических прутков (рис. 5.31, *б*). Клапан из огнеупорной глины располагают в зонах высоких температур, например над топкой, асбестовый клапан — над газоходами, в которых температура продуктов сгорания не превышает 300—500 °С.

К этому же типу можно отнести клапан с песочным затвором (рис. 5.31, *в*), у которого края сбросной металлической пластины по всему периметру отогнуты и погружены в лоток с песком. Пластина крепится к раме с помощью цепочки с пружиной.

2. Откидного типа; их можно устанавливать на горизонтальных (рис. 5.31, *г*) и вертикальных (рис. 5.31, *д*) стенках газоходов. Эти клапаны представляют собой пластину, соединенную с рамой при помощи петель, на которых она откидывается при взрыве. Крышка может быть чугунной (рис. 5.31, *е*) футерованной или свободной со стороны топки (газохода) или изготовлена в виде плиты из смеси огнеупорной глины с асбестом, армированной металлической сеткой (рис. 5.31, *г*, *д*). Иногда эту плиту



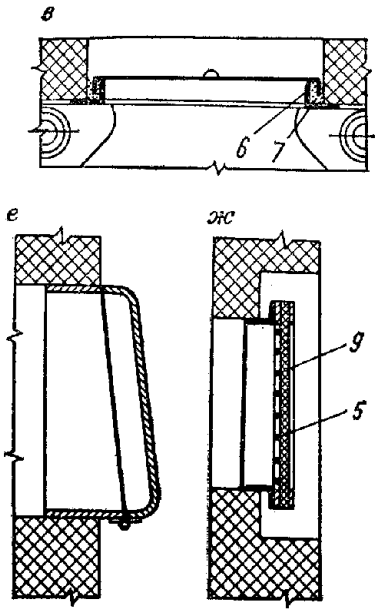


Рис. 5.31. Предохранительный взрывной клапан.

а, б — сбросной; *в* — сбросной с песочным затвором; *г* — откидной горизонтальный; *д* — откидной вертикальный с защитным кожухом; *е* — откидной чугунный; *ж* — разрывной вертикальный; *1* — сбросная пластина; *2* — металлическая армирующая сетка; *3* — выступающие опорные элементы котла; *4* — огнеупорная глина; *5* — поддерживающая решетка; *6* — лоток; *7* — мелкозернистый песок; *8* — рама; *9* — разрывная мембрана.

покрывают листовым асбестом и поверх него кровельной сталью.

При установке откидного клапана на вертикальной стенке его петли следует располагать внизу. В этом случае клапан после первого же толчка за счет давления взрыва преодолевает угол 10—15°, под которым он находится относительно вертикальной плоскости, и затем уже только за счет собственного веса полностью освобождает проем, откидываясь вниз. Обслуживающий персонал возвращает клапан после хлопка в исходное положение и герметизирует по периметру огнеупорной глиной.

При сохранении расчетной площади взрывного клапана прямоугольной формы желательно, чтобы высота клапана была больше ширины, что уменьшает необходимое усилие для его открытия.

3. Разрывного типа (рис. 5.31, *д*), устанавливаемые на горизонтальных и вертикальных газоходах. Это мембраны, закрепленные по краям в раме и разрывающиеся при взрыве. Наиболее часто применяют мембраны из листового асбеста толщиной 2—3 мм. Со стороны газохода по всей площади клапана закрепляется металлическая сетка с ячейками не менее 40×40 мм, которая, не препятствуя выбросу взрывной волны, придает мембране необходимую прочность при случайном воздействии на нее снаружи.

Применяют также асбестовые мембраны толщиной 5—6 мм с обязательной прорезкой на них крестообразных канавок глубиной 2—3 мм, с тем чтобы толщина мембраны под канавками не превышала 2—3 мм и разрыв ее происходил по канавкам.

Клапаны из асбестовых мембран, зажатых в металлических рамках (рис. 5.31, *ж*), дешевы и просты в изготовлении, однако во время эксплуатации часто разрушаются даже при отсутствии взрывов газовоздушной смеси из-за перегрева, пульсации в топке и газоходах, неплотности мембраны или в заделке клапана в кладке. Для уменьшения вибрации мембраны снаружи обмазывают тонким слоем глины. Для уменьшения нагрева клапан устанавливают так, чтобы излучение факела или кладки не попадало на асбест.

Серьезным недостатком асбестовых мембран, жестко зажатых по периметру, является то, что они при разрыве не могут полностью освободить выход для продуктов сгорания: при наличии крестообразных канавок в средней части мембраны и разрыва по ним образуются лепестки, загромождающие живое сечение отверстия, при отсутствии канавок и применении более тонкой мембраны какая-то часть периметра после разрыва остается зажатой между фланцами, и мембрана мешает свободному выходу газов. Вынос зажатой по контуру мембраны за пределы камеры приводит к запаздыванию ее разрыва.

Наличие предохранительных взрывных клапанов ни в коем случае не снижает требований к обслуживающему персоналу строго соблюдать все правила безопасности и эксплуатационные инструкции.

Глава 6
АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ

6.1. ВИДЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Автоматика — область теоретических и прикладных знаний об автоматически действующих устройствах и системах. Термин «автоматика» происходит от греческого automatos — самодействующий и указывает на то, что устройство самостоятельно без непосредственного участия человека выполняет порученные операции.

Технические устройства, на которые перекладываются различные функции процесса управления, являются автоматическими устройствами или средствами автоматики. Применение методов и средств автоматики для превращения неавтоматических процессов в автоматические называется автоматизацией.

Автоматизация котельной — обеспечение требуемого режима работы оборудования с помощью средств автоматики, при этом в зависимости от уровня применения этих средств автоматизация может быть: полной (автоматизация всего оборудования с выводом обслуживающего персонала и сведением его функций к периодическому наблюдению за работой оборудования и устранению возникающих неполадок), комплексной (автоматизация всего оборудования при его эксплуатации с постоянным обслуживающим персоналом), частичной (автоматизация отдельных агрегатов или даже их частей).

Эксплуатация котельных без средств автоматики запрещается. Минимально необходимый объем оснащения оборудования котельных средствами автоматики безопасности, сигнализации, автоматического регулирования контроля и управления должен быть определен в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и требованиями заводов-изготовителей технологического оборудования и устройств автоматики с учетом специфических особенностей котельной.

В зависимости от выполняемых автоматическими устройствами функций различают следующие основные виды автоматизации: измерения и контроль, сигнализация, управление, регулирование, защита.

Автоматические измерения и контроль. Позволяют при помощи средств измерений непрерывно или дискретно (периодически) контролировать количественные и качественные показатели технологического процесса (например, давление газа, наличие факела, полноту сгорания и т. п.), передавать данные на пульты диспетчера или оператора и при необходимости регистрировать измеряемые параметры.

Автоматическая (технологическая) сигнализация. Предназначена для передачи сигналов, информирующих обслуживающий персонал (оператора или диспетчера) о состоянии технологического оборудования и отклонении контролируемых параметров от нормы (возникновение предаварийных режимов). Сигнализация бывает: предупредительной (сигнализация момента пуска оборудования, начала технологического процесса и т. п.); исполнительной (контроль выполнения распоряжений обслуживающего персонала, например загорание сигнальной лампы «Отсечка газа»); аварийной (извещение обслуживающего персонала о нарушении производственного процесса).

Автоматическое управление. Автоматический пуск и остановка различных двигателей и приводов, отдельных узлов и агрегатов в целом. По степени участия человека во включении или остановке устройства автоматического управления делят на полуавтоматические и автоматические. В первом случае приведение в действие автоматического устройства производится путем нажатия кнопки или поворота рукоятки оператором с пульта управления (дистанционное управление) или непосредственно у агрегата (местное управление). Во втором случае импульсы посылаются датчиками, контролирующими режим работы (например, автоматическое включение подпиточного насоса котельной при убыли воды из системы).

Автоматическое регулирование. Предназначено для поддержания без участия человека в течение определенного промежутка времени с требуемой точностью заданных режимов технологического процесса.

В зависимости от характера измерения задающего воздействия различают системы автоматического регулирования: стабилизации, программного регулирования и слежения. В системах стабилизации задающее воздействие постоянно, в системах программного регулирования оно изменяется по заранее заданному закону, в следящих системах оно тоже изменяется, но закон изменения заранее не известен и задачей системы является обе-

Таблица 6.1

Объем контроля параметров котлов

Контролируемый параметр	Паровые котлы с давлением пара $p_п > 1{,}7$ кгс/см²			Паровые котлы с $p_п \leqslant 1{,}7$ кгс/см², водогрейные с $t \leqslant 115$ °С	Водогрейные котлы с температурой воды $t > 115$ °С
	<4 т/ч	4—30 т/ч	>30 т/ч		
Давление газа перед горелками	П	П	П	П	П
Давление воздуха перед горелками	П	П	П	П	П
Разрежение в топке	П	П	П	П	П
То же, перед дымососом	—	П	П	—	П
То же, за котлом	—	—	—	П	—
Температура воды перед котлами	П	—	—	П	П
То же, на выходе котла	—	—	—	П	П
То же, за экономайзером	—	П	—	—	—
Температура пара за пароперегревателем	—	П	П, Р	—	—
Температура отходящих газов	—	П	П, Р	—	П, Р
Температура воздуха перед воздухоподогревателем и за ним	—	П	П	—	П
Давление пара в барабане	П	П, Р	П, Р	П	—
Давление перегретого пара	—	П	П	—	—
Давление питательной воды перед котлами	П	—	—	—	П
То же, на входе в экономайзер	—	П	П	—	—
То же, на выходе из котла	—	—	—	—	П
Уровень воды в барабане	П	П, Р	П, Р	П	—
Содержание кислорода в отходящих газах	—	П	П, Р	—	П, Р
Расход газа на котел	—	—	П, Р	—	П, Р
Расход воды	—	—	П, Р	—	П, Р
Расход пара в общем паропроводе	—	Р	П, Р	—	—
Температура возвращаемого конденсата	Р	Р	Р	—	—

Примечание. П — приборы показывающие, Р — регистрирующие.

Таблица 6.2

Средства измерения и контроля, применяемые при автоматизации газифицированных котельных

Наименование	Обозначение	Примечания
Измерение и контроль температуры		
Термометры расширения:		
стеклянные жидкостные	П-1—П-12, У-1—У-12	Показывающие
технические электроконтактные	ТК, ТЗК, ТПК	Датчики-реле
дилатометрические	ТУДЭ, ТР-200	То же
Термометры манометрические:		
газовые	ТПГ4	Показывающие
	ТПГ-СК	Показывающие с сигнальным устройством
	ТГС, ТГ2С	Самопишущие
жидкостные	ТПЖ4	Показывающие
	ТЖС, ТЖ2С	Самопишущие
конденсационные	ТПП4-III, ТПП4-IV	Показывающие с сигнальным устройством взрывозащищенным
	ТПП-СК, ТКП-60СГ, ТСМ	Показывающие с сигнальным устройством
Термопреобразователи сопротивления (термометры сопротивления)	ТСП, ТСМ	Подключаются к логометрам и мостам
Термоэлектрические преобразователи (термопары)	ТВР, ТПР, ТПП, ТХА, ТХК	Подключаются к милливольтметрам и потенциометрам
Пирометры	«Проминь»	Ручной переносный
	Рапир	С вторичными приборами
Измерение и контроль давления, перепада давления		
Жидкостные:		
мановакуумметр двухтрубный	—	Показывающий
тягонапоромер	ТНЖ-Н	»
тягонапоромер дифференциальный	ТДЖ	»
Мембранные:		
напоромер	НМП-52	»
тягомер	ТмМП-52	»
тягонапоромер	ТНМП-52	»
датчики-реле давления	ДН, ДТ, ДНТ, ДПН	С контактным устройством

Продолжение табл. 6.2

Наименование	Обозначение	Примечания
С трубчатой пружиной:		
показывающие общего назначения	ОБМ1, МОШ1, МТП, МО, ВО	Показывающие
показывающие сигнализирующие	ЭКМ, ЭКМВ, ЭКВ, ВЭ	С контактным устройством
с унифицированными параметрами	МЭД, МП	Дифференциально-трансформаторная схема включения
самопишущие	МТС, ВТС, МВТС	Одно- и двухзаписные
Сильфонные:		
напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры	НС, ТМС, ТНС	Показывающие
датчики-реле давления	ДД, РД-12	С контактным устройством
Дифманометры:		
жидкостные поплавковые	ДП	Показывающие, самопишущие
жидкостные двухтрубные	ДТ-5, ДТ-50	Показывающие
Сильфонные	ДСС, ДСП	Самопишущие, показывающие с дополнительными устройствами
Бесшкальные электрические:		
мембранные	ДМ, ДТ2	Дифференциально-трансформаторная схема включения
	ДМЭ, ДМЭР	Унифицированный выходной сигнал постоянного тока
сильфонные	ДСЭР, ДСЭН, ДСЭТ, ДСЭТН	То же
тензорезисторные	«Сапфир-22ДД»	»
Измерение расхода		
Счетчики объемные:		
счетчики газа ротационные	РГ	Показывающие
счетчики жидкости с овальными шестернями	ШЖ, ШЖО	»
мазутомеры поршневые	МПС, МПСФ	»
Скоростные:		
водомеры крыльчатые и турбинные	УВК, УВКГ, УВТ, УВТГ	»

Продолжение табл. 6.2

Наименование	Обозначение	Примечания
турбинный счетчик газа	ТУРГАС	Показывающие
Расходомеры обтекания (ротаметры):		
для местного измерения расхода	РМ, РМФ	»
с электрической дистанционной передачей	РЭ, РЭВ	Дифференциально-трансформаторный преобразователь
с процентной шкалой и унифицированным выходным пневматическим сигналом	РП, РПО, РПФ	Показывающие
Индукционные расходомеры	ИР-51	Показывающие и регистрирующие
Расходомеры по методу переменного перепада давления	Дифманометры	—
Измерение и контроль уровня		
Гидростатические уровнемеры	Дифманометры	—
Поплавковые:		
реле поплавковое	РП-40	Контактное устройство
датчики-реле уровня	ДУЖЭ-200М	То же
датчики уровня поплавковые электрические	ДПЭ-1, -2, -3	»
реле поплавковое	РМ-51	»
На принципе проводимости:		
датчики уровня	ДУ	В комплекте систем АМКО и АМК-У
сигнализатор предельных уровней	СПУ	Релейный выход
реле уровня	РУ-3Э	То же
регулятор-сигнализатор	ЭРСУ-3	»
Емкостные:		
электронный индикатор уровня	ЭИУ-2	Выход 0—100 мВ
система емкостных уровнемеров	РУС	Выход 0—5 мА; 0—20 (4—20) мА
Контроль наличия пламени		
Запально-защитные устройства	ЗЗУ-1, -3, -4, -6, -7, -8, ЗЗУ-И	Релейный выход

Продолжение табл. 6.2

Наименование	Обозначение	Примечания
Прибор контроля пламени	Ф24.2, Ф34.2, Ф34.3	Релейный выход
Комплект запального устройства	КЗУ-1	То же
Контроль загазованности		
Система контроля уровня загазованности помещений	ГАЗ-1	8 или 16 датчиков, показывающий, сигнализирующий
Автоматический газоанализатор термохимический	АГАТ	10 датчиков, показывающий, сигнализирующий
Сигнализатор загазованности	ГАЗ-1М	12 датчиков, показывающий, сигнализирующий
Многоканальный автоматический сигнализатор метана циклического действия	АГАТ2И	3 датчика, сигнализирующий
Контроль отходящих газов		
Газоанализатор кислорода термомагнитный	МН 5106-2	С самопишущим вторичным прибором
Вторичные (измерительные) приборы		
Милливольтметры	М-64 МР-64-02	Регулирующий
Логометры	Л-64 ЛР-64-02	»
Узкопрофильные приборы системы АСК:		
амперметры и вольтметры	М1730, М1731, М1530, М1531, М1830	
пирометрические	МВУ 6-41, МВУ 6-42	
Автоматические потенциометры, уравновешенные мосты, миллиамперметры и вольтметры:		
самопишущие и показывающие потенциометры	Типа КС: КСП1, КСП2, КСП3, КСП4	
мосты	КСМ1, КСМ2, КСМ3, КСМ4	
миллиамперметры и вольтметры	КСУ-1, КСУ-2, КСУ	

Продолжение табл. 6.2

Наименование	Обозначение	Примечания
показывающие с плоской шкалой	Типа КП: КПП1, КПМ1, КПУ1	
показывающие с цилиндрическим показывающим циферблатом	Типа КВ: КВП1, КВП1, КВУ1	
Приборы с дифференциально-трансформаторной схемой	КПД1, ВМД, КСД1, КВД1, КСД1, КСД3	

печение слежения регулируемой величиной объекта за изменяющейся задающей величиной.

Автоматическая защита. Предназначена для предотвращения повреждений оборудования при возникновении предаварийных режимов. Устройства автоматической защиты прекращают контролируемый процесс (например, процесс горения путем отсечки подачи газа) или обеспечивают другие меры ликвидации опасности (открывают предохранительные клапаны для снижения давления в котле и т. п.).

Автоматическая защита, контроль и сигнализация обычно сопутствуют друг другу — сначала дается сигнал о существенном отклонении контролируемого параметра от заданного значения, а затем, когда отклонение превысит допустимый уровень, срабатывает автоматика безопасности (прекращается процесс сжигания газа) и выдается соответствующий сигнал.

Измерения и контроль технологических параметров. Применяемые в котельных средства измерений для контроля технологических параметров принято называть контрольно-измерительными приборами. Для контроля параметров, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения эксплуатационных режимов, следует предусматривать показывающие приборы; параметров, изменения которых могут привести к аварии, — сигнализирующие, показывающие или регистрирующие приборы; параметров, учет которых необходим для анализа работы оборудования и хозяйственных расчетов, — регистрирующие или интегрирующие приборы.

Целесообразно как наиболее экономичное применение приборов с совмещенными функциями: показание и сигнализация; показание и регистрация; регистрация и интегрирование и т. п.

Основная классификация средств измерений предусматривает деление по роду измеряемой величины. Условно приняты следующие наименования наиболее распространенных приборов, предназначенных для измерения: температуры — термометры и пирометры; давления — манометры, вакуумметры, мановакуумметры, тягомеры, напоромеры, барометры; разности давления (перепада) — дифманометры; расхода и количества — расходо-

меры и счетчики; уровня жидкости — уровнемеры, указатели уровня; состава продуктов сгорания — газоанализаторы (в том числе кислородомеры), кондуктомеры. Кроме указанных могут применяться также приборы контроля пламени, сигнализаторы загазованности, газовые индикаторы и др.

Параметры, подлежащие контролю для различных групп котлов, приведены в табл. 6.1.

Средства измерения должны также устанавливаться для измерения ряда общекотельных параметров: температуры прямой и обратной сетевой воды, количества и температуры возвращаемого конденсата, давления, температуры и расхода газа, давления воды в питательных магистралях и др. Наиболее часто применяемые при автоматизации котельных средства измерения и контроля приведены в табл. 6.2.

Сигнализация. В котельных, как правило, схемы сигнализации строятся раздельно для котлов и вспомогательного оборудования. В зависимости от компоновки щитов автоматики звуковой сигнал может быть общим для всех схем или отдельным для каждой. Кроме того, имеются схемы сигнализации на всю котельную, позволяющие включить звуковой сигнал, осуществить его опробование и снятие, а также опробование световых сигналов.

Принципы построения общих цепей схемы сигнализации котельных состоят в следующем: применяются двухламповые световые табло (для повышения надежности) и предусматривается устройство, позволяющее проверить работу всех ламп световых табло; после приема сигнала и снятия звука схема должна быть готовой к принятию следующего сигнала независимо от того, вернулся ли предыдущий сигнализирующий параметр в норму, звуковой сигнал должен сопровождать каждый световой сигнал (для привлечения внимания персонала).

При построении схемы технологической сигнализации котла учитывают следующие условия: в процессе пуска котла должна работать только световая сигнализация, а звуковой сигнал на это время должен быть блокирован; при наличии в котельной центрального щита управления звуковой сигнал должен быть общим для всех схем сигнализации; схема сигнализации котлов должна иметь отключающее устройство от общих цепей сигнализации.

В котельных с постоянным обслуживающим персоналом должна предусматриваться светозвуковая сигнализация: остановки котла (при срабатывании автоматики безопасности) и причины остановки; повышения или понижения давления газа; понижения давления воды в питательных магистралях; понижения или повышения давления воды в обратном трубопроводе тепловой сети; повышения или понижения уровня воды во всех баках, имеющихся в котельной; понижения давления (ухудшение вакуума) в деаэраторе.

Автоматика безопасности. Действие автоматики безопасности должно приводить к отключению подачи газа к горелкам при отклонении контролируемых параметров за пределы допустимых значений. Учитывая, что аварийные режимы возникают чаще всего из-за неправильных действий обслуживающего персонала при пуске котла, в схему автоматики безопасности в качестве составной части включается дистанционный и автоматический розжиг, в процессе которого должны быть обеспечены: контроль за правильным выполнением предпусковых операций; включение тягодутьевых машин; заполнение котла водой и т. д.; контроль за нормальным состоянием параметров при пуске; дистанционный розжиг запальника со щита управления.

Для паровых котлов независимо от давления пара и производительности должны быть установлены устройства, автоматически отключающие подачу газа к горелкам при:

— повышении или понижении давления газа перед горелками;

— уменьшении разрежения в топке;

— понижении давления воздуха перед горелками с принудительной подачей воздуха;

— погасании факела горелок, отключение которых при работе котла не допускается;

— повышении давления пара при работе котельных без постоянного обслуживающего персонала;

— повышении или понижении уровня воды в барабане;

— неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения (кроме котельных I категории по электроснабжению).

На водогрейных котлах помимо устройств, отключающих подачу газа при возникновении условий, указанных выше, исключая требования повышения давления пара, должны иметься устройства, срабатывающие при: повышении температуры воды на выходе из котла; повышении или понижении давления воды на выходе из котла; уменьшении расхода воды через котел.

Для котлов с температурой воды 115 °С и ниже при понижении давления воды за котлом и уменьшении рас-

хода воды через котел автоматическое отключение подачи газа к горелкам не предусматривается.

Реализация схем автоматики безопасности осуществляется либо в составе комплектных устройств автоматики, либо с помощью отдельных автоматических устройств в необходимом наборе. Датчики автоматики безопасности должны быть автономны, независимы друг от друга и от системы регулирования, должны иметь свои устройства отбора импульсов и замыкаться на отдельную схему. Включение в состав автоматики безопасности дистанционного и автоматического розжига определяет особые требования к таким присущим только этой схеме приборам и устройствам, как приборы контроля наличия пламени и отсечные устройства с электромагнитным приводом.

В схемах защиты и пуска котлов работающих на газе, подлежат реализации следующие требования:

— задержка выдачи сигнала «Останов» по параметрам, подверженным пульсациям, и для датчиков с возможным ложным сигналом из-за вибрации (по факелу, разрежению, давлению воздуха, при использовании приборов ЭКМ, ТПГ-СК и др.). Задержка допускается в зависимости от мощности горелок в пределах 2—5 с (ГОСТ 21204—83);

— в рабочем состоянии все элементы схемы должны находиться под напряжением;

— давление газа и факел основных горелок на время розжига блокируются, остальные параметры задействованы в защиту;

— должно быть обеспечено выявление и запоминание причины остановки котла;

— должна быть предусмотрена возможность проверки работоспособности схемы по всем параметрам без остановки котла;

— при срабатывании датчика понижения давления газа должна быть исключена подача газа на запальные горелки;

— должна быть обеспечена до розжига автоматическая вентиляция топки;

— на котлах с несколькими запальниками должно быть обеспечено схемой поочередное и независимое включение рабочей горелки от своего запальника.

Автоматическое регулирование. Объем автоматики регулирования котла определяется проектной организацией в каждом конкретном случае в зависимости от производительности, технологии и режима работы. Как правило, на котлах регулируются процессы горения и питания котла водой. Автоматическое регулирование процесса горения включает регулирование подачи топлива в топку в зависимости от производительности котла, поддержание оптимального соотношения топлива и воздуха,

поддержание заданного устойчивого разрежения в топке. Опыт автоматизации котельных показывает, что регулирование процесса горения позволяет достичь экономии топлива, увеличить кпд котла, сократить расход электроэнергии на дутье и тягу, уменьшить объем ремонтных работ, облегчить работу и сократить количество обслуживающего персонала.

Регулирование подачи газа к горелкам парового котла должно производиться так, чтобы постоянно обеспечивалась необходимая паропроизводительность котла, т. е. чтобы сохранялось соответствие между выработкой и потреблением пара; показателем этого соответствия служит постоянство давления пара на выходе из котла. Следовательно, давление пара можно использовать в качестве импульса для регулирования количества газа, подаваемого в топку. Изменяя подачу газа, регулятор меняет производительность котла в соответствии с потребностью в паре.

Задачей регулятора подачи воздуха является поддержание соответствия между количеством топлива и количеством воздуха, необходимого для полного сгорания газа. Показателем соответствия является коэффициент избытка воздуха, контролируемый по значению CO_2 или O_2 в продуктах сгорания. Оптимальные значения коэффициента избытка воздуха определяют при наладочных испытаниях котла и заносят в режимную карту. Управление подачей воздуха должно вестись с довольно высокой точностью, обеспечивая отклонение значения O_2 не более чем на $\pm 1{,}0$ %.

Оптимальной схемой регулирования соответствия между количествами топлива и воздуха является трехимпульсная схема с использованием данных по расходу газа и воздуха к котлу и с коррекцией по содержанию кислорода в отходящих газах. Такая схема применяется в современных системах управления на котлах типа ПТВМ-30, КВ-ГМ. Для котлов, на которых по конструктивным соображениям невозможно обеспечить необходимую длину газопроводов для установки диафрагмы, импульсы по расходам заменяются импульсами по давлению. Такая схема обычно используется для котлов типа ДЕ и ДКВР. Для отопительных котлов небольшой производительности используется схема механического пропорционирования, когда в зависимости от давления газа к котлу изменяется положение регулирующего органа на

воздуховоде, либо система двухпозиционного регулирования, когда положение заслонки меняется в зависимости от режима работы горелки, обеспечивающего 40 и 100 % ее тепловой мощности.

Регулятор разрежения должен обеспечить устойчивое разрежение в топке в пределах от 1 до 3 кгс/м^2, способствуя полному удалению продуктов сгорания из топки. Разрежение в топке часто бывает неустойчивым и, кроме того, имеет различное значение по высоте топки. Поэтому импульс по разрежению должен демпфироваться (должна искусственно увеличиваться постоянная времени измерительного устройства) и отбираться в верхней части топки. С учетом требований к точности регулирования (пределы колебаний разрежения не должны превышать примерно $\pm 0{,}5$ кгс/м^2) регулятор разрежения выбирается астатическим (без статической ошибки) с воздействием на направляющий аппарат дымососа или шибер на газоходе.

По условиям безопасности и надежности работы парового котла требования к точности регулирования уровня воды в барабане наиболее жестки по сравнению с другими котловыми регуляторами. Отклонение уровня воды от номинального значения может вызываться следующими причинами: изменением расхода пара (нагрузки), изменением количества подаваемой питательной воды, изменением тепловыделения, связанным с изменениями подачи топлива или воздуха. Кроме того, на колебания уровня оказывает влияние явление «набухания» воды — изменение объема, занимаемого паром в пароводяной смеси, циркулирующей в контуре котла. «Набухание», проявляющееся при резких изменениях расхода пара или тепловой мощности горелки, нарушает в первый момент процесс регулирования уровня — при увеличении расхода пара подачу воды в барабан следует увеличить, а на регулятор поступает импульс на уменьшение подачи питательной воды, вызванный резким повышением уровня за счет «набухания». Выбор типа регулятора из-за этого явления усложняется, увеличивается запаздывание по регулирующему воздействию, так как запаздывание обусловлено совместным действием на уровень воды баланса расхода пара, притока воды и «набухания», и поэтому намеренно ограничивают скорость изменения производительности. Обычно эта скорость указывается в паспорте котла.

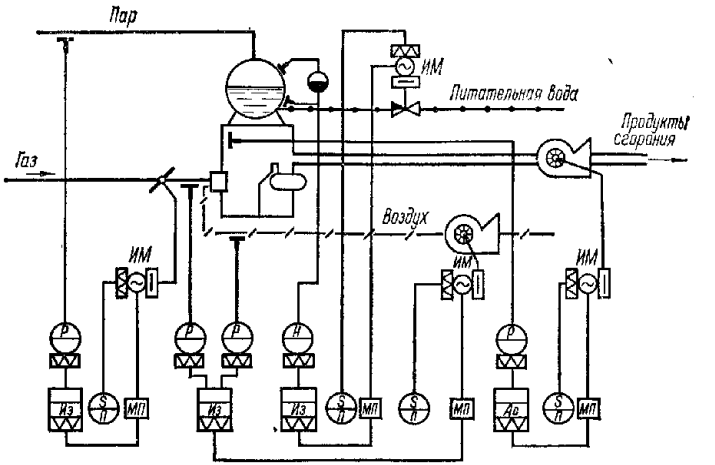


Рис. 6.1. Схема регулирования парового котла типа ДКВР или ДЕ.
p — датчик давления; *H* — датчик уровня; *s* — указатель положения исполнительного механизма; *МП* — магнитный пускатель; *ИМ* — исполнительный механизм; тип регулятора: *Из* — изодромный, *Ас* — астатический.

Учитывая характер возмущений, вызывающих изменения уровня воды в барабане котла, наиболее целесообразной является трехимпульсная схема регулирования, что и принимается для котлов производительностью 10 т/ч и выше, работающих в условиях значительных колебаний производительности, когда регулятор питания учитывает три импульса: уровень воды в барабане, расход пара и расход питательной воды. Такая схема значительно повышает качество регулирования. Для котлов, у которых «набухание» мало сказывается на изменении уровня (к таким котлам относятся котлы небольшой производительности) и от которых не требуется резкого изменения паропроизводительности, поддержание уровня в требуемых пределах хорошо обеспечивается одноимпульсным (по уровню) регулятором уровня с воздействием на регулирующий клапан на питательной линии к котлу.

Пример автоматического регулирования котла типа ДКВР или ДЕ показан на рис. 6.1.

Автоматическое регулирование водогрейных котлов осуществляется аналогично паровым с некоторыми особенностями. Регулятор производительности котла получает импульс по температуре воды за котлом и воздействует на изменение подачи газа к котлу. Регулятор уровня отсутствует, а работа регуляторов соотношения

топливо—воздух и разрежения не отличается от работы аналогичных регуляторов для паровых котлов.

Автоматика регулирования котлов небольшой производительности включается составной частью общекотельных или котловых приборов комплектных систем автоматизации и обычно содержит описанные выше регуляторы процессов горения и питания водой. В большинстве существующих систем регулирования производительности котлов используется суммирование сигнала датчика температуры наружного воздуха и сигнала обратной связи по температуре теплоносителя, поступающего в систему отопления. Температура теплоносителя регулируется в соответствии с отопительным графиком, выражающим зависимость температуры на выходе из котла от фактической температуры наружного воздуха. Чаще всего такие регуляторы являются общими на котельную с изменением подачи газа одновременно на все котлы (при плавном регулировании) либо с подачей на котловую автоматику команд двухпозиционного регулирования.

В последнее время находит наибольшее распространение двухпозиционное регулирование, которое производится переключением режима работы горелок с 40 % на 100 % мощности и обратно с помощью клапанов «большого горения» и «малого горения» (имеющих различные диаметры условного прохода), установленных на газопроводе к котлу. Эти регуляторы работают от дискретных датчиков, строятся на дискретных элементах и обеспечивают необходимую точность.

Регулирование разрежения и соотношения газ—воздух производится на отопительных котлах с помощью регуляторов прямого действия или с помощью блокировок шибера на газоходе и заслонки на воздуховоде с клапанами «большого горения» и «малого горения». И в том и другом случае не может быть обеспечена точность регулирования, так как не учитываются различные возмущающие влияния на разрежение в топке и количество подаваемого воздуха. Предпочтительным является применение регулятора прямого действия, пропорционизирующего количество воздуха по давлению газа по сравнению с блокировкой газ—воздух и любого регулятора разрежения непрямого действия по сравнению с распространенными регуляторами тяги прямого действия, работающими по принципу изменения сечения дымохода и присоса воздуха из котельной.

Комплектные системы автоматики. Основное направление автоматизации котельных в настоящее время — создание комплектных систем контроля, защиты и регулирования, обеспечивающих автоматизацию основных взаимосвязанных технологических процессов в котлах и вспомогательном оборудовании котельных.

Ниже приводятся перечень наиболее распространенных, выпускавшихся ранее и выпускаемых в настоящее время комплектных систем автоматизации, заводы-изготовители и назначение этих систем.

— Система ПМА. НПО «Моспромстроймеханизация», г. Москва; завод «Старорусприбор», г. Старая Русса. Для водогрейных котлов, оборудованных горелками низкого или среднего давления (снята с производства).

— Система АГК-2У и АГК-2П. ПО «Киевкоммунтехника», г. Киев. Для водогрейных котлов, оборудованных горелками низкого давления, и паровых котлов с давлением пара до 0,7 кгс/см^2, оборудованных горелками низкого давления (снята с производства).

— Система АГОК-66. Опытный завод ГлавТЭУ, Ленинград. Для секционных водогрейных котлов, оборудованных горелками низкого давления.

— Система АМКО. Завод «Старорусприбор», г. Старая Русса. Для секционных водогрейных и паровых котлов, оборудованных горелками низкого и среднего давлений (снята с производства).

— Система АМК-У. Завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ. Для котельных производительностью от 0,2 до 1,6 т/ч с водогрейными и паровыми котлами, оборудованными горелками низкого давления (снята с производства).

— Щиты автоматизации Щ-ДКВР-3 (снят с производства) и Щ-К2. Московский завод тепловой автоматики (МЗТА). Для котлов типа ДКВР, ДЕ производительностью от 2,5 до 25 т/ч, работающих на топливе газ—мазут.

— Комплект средств управления КСУ1-Г. Завод «Старорусприбор», г. Старая Русса. Для одногорелочных водогрейных котлов теплопроизводительностью от 0,5 до 3 Гкал/ч, оборудованных газовыми горелками низкого и среднего давлений (типа «Братск», «Факел», «Минск», «Энергия», «Универсал» и т. п.).

— Комплект средств управления КСУ-2П. Завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ. Для котельных с паровыми котлами производительностью от 0,25 до 2,5 т/ч, оборудованными горелками низкого давления (типа Е-0, Е-1, МЗК и т. п.).

— Комплект средств управления котлоагрегатами 1КСУ-ГМ. ПО «Промприбор», г. Чебоксары. Для одногорелочных водогрейных котлов производительностью от 4 до 30 Гкал/ч типа КВ-ГМ.

— Автоматика парового автоматизированного котла КПА-500. Запорожский моторостроительный завод им. 50-летия Октябрьской революции. Для котла КПА-500.

— Унифицированная система автоматики ФАЖ-АНГ «Пламя». ПО «Киевкоммунтехника», г. Киев. Для котельных,

содержащих до 10 водогрейных котлов производительностью до 1 Гкал/ч, оборудованных горелками низкого давления.

— Управляющее устройство «Курс-101». Московский завод тепловой автоматики. Для автоматизации пароводогрейных котлов АПВ-1 и водогрейных АВ в тепличных хозяйствах.

Все комплектные системы в обязательном порядке включают в себя автоматику безопасности и регулирования, светозвуковую сигнализацию. Автоматика безопасности независима от автоматики регулирования, имеет автономные датчики и срабатывает при выходе за допустимые пределы включенных в схему параметров. Световая сигнализация позволяет обслуживающему персоналу определить причины отсечки газа.

Электрическая схема автоматики безопасности современных комплектных систем позволяет осуществлять дистанционный розжиг горелок, который разрешается только в случае, если все параметры схемы автоматики безопасности находятся в норме. Розжиг производится по определенной программе, с заданными выдержками времени, необходимыми для проведения вспомогательных операций (проветривание топки и т. д.) и срабатывания устройств автоматики.

Автоматическое регулирование котлов после их пуска можно включать, когда производительность котла достигнет не менее 40 % для котлов с двухпозиционным регулированием и нижнего предела устойчивой работы — для других котлов.

Наиболее перспективными из разработанных в настоящее время комплектных систем автоматики являются комплекты средств управления (КСУ) — объектно-ориентированные специализированные средства управления, выполняющие большинство функций по автоматическому или автоматизированному управлению котлами. Разработкой этих средств с 1977 г. занимается Чебоксарское специальное конструкторское бюро систем промышленной автоматики (СКБ СПА). Принципиальные отличия КСУ от ранее разработанных систем (АМКО, АМК-У «Пламя», АГОК-66, Щ-К2 и т. д.) состоят в следующем: средства КСУ обладают функциональной полнотой, что обеспечивает реализацию не только традиционных для котельной автоматики функций (защиты, сигнализации, регулирования и контроля), но и нетрадиционных (программное управление пуско-остановочными операциями, связь с устройствами верхнего уровня иерархии управления); блочно-модульное построение комплектов и легкосъемность составных частей позволяют обслуживающему персоналу оперативно заменять отказавшие блоки.

Помимо изготовляемых комплектов КСУ-2П, КСУ1 и КСУ-ГМ разработан и осваивается в производстве комплект типа КСУ-ДКВР, предназначенный для автоматического управления паровыми котлами типа ДКВР производительностью 2,5—20 т/ч. Кроме того, в ближайшие годы предполагается замена комплектов КСУ-2П комплектами КСУМ-2П, а комплектов КСУ1 комплектами КСУ-М1, являющимися модернизированными вариантами устройств и имеющими расширенные функциональные возможности, сниженные материалоемкость и энергопотребление.

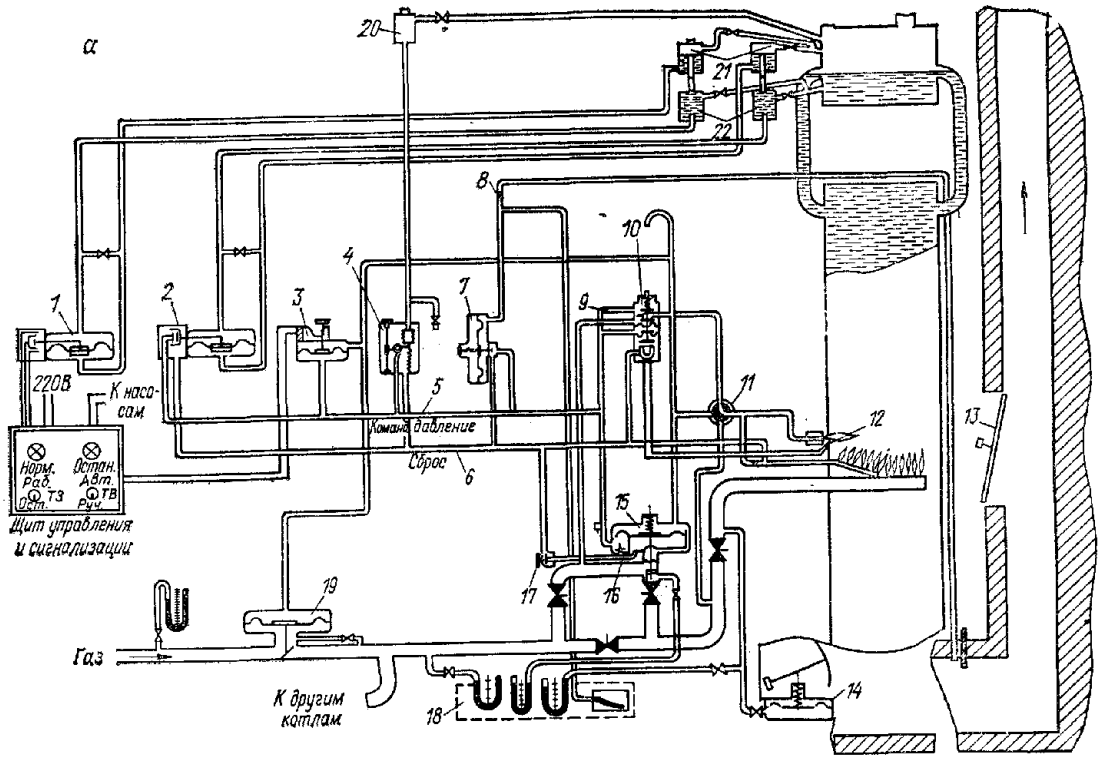
В настоящее время не все типы котлов могут быть автоматизированы с помощью комплектных систем, и управление такими котлами решается наборными системами с применением выпускаемых средств измерения, сигнализации, регулирования, защиты.

6.2. АВТОМАТИКА АГК-2П И АГК-2У

Автоматика по виду используемой энергии для работы ее основных узлов — пневматическая. Рабочей средой является газ, отбираемый перед регулятором расхода газа для питания импульсной системы (импульсный газ). АГК-2П (для паровых котлов) и АГК-2У (для водогрейных) аналогичны по устройству и принципу действия (рис. 6.2) и основываются на ранее выпускавшейся системе АГК. Системы обеспечивают автоматическую защиту котла, сигнализацию на диспетчерский пункт о нарушении нормального режима работы котла и регулирование — пропорциональное регулирование температуры воды на выходе из котла в зависимости от изменения наружного воздуха, регулирование подачи воздуха, позиционное регулирование уровня воды в барабане парового котла, стабилизацию давления пара в паросборнике.

В комплект систем входят, во-первых, устройства общекотельного назначения: регулятор давления газа (регулятор-стабилизатор давления газа) *, регулятор разрежения, а для водогрейных котлов еще щит сигнализа-

* В скобках указаны наименования устройств в автоматике АГК-2.



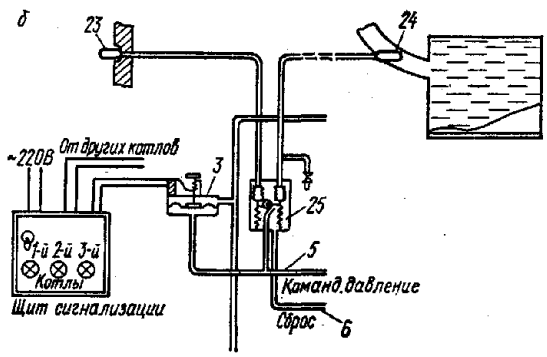


Рис. 6.2. Принципиальная схема автоматики АГК-2П (*а*) и особенности автоматики АГК-2У (*б*).

1 — регулятор уровня; *2* — реле уровня; *3* — сигнальное реле; *4* — стабилизатор давления пара; *5* — импульсная трубка; *6* — линия сброса; *7* — реле тяги; *8, 9* — дроссели; *10* — электромагнитный клапан; *11* — кран рода работ; *12* — термопара; *13* — регулятор разрежения; *14* — регулятор воздуха; *15* — регулятор расхода газа РРГ; *16* — клапан ускорителя отсечки; *17* — пусковая кнопка РРГ; *18* — пульт приборов; *19* — регулятор давления газа РДГ; *20* — конденсатный бачок; *21* — бачок постоянного уровня; *22* — отстойник; *23* — датчик температуры наружного воздуха; *24* — датчик температуры горячей воды; *25* — регулятор соотношения температур.

ции (сигнальный щиток); во-вторых, устройства, предназначенные для установки на каждом котле: регулятор расхода газа (главный клапан), реле тяги, электромагнитный клапан, сигнальное реле, запальник с термопарой, пульт приборов, стабилизатор давления пара или регулятор соотношения температур, регулятор воздуха, а для паровых котлов еще реле уровня *2*, регулятор уровня *1* и щит управления и сигнализации. В водогрейном варианте стабилизатор давления пара с конденсатным бачком (рис. 6.2, *а*) заменяется на регулятор соотношения температур с датчиками температур наружного воздуха и горячей воды (рис. 6.2, *б*).

Устройства общекотельного назначения. Регулятор давления газа (РДГ) поддерживает перед регуляторами расхода газа (РРГ) котлов строго определенное давление. Регулирующая поворотная заслонка РДГ связана рычажной системой с мембраной. Подмембранная полость соединена импульсной трубкой с газовым коллектором за РДГ; надмембранная полость через дыхательный трубопровод сообщается с атмосферой.

РДГ настраивается на заданное давление в заводских условиях (подбором груза над мембраной) и поддерживает его с погрешностью $\pm 1{,}5$ кгс/м^2. Выпускают РДГ в двух модификациях — на пропускную способность 50 и 250 м^3/ч.

Основной частью стабилизатора тяги является прямоугольная заслонка, вращающаяся на оси. Верхняя половина заслонки располагается в проеме газохода. Действие разрежения уравновешивается противовесом, закрепленным на заслонке. При увеличении разрежения заслонка преодолевает усилие, создаваемое противовесом, и приоткрывает проем. Подсасываемый через него холодный воздух разбавляет продукты сгорания, что приводит к снижению разрежения до заданного значения. При снижении разрежения заслонка прикрывается, подсос холодного воздуха уменьшается и разрежение увеличивается до установленной нормы. Стабилизатор тяги, как правило, устанавливается на вертикальном участке сборного газохода.

Шит сигнализации в системе АГК-2У предназначен для подачи сигналов об отключении котлов, выключении двигателей циркуляционных насосов или обрыве электроцепи, устанавливается на диспетчерском пункте и имеет три сигнальные лампочки и звонок.

Автоматика безопасности. Для приведения в действие приборов и устройств защиты и регулирования (кроме регулятора уровня, который является электрическим) в импульсных коммуникациях используется газ. Основной поток газа при открытом РРГ проходит к горелке. Из газопровода за РРГ через кран рода работ газ поступает к запальной горелке и трубке бегущего огня. В импульсную трубку газ попадает из газопровода перед РРГ через средний и верхний открытые клапаны электромагнитного клапана и дроссель *9*. Давление в импульсной трубке и соединенном с ней подмембранном пространстве РРГ зависит от степени открытия клапана стабилизатора давления пара; чем больше открыт клапан, тем большее количество газа проходит в линию сброса к запальной горелке и тем меньше давление газа в импульсной трубке, и наоборот, чем меньше открыт клапан, тем больше давление в импульсной трубке.

Подача газа к горелкам отключается РРГ в случае: понижения давления газа в коллекторе, которое контролируется самим РРГ; падения разрежения (с помощью реле тяги); перегрева воды в котле (с помощью регулятора соотношения температур); превышения давления пара выше допустимого с помощью стабилизатора давления пара; погасания пламени постоянно работающей запальной горелки; недопустимого повышения или понижения уровня воды в барабане парового котла с помощью реле уровня; неплотности импульсных трубок.

При срабатывании приборов автоматики безопасности давление в импульсной трубке независимо от положения клапана регулятора резко падает, и РРГ закрывает проход газа. Это происходит потому, что клапаны приборов безопасности не имеют дросселей и их открытие в аварийных случаях приводит к полному сбросу командного давления. Например, при уменьшении разрежения клапан реле тяги открывается, и импульсная трубка соединяется с линией сброса. Так как количество газа, поступающего в импульсную трубку через дроссель *9*, значительно меньше уходящего в линию сброса, то давление в импульсной трубке и под мембраной главного клапана снижается. Это вызывает перемещение мембраны вниз.

Последние 1,5—2 мм хода мембранного привода главного клапана, предшествующие его полному закрытию, сопровождаются нажимом мембраны на шток клапана ускорителя отсечки *16*. Открытие этого клапана уско-

ряет сброс газа, поступающего в импульсную линию через дроссель *9*, и исключает возможность самопроизвольного открытия главного клапана.

Контроль наличия пламени постоянно работающего запальника и обеспечение безопасного розжига осуществляются с помощью электромагнитного клапана. Пламя запальника нагревает спай термопары, что позволяет получить на обмотке электромагнита клапана напряжение 10—15 мВ. В этом случае якорь удерживается в нижнем положении, связанный с ним нижний клапан оказывается в закрытом, а средний в открытом положении. Верхний клапан, установленный на стержне подпружиненной кнопки, открыт. При погасании запальника термопара остывает, напряжение на обмотке электромагнита падает и под действием пружины якорь вместе с клапанами поднимается. Средний клапан закрывается, отсекая подачу газа в импульсную сеть, а нижний клапан открывается, соединяя импульсную трубку с линией сброса. Давление в импульсной трубке падает, и подача газа к горелкам отсекается.

Для формирования сигнала об отключении котла и подачи сигнала на диспетчерский пункт служит сигнальное реле *3*. При падении давления в импульсной трубке, вызывающем срабатывание РРГ, мембрана сигнального реле опускается. Шток, укрепленный на мембране, перестает нажимать на кнопку микропереключателя, который размыкает электрическую цепь. Это приводит к подаче сигнала на пульты сигнализации, управления и сигнализации (для парового котла) или на диспетчерский пункт.

Реле уровня *2* состоит из измерителя уровня и пневматического реле в отдельном корпусе. В комплект реле входят бачок постоянного уровня и отстойник. Подмембранная полость измерителя уровня соединена с бачком, надмембранная — через отстойник с водяной частью барабана котла.

Усилие, развиваемое мембраной от действия разных по высоте столбов жидкости, уравновешивается грузом, прикрепленным к мембране. При изменении уровня воды в котле равновесие нарушается, пропорционально изменению уровня перемещается вверх или вниз мембрана с грузом, и поступательное движение мембраны преобразуется во вращательное движение выходного валика, который открывает один из клапанов шарикового двустороннего клапана, что приводит к сбросу импульсного газа.

Кран рода работ служит для переключения автоматики на разные режимы работы. При включении котла на автоматическую работу пробка крана устанавливается в положение «Пуск», после розжига горелок — в положение «Работа». При работе на байпасе пробка крана должна находиться в положении «Выключено». На неработающем котле пробка крана, установленная в положение «Продувка», соединяет с атмосферой газопровод между РРГ и рабочим краном.

Конструктивно РРГ является базой, на которой монтируются реле тяги, электромагнитный клапан, сигнальное реле, пульт приборов, регулятор соотношения температур или стабилизатор давления пара. С помощью боковых водяных манометров (рис. 6.2, *а*) контролируется давление газа перед РРГ и перед горелками, средний используется для проверки герметичности закрытия РРГ. Тягомер показывает разрежение в топке котла.

Котловые приборы. Регулирование температуры горячей воды на выходе из котла в соответствии с заданным отопительным графиком, так же как и отсечка подачи газа при предаварийном изменении контролируемых параметров, осуществляются РРГ. При нормальной работе котла степень открытия клапана РРГ зависит от давления газа в импульсной трубке, соединенной с подмембранным пространством клапана, так как надмембранное пространство соединено с атмосферой. Давление в импульсной линии определяется регулятором соотношения температур, в состав которого входят сильфонно-клапанное устройство и термобаллоны контроля температуры наружного воздуха и температуры горячей воды на выходе из котла (рис. 6.2, *б*).

В системе АГК-2П регулирование подачи газа к горелкам производится стабилизатором давления пара. В качестве чувствительного элемента стабилизатора использован сильфон-измеритель, соединенный через конденсатный бачок *20* с паровым объемом котла. Изменение давления пара приводит к перемещению сильфона и к большему или меньшему открытию сопла истечения импульсного газа в сбросную линию. Это определяет командное давление в подмембранной полости регулятора расхода газа и изменение открытия клапана и подачи газа. Стабилизатор давления обеспечивает также отклю-

чение газа в случае превышения допустимого давления пара.

Регулятор уровня *1* системы АГК-2П аналогичен реле уровня *2*, используемого в автоматике безопасности, только вместо пневматического реле в регуляторе уровня установлено электрическое, которое через схему в щите управления и сигнализации обеспечивает включение и выключение подпиточного насоса при достижении соответственно нижнего или верхнего уровня воды в барабане котла.

Соотношение газа и воздуха, при котором обеспечивается полное сгорание газа, регулируется пропорционизатором. Различают пропорционизаторы для подовых горелок (РВП) и для инжекционных горелок (РВИ). В РВП мембрана штоком связана с заслонкой, которая при повороте изменяет степень открытия профилированного окна и количество подаваемого воздуха. В РВИ мембрана связана штоком с диском, который передвигается по вертикали мимо окон, меняя площадь их открытия и, следовательно, количество подаваемого воздуха. Импульс давления газа подается в подмембранную полость регулятора от коллектора перед горелками. Воздух поступает в топку за счет разрежения. При увеличении давления газа перед горелками мембрана поднимается и заслонка (РВП) или диск (РВИ) увеличивает степень открытия профилированных окон. Уменьшение давления газа заставляет опускаться мембрану, что приводит к уменьшению поступления воздуха. Постоянство коэффициента избытка воздуха достигается только при стабильном разрежении в топке котла, которое обеспечивается стабилизатором тяги.

Пуск и остановка котла. Перед включением котла на автоматическую работу необходимо убедиться в том, что газовые краны и задвижки закрыты, кран рода работ находится в положении «Продувка», давление газа на вводе не менее 40 кгс/м². В паровых котлах следует проверить уровень воды в барабане.

После этого открывают запорные устройства на входе и выходе воды из котла, включают циркуляционный насос, проверяют разрежение в топке и продувают газопровод. Затем кран рода работ переводят в положение «Автомат. пуск», открывают кран перед регулятором расхода газа и с помощью манометра измеряют давление газа перед этим регулятором, затем вносят горящую

спичку в окно запальника и одновременно нажимают кнопку электромагнитного клапана *10*. При этом верхний клапан закрывается и перекрывает проход газа в импульсную трубку; нижний клапан закрывается, а средний открывается и обеспечивает подачу газа к запальнику через кран рода работ. Выходящий из запальника газ загорается и поджигает газ, поступающий из трубки бегущего огня, примыкающей непосредственно к огневым отверстиям основной горелки.

Пламя запальника прогревает термопару, в результате чего примерно через 30 с в обмотке электромагнита возникает ток, достаточный для удержания якоря и связанных с ним клапанов в нижнем положении. Кнопку электромагнитного клапана удерживают в нажатом состоянии 1—1,5 мин, затем отпускают, и газ через открывающийся верхний клапан и дроссель *9* поступает в импульсную линию и под мембрану РРГ. Из подмембранного пространства газ через ускоритель отсечки *16* уходит в линию сброса *6*. Для открытия клапана РРГ нажимают пусковую кнопку *17*, что приводит к прекращению сброса газа и, следовательно, к повышению давления в импульсной линии. В результате этого клапан открывается. Затем медленно открывают рабочий кран перед основной горелкой, а кран рода работ устанавливают в положение «Работа».

Безопасность пуска обеспечивается тем, что он может быть произведен только в том случае, если в топке имеется пламя запальника и все контролируемые параметры находятся в пределах нормы.

Для паровых котлов при достижении заданного давления пара следует открыть задвижку отбора пара и подготовить к автоматической работе, в зависимости от сигналов регулятора уровня, подпиточные насосы, для чего на щитке управления и сигнализации тумблер ТВ перевести в положение «Авт.» (тумблер имеет всего два положения — «Руч.» и «Авт.»), а тумблер ТЗ — в положение «Работа» (тумблер имеет еще положение «Останов»). В положении тумблера ТВ «Руч.» включение и отключение двигателей подпиточных насосов может осуществляться только кнопками «Пуск» и «Стоп» пускателей насосов. В зависимости от положения тумблера ТЗ либо звонок подключается к схеме контроля состояния котла и управляется контактом сигнального реле (положение «Работа»), либо цепь звонка, включившегося при

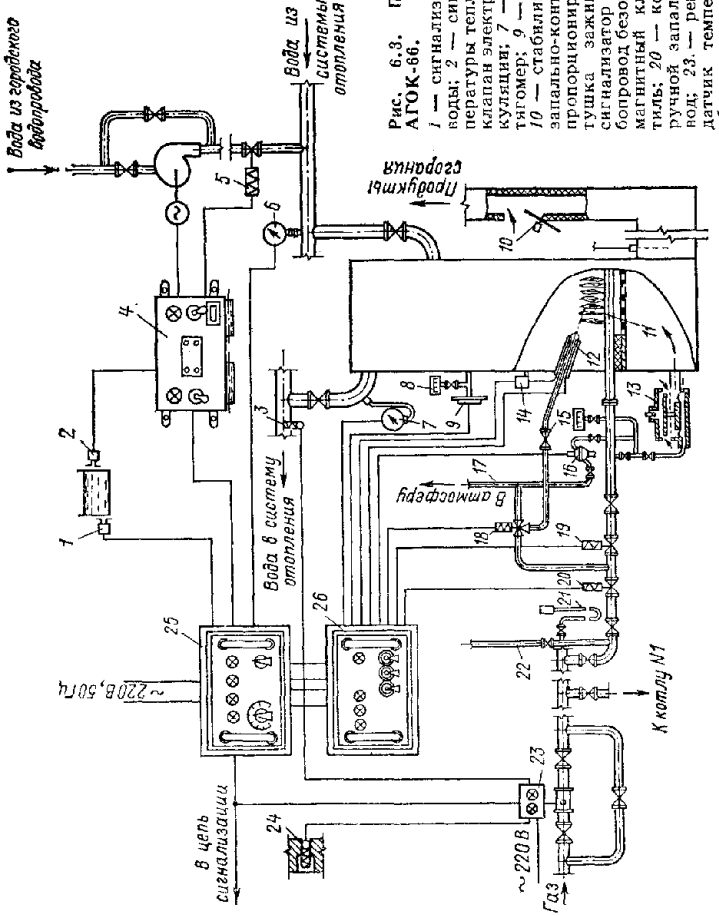


Рис. 6.3. Принципиальная схема автоматики АГОК-66.

1 — сигнализатор аварийного снижения уровня воды; *2* — сигнализатор уровня; *3* — датчик температуры теплоносителя; *4* — блок подпитки; *5* — клапан электромагнитный; *6* — сигнализатор циркуляции; *7* — сигнализатор перегрева воды; *8* — тягомер; *9* — сигнализатор падения разрежения; *10* — стабилизатор тяги; *11* — горелка; *12* — запально-контрольное устройство ЗКУ; *13* — пропорционирующий клапан воздуха; *14* — катушка зажигания; *15* — ручной кран; *16* — сигнализатор падения давления газа; *17* — трубопровод безопасности; *18* — трехходовой электромагнитный клапан; *19* — рабочий отсечной вентиль; *20* — контрольный отсечной вентиль; *21* — ручной запальник; *22* — продувочный трубопровод; *23* — регулятор расхода газа РРГА; *24* — датчик температуры наружного воздуха; *25* — общекотельный блок щита автоматики; *26* — котловой блок щита автоматики.

остановке котла и срабатывании сигнального реле, размыкается (положение «Останов»).

Для отключения котла закрываются краны на газопроводе перед и за РРГ, а кран рода работ устанавливается в положение «Выключено». Для парового котла на щите управления и сигнализации необходимо перевести тумблер ТВ в положение «Руч.», а тумблер ТЗ в положение «Останов».

6.3. СИСТЕМА АГОК-66

Система (рис. 6.3) является электрической и представляет собой комплекс приборов и устройств, в основном серийно выпускаемых. Питание системы напряжением 220 В, 50 Гц.

Комплект автоматики состоит из общекотельного и устанавливаемого на каждом котле оборудования. В общекотельное оборудование входят: щит автоматики, состоящий из общекотельного блока *25* и котловых блоков *26*, регулятор расхода газа с комплектом датчиков температуры, стабилизатор тяги, сигнализатор циркуляции воды, сигнализатор аварийного снижения уровня воды в расширительном баке, устройство автоматической подпитки системы отопления водой (блок подпитки, сигнализатор уровня, клапан электромагнитный).

На каждом котле устанавливаются: отсечные электромагнитные вентили типа ВНД-80 (рабочий *19* и контрольный *20*), трехходовой электромагнитный клапан, катушка зажигания, запально-контрольное устройство, сигнализатор падения давления газа, сигнализатор падения разрежения (СТ), сигнализатор перегрева воды, пропорционизатор воздуха (один или два в зависимости от поверхности нагрева котла).

Автоматика безопасности. Состоит из котловой и общекотельной. Приборы, монтируемые на каждом котле, подают сигналы на отсечку газа при: снижении давления газа перед горелками до 20—40 кгс/м²; падении разрежения в топке до 0,5—0,6 кгс/м²; погасании пламени горелок; перегреве воды в котле.

Перед горелками каждого котла установлены два вентиля типа ВНД-80. Отклонение за допустимые пределы любого из контролируемых параметров на данном котле приводит к тому, что электромагниты обоих вентилей и трехходового клапана *18* обесточиваются, при этом вен-

тили одновременно закрываются, а клапан через трубопровод безопасности соединяет газопровод с атмосферой. Подача газа к горелкам других котлов в этом случае не прекращается. Для надежности отключения перед ВНД-80 (по ходу) газа установлено запорное устройство ручного действия.

Нижний предел давления газа перед горелками контролируется сигнализатором падения давления. Импульс давления подается от газопровода непосредственно перед горелкой. Контролируемое давление, на которое настраивается прибор, зависит от типа горелок и колеблется в пределах 20—40 кгс/м^2. Падение его ниже допустимого вызывает размыкание контактов прибора, что приводит к отключению подачи газа к котлу.

Минимальное разрежение в топке котла контролируется сигнализатором СТ, выполненным на базе реле тяги автоматики АГК, в которое встроено электроконтактное устройство. Уменьшение разрежения в топке котла приводит к смещению мембраны сигнализатора. При достижении предельно допустимого значения разрежения 0,5—0,6 кгс/м^2 электрический контакт размыкается, что приводит к отключению подачи газа к котлу.

Запально-контрольное устройство (ЗКУ) представляет собой газовую инжекционную горелку низкого давления, скомпонованную с электродами контроля и зажигания. Для розжига одновременно с подачей газа кратковременно подается ток высокого напряжения (16—20 кВ) от катушки зажигания на электрод зажигания, установленный с зазором 1,5—3 мм от огневого насадка ЗКУ; возникающая искра поджигает газовоздушную смесь.

Контроль наличия пламени запальной горелки, включенной на все время работы котла, осуществляется специальным электродом, выступающим за пределы тубуса, в котором помещается ЗКУ, примерно на 50 мм. Электрод является датчиком блока контроля пламени, принцип работы которого основан на детектирующих свойствах пламени (способности пламени пропускать ток только в одном направлении). Погасание пламени фиксируется блоком контроля пламени, что приводит к отключению газа.

Максимальная температура горячей воды на выходе из котла контролируется электроконтактным манометрическим термометром. При допустимых температурах горячей воды контакт термометра замкнут, а при повышении

температуры воды до 96—98 °С стрелка прибора размыкает контакт. Это фиксируется схемой автоматики безопасности и приводит к отключению подачи газа к котлу.

Наличие циркуляции воды контролируется электроконтактным манометром типа ЭКМ, установленным на коллекторе обратной воды за циркуляционным насосом (по ходу воды). Если насос работает нормально, то электрический контакт манометра замкнут. При выходе из строя насоса давление воды в системе падает и стрелка манометра разрывает контакт, что приводит к отсечке газа ко всем котлам.

Электрическая схема автоматики безопасности представляет собой релейную схему управления, в которой использованы электрорадиоэлементы, серийно выпускаемые промышленностью. Схема скомпонована в отдельных съемных блоках, электрически соединяющихся между собой и с сигнализаторами при помощи разъемов. Конструкция блоков позволяет оборудовать автоматикой котельные с числом котлов от 1 до 8.

Три котловых блока автоматики и один блок автоматики общекотельный составляют основной корпус щита автоматики. На остальные котлы блоки добавляются к щиту в виде отдельных секций. В верхней части щита находится общекотельный блок управления и безопасности. Ниже располагаются блоки автоматики котлов. При наличии в котельной более восьми котлов в комплект автоматики включается дополнительно еще один общекотельный блок автоматики.

На лицевых панелях блоков размещены устройства управления и сигнальные лампы. С правой стороны общекотельного блока автоматики находится рукоятка включения электропитания и над ней сигнальная лампа контроля наличия питания. С левой стороны блока установлен переключатель выбора очередности пуска котлов, который при установке на одно из восьми положений по номерам котлов шунтирует (соединяет накоротко, имитируя замкнутое состояние) сигнализатор падения давления газа в схеме автоматики безопасности соответствующего котла (так как пока закрыты вентили *19* и *20*, давление газа на сигнализаторе равно нулю и разомкнутое состояние контактов сигнализатора соответствует аварийному состоянию), что позволяет осуществить розжиг горелок; над переключателем находится сигнальная лампа «Шунт», включающаяся при зашунтированном

состоянии сигнализатора выбранного к запуску котла. В центре передней панели блока имеются сигнальные лампы «Уровень» и «Циркуляция».

Крайними справа на лицевой панели котлового блока установлены выключатель электропитания блока и соответствующая сигнальная лампа. Второй тумблер предназначен для включения пусковой схемы котла (положение «Пуск») и переключения на диспетчерскую (положение «Диспетч.»).

Левый тумблер служит для отключения катушки зажигания в момент пуска котла для устранения влияния искры на блок контроля пламени, который от искры может ложно сработать. Три сигнальные лампы, установленные на блоке, фиксируют причины аварийного отключения котла по параметрам (слева направо) «Пламя», «Тяга» и «Давление». При отключении одного или всех работающих котлов на блоках автоматики включаются соответствующие сигнальные лампы, а на диспетчерский пункт подается аварийный сигнал.

Автоматика регулирования. Температура воды на выходе из котельной регулируется в соответствии с отопительным графиком электрическим регулятором расхода газа (РРГА). Регулятор электрически связан с датчиком температуры теплоносителя, установленным на коллекторе прямой воды, и датчиком температуры наружного воздуха, установленным снаружи котельной на ее северной стороне. При изменении температуры наружного воздуха происходит изменение электрических параметров датчиков и к регулятору поступают соответствующие сигналы. В зависимости от полученного сигнала регулирующий орган регулятора—заслонка—принимает новое положение, изменяя количество подаваемого к котлам газа, что отражается на температуре прямой (горячей) воды.

Соотношение газа и воздуха автоматически устанавливается с помощью пропорционизатора воздуха и стабилизатора тяги, таких же как и в системах АГК-2П и АГК-2У.

Контроль уровня воды в расширительном баке и автоматическая подпитка системы осуществляются с помощью поплавковых сигнализаторов уровня типа РП-40. Могут быть использованы и другие типы реле уровня (первоначально в комплект автоматики АГОК-66 входил сигнализатор типа СУ-3).

Поплавковые реле РП-40 закреплены на боковой стенке расширительного бака. Сигнализатор уровня *2*, дающий сигнал на подпитку, устанавливается на 20—30 см ниже сливной трубы; место установки сигнализатора *1*, дающего сигнал на отсечку газа у всех котлов при недопустимом снижении уровня воды, определяется исходя из конкретных условий.

Способ автоматической подпитки систем отопления выбирается в зависимости от давления в городском водопроводе. Если оно ниже давления в системе отопления, то подпитка производится включением насоса, а если выше, то открытием специального электромагнитного клапана подпитки. После восстановления уровня воды в расширительном баке сигнализатор *2* размыкает контакт и отключает устройства автоматической подпитки.

Электрическая схема управления подпиткой собрана в блоке *4*. На крышке блока расположены элементы управления и контроля: выключатель для подачи питания, сигнальная лампа наличия питания, тумблер выбора способа автоматической подпитки (положение «Авт.-1» при давлении в сети больше давления воды в системе отопления и питания через клапан *5* типа СВМ; положение «Авт.-2» — при давлении воды в городском водопроводе меньше давления в системе отопления и питании через подпиточный насос; положение «Ручн.» — при подпитке вручную обычным способом); сигнальная лампа, загорающаяся в период подпитки, и счетчик числа подпиток. Автоматика подпитки системы водой может работать автономно.

Пуск и остановка котла. Пуск котла может быть произведен со щита автоматики или вручную. Для пуска при отключенных приборах автоматики служит ручной запальник. Перед пуском (любым способом) подводящий газопровод следует продуть.

При пуске котла на автоматике проверяют закрытое положение запорных устройств на линиях ручной работы и открывают ручные краны на импульсных линиях автоматики. Проверяют состояние контролируемых параметров с помощью показывающих приборов, при необходимости производят регулировку разрежения в топке с помощью шибера. Открывают запорные устройства на входе и выходе воды из котла и заслонки регулятора воздуха. При пуске первого котла открывают запорное устройство на байпасной линии РРГА. Открывают кон-

трольную ручную задвижку у рабочей горелки котла и ручной кран перед ЗКУ. После этого выключателем на общекотельном блоке подают питание на щит автоматики (выключатель ставится в положение «Вкл.»). Переключатель очередности пуска котлов устанавливают в соответствующее номеру выбранного котла положение, и на блок этого котла подается питание установкой тумблера на блоке автоматики котла в положение «Вкл.». Нажимают тумблер на блоке котла для перевода в положение «Пуск», чем подается через реле схемы автоматики питание на катушку зажигания, контрольный вентиль *20* и трехходовой вентиль, обеспечивая подачу газа к ЗКУ и его воспламенение от искры, проскакивающей между электродом розжига и корпусом горелки.

Затем выключают катушку зажигания установкой левого тумблера блока автоматики котла в положение «Выкл. КЗ» и отпускают рукоятку тумблера пуска. Последняя операция приводит через промежуточное реле к открытию рабочего вентиля, и газ поступает к горелке. В горелку газ подается постепенным открытием рабочего запорного устройства. При нарушении любого из контролируемых параметров закрываются вентили *19* и *20*, а также вентиль *18*, который перекрывает газ к запальной горелке, что приводит к необходимости начать пуск сначала. Если нарушения параметров не происходит, тумблер пуска на блоке котла переводится в положение «Диспетч.», а переключатель очередности пуска котлов переводится либо в положение пуска следующего котла, либо, если пущено достаточное число котлов, в положение «Диспетч.».

Для отключения котла рукоятку выключателя питания на блоке автоматики котла ставят из положения «Вкл.» в нейтральное и закрывают задвижки котла.

6.4. СИСТЕМА АМКО

Автоматика включает общекотельные приборы (модификации АМКО-ОК-I для водогрейных котлов и АМКО-ОК-II для паровых котлов) и котловые приборы и устройства (модификации АМКО-К-I для водогрейных котлов, работающих на газе низкого, АМКО-К-II — среднего давления, и соответственно АМКО-К-IV и АМКО-К-V для паровых котлов).

Номинальное напряжение питания переменным током частотой 50 Гц 220^{+22}_{-33} В, потребляемая мощность не более 500 В·А.

Котловые приборы и устройства системы электрически объединены блоком управления, розжига и сигнализации БУРС-1, обеспечивающим управление работой котлов, световую сигнализацию при аварийных ситуациях, запоминание первопричины аварии, передачу сигнала об аварии на диспетчерский пульт.

Система АМКО (рис. 6.4) предусматривает полуавтоматический пуск котла, позиционное регулирование производительности котла, поддержание заданного давления пара и уровня воды в котле, регулирование подачи воздуха и тяги в соответствии с подачей газа, защиту (автоматику безопасности) при: повышении температуры воды за котлом (водогрейный котел) или давления пара в паросборнике (паровой котел) выше допустимых значений; падении разрежения в топке; понижении давления воды за котлом (водогрейный котел) или упуске уровня воды в паросборнике ниже допустимого предела; повышении давления воды за котлом (водогрейный котел) или уровня воды в паросборнике (паровой котел) выше допустимых значений; погасании пламени; исчезновении напряжения в цепях автоматики; падении давления воздуха перед горелками (при наличии дутьевого вентилятора).

Приборы и устройства общекотельные. В состав общекотельных приборов, осуществляющих поддержание в заданных пределах основного параметра котельной (которым могут быть: соотношение температуры горячей воды на выходе из котельной и температуры наружного воздуха по отопительному графику; температура горячей воды при работе котельной на горячее водоснабжение; давление в общей паровой магистрали при параллельной работе паровых котлов), входят позиционный регулирующий прибор типа ПРП и первичные приборы (датчики), в качестве которых в зависимости от назначения могут служить термометры сопротивления *24*, *25* типа ТСМ либо манометр электрический дистанционный типа МЭД.

В транзисторном усилителе ПРП происходит алгебраическое суммирование сигналов от первичных приборов, сравнение суммированного сигнала с сигналом задатчика, усиление результирующего сигнала до значения,

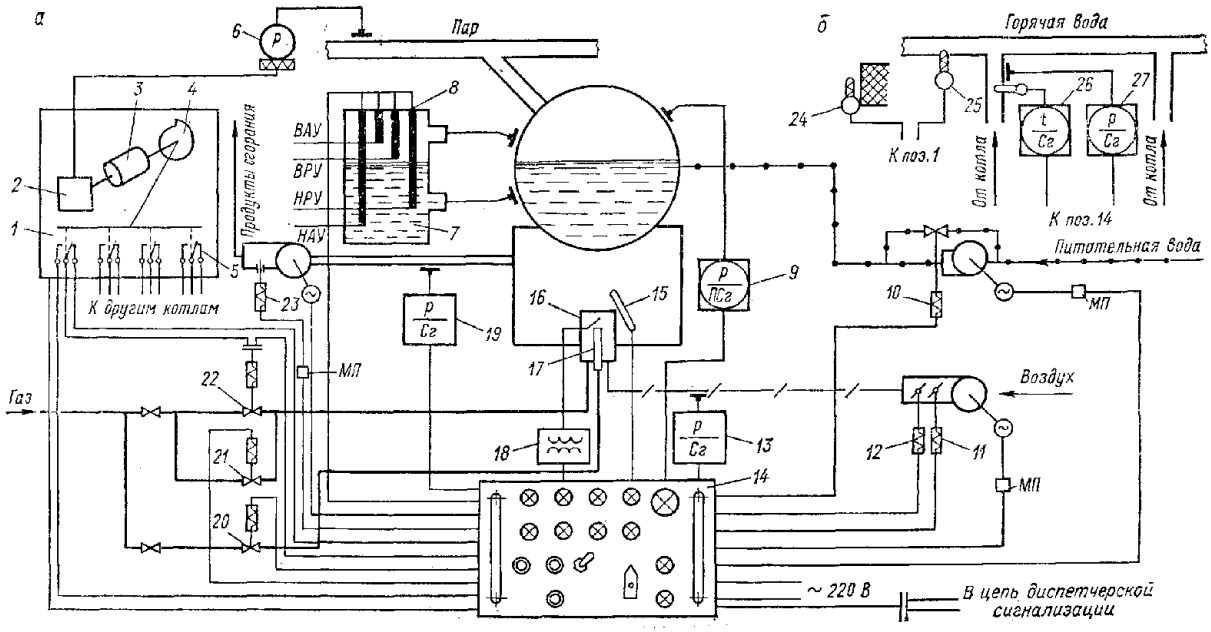


Рис. 6.4. **Принципиальная схема автоматики АМКО.**

а — для паровых котлов; *б* — особенности для водогрейных котлов; *1* — регулирующий прибор ПРП; *2* — транзисторный усилитель; *3* — электродвигатель; *4* — кулачки; *5* — микропереключатели; *6* — манометр типа МЭД; *7* — уровнемерная колонка; *8* — электроды; *9, 27* — электроконтактные манометры; *10—12, 23* — исполнительные механизмы типа ЭИМ; *13, 19* — датчики-реле давления; *14* — блок типа БУРС-1; *15* — контрольный электрод; *16* — основная горелка; *17* — электрозапальник; *18* — катушка зажигания; *20, 21* — соленоидные клапаны «большого горения» и «малого горения»; *22* — соленоидный клапан запальника; *24, 25* — термометры сопротивления; *26* — датчик повышения температуры воды за котлом.

Таблица 6.3

Автоматика безопасности АМКО

Параметр	Датчик	Позиции рис. 6.4	Примечание
Повышение температуры воды за котлом	Термометр ТПГ-СК или 2 устройства ТУДЭ-II	*26*	АМКО-К-I АМКО-К-II
Повышение давления пара	Электроконтактный манометр ЭКМ-IV или 2 реле давления РД-12	*9*	АМКО-К-IV АМКО-К-V
Понижение давления воздуха	Датчик-реле напора и тяги ДНТ-100	*13*	
Понижение разрежения	То же	*19*	
Погасание пламени	Контрольный электрод КЭО	*15*	
Повышение уровня воды в паросборнике и упуск воды	Уровнемерная колонка УК-4 и электроды на уровнях ВАУ и НАУ	*7, 8*	АМКО-К-IV АМКО-К-V
Повышение и понижение давления прямой воды	Электроконтактный манометр ЭКМ-IV	*27*	АМКО-К-I АМКО-К-II
Отключение котла главным регулятором	Прибор ПРП	*1*	

необходимого для пуска электродвигателя, на валу которого жестко закреплены кулачки. Поворачиваясь вокруг своей оси, кулачок воздействует поочередно на шесть микропереключателей и на дифференциально-трансформаторный датчик обратной связи.

Принцип регулирования, принятый в системе, — позиционный. Снижение производительности котельной при управлении тремя котлами производится в такой последовательности: отключается 60 % газа на котле № 1, 60 % на котле № 2, отключается котел № 1, 60 % на котле № 3, отключается котел № 2, отключается котел № 3.

При наличии четвертого котла последний находится в базовом режиме и работает без общекотельного регулятора. Если в котельной более четырех котлов, порядок регулирования принимается в зависимости от назначения котельной, требуемой точности и глубины регулирования и может предусматривать как работу всех, кроме трех котлов, в базовом режиме, так и использование дополнительных комплектов общекотельных приборов.

Для обеспечения порядка регулирования один микропереключатель включается в цепь управления соленоидным клапаном «большого горения» (СКБГ — клапан газовый КГ-70 для АМКО-К-I и АМКО-К-IV и КГ-40 — для АМКО-К-II и АМКО-К-V), а другой в цепь останова котла в схеме автоматики безопасности, собранной в блоке типа БУРС-1.

При увеличении нагрузки котельной любой котел автоматически включается на полную производительность, если перед этим он работал на сниженной производительности.

В случае отсутствия в котельной прибора ПРП регулирование параметров может производиться путем включения в цепь СКБГ терморегулирующего устройства типа ТУДЭ-II, ТПГ-СК (водогрейные котлы) или реле давления РД-12, ЭКМ-IV (паровые котлы), которые не входят в комплект автоматики АМКО.

Автоматика безопасности. При возникновении предаварийного режима по любому из контролируемых параметров (кроме погасания пламени) размыкается контакт соответствующего датчика защиты (табл. 6.3), при этом срабатывает схема защиты, обесточиваются соленоидные клапаны «большого горения» и «малого горения» (СКБГ и СКМГ — клапан газовый КГ-40 для АМКО-К-I и

АМКО-К-IV и КГ-20 для АМКО-К-II и АМКО-К-V), и подача газа к горелкам прекращается. Повторного автоматического запуска котла при исчезновении аварийной ситуации не происходит. Операцию повторного пуска после выяснения и устранения причины аварии производит обслуживающий персонал.

При погасании пламени также отключаются СКБГ и СКМГ и включаются катушка зажигания, тепловое реле времени и соленоидный клапан запальника (СКЗ — клапан газовый КГ-10). Автоматически в течение 8—15 с (время выдержки реле) производится розжиг горелки. Если за это время факел не восстанавливается, то клапан СКЗ также отключается.

На лицевой панели блока *14* типа БУРС-1 установлены кроме элементов управления (выключателя пакетного ПВ3-10, кнопок «Пуск» и «Стоп» типа НаЗ) и предохранителя 11 лампочек, из них 8, под которыми нанесены надписи, характеризующие аварийное состояние, а также лампочки «Сеть», «Нормальная работа» и «Авария».

При возникновении предаварийной ситуации по какому-либо параметру происходит включение соответствующей этому параметру сигнальной лампочки и запоминание первопричины аварии, а после отключения подачи газа к горелкам включаются лампочки «Факела нет» и «Авария».

Благодаря последовательному включению датчиков аварийного режима (защиты) имеется возможность подсоединения любого числа дополнительных датчиков защиты с контактным выходом.

Котловая автоматика регулирования. Регулирование питания паровых котлов сводится к поддержанию уровня воды в паросборнике в заданных пределах. Автоматическое регулирование уровня воды осуществляется с помощью двухпозиционного регулятора, чувствительными элементами которого являются электроды верхнего регулируемого уровня (ВРУ) и нижнего регулируемого уровня (НРУ), жестко закрепленные в уровнемерной колонке *7* типа УК-4. Электроды электрически изолированы от корпуса колонки. Уровень воды в колонке соответствует уровню воды в котле.

В зависимости от схемы привода питательного насоса и его типа роль исполнительных механизмов выполняют различные элементы. При наличии питательного насоса мембранного типа функции исполнительного органа регу-

лятора выполняет электромагнитный исполнительный механизм типа ЭИМ, управляющий клапаном перепуска масла в системе гидравлического привода насоса. Открытие клапана перепуска приводит к прекращению работы насоса без отключения его от вала работающего двигателя.

Если питательный насос приводится в движение электродвигателем, то функции исполнительного органа регулятора выполняет магнитный пускатель, управляющий работой электродвигателя. Обесточивание катушки магнитного пускателя вызывает остановку насоса.

Пока уровень воды ниже ВРУ насос работает с номинальной подачей, при достижении ВРУ поступление воды прекращается до тех пор, пока уровень не опустится ниже электрода НРУ, когда насос вновь включается на номинальную подачу. Затем цикл вновь повторяется. Таким образом осуществляют двухпозиционное регулирование уровня воды.

Пропорционирование подачи воздуха и газа, т. е. поддержание соотношения топливо—воздух, а также регулирование разрежения осуществляется путем электрической блокировки управления клапанами СКБГ и СКМГ и электромагнитными исполнительными механизмами *11*, *12*, *23* типа ЭИМ, осуществляющими открытие заслонок на трактах дутьевого вентилятора и дымососа.

Электромагнитный исполнительный механизм *11* (ЭИМ-МГ) работает совместно с клапаном СКМГ, а совместно с клапаном СКБГ работают исполнительные механизмы *23*, *12* (ЭИМ-БГ), и таким образом достигается соответствующее максимальному расходу топлива максимальное открытие заслонок на воздуховоде и газоходе.

В зависимости от типа котлов и их оснащенности дымососами, вентиляторами, а также от требований к точности поддержания количества воздуха и разрежения используются один-два ЭИМ. Завод-изготовитель поставляет ЭИМ по отдельному требованию в количестве: 1 — для АМКО-К-II, 2 — для АМКО-К-V, 3 — для АМКО-К-IV.

При отсутствии дымососа для поддержания постоянного разрежения устанавливается регулятор разрежения прямого действия. В этом случае, а также в случае отсутствия вентилятора соответствующие электромагнитные исполнительные механизмы не устанавливают.

Пуск и остановка котла. При включении пакетного выключателя на блоке БУРС-1 подается напряжение на магнитные пускатели вентилятора, питательного насоса и дымососа, к цепям автоматики. Загорается лампочка «Сеть», открываются воздушные заслонки «малого горения» и «большого горения» с помощью ЭИМ-МГ и ЭИМ-БГ; происходит вентиляция топки. Затем вручную необходимо подать воду к питательному насосу, открыть трубопровод безопасности, подать газ к клапанам СКБГ и СКМГ. Через некоторое время (2—5 мин), необходимое для вентиляции топки, нажать кнопку «Пуск» на блоке БУРС-1. К этому времени все контролируемые параметры автоматики безопасности должны быть в нормальных пределах. Закрываются воздушные заслонки с помощью ЭИМ-МГ и ЭИМ-БГ, открывается соленоидный клапан *20* типа КГ-10 и подается напряжение на катушку зажигания типа Б-1 и далее к электрозапальнику газовому типа ЭЗ. Если розжига запального устройства не произойдет, то в течение 8—15 с (выдержка теплового реле времени) будут отключены схема зажигания и соленоидный клапан и загорится лампочка «Авария». Одновременно откроются воздушные заслонки и начнется вентиляция топки. После выяснения и устранения причин неудачного розжига необходимо осуществить повторный пуск.

При розжиге запального устройства отключается схема зажигания, открывается воздушная заслонка «малого горения» с помощью ЭИМ-МГ, открывается соленоидный клапан «малого горения» СКМГ и зажигается основная горелка.

Совместная работа СКЗ и СКМГ обеспечивается в течение 30—100 с выдержкой времени второго теплового реле, после чего СКЗ отключается, открывается воздушная заслонка «большого горения» с помощью ЭИМ-БГ и загорается лампочка «Нормальная работа». Необходимо закрыть трубопровод безопасности. По истечении времени, требующегося для прогрева секций котла, но не менее времени выдержки второго теплового реле (30—100 с) тумблер на блоке БУРС-1 надо перевести в положение «Нормальная работа», что обеспечивает включение СКБГ и ставит его работу в режим зависимости от общекотельного регулятора, питание к которому должно подаваться одновременно с подачей питания на блок БУРС-1.

При достижении давления пара в котле 3 кгс/см² следует открыть полностью паровую задвижку.

При достижении давления воды в котле, близкого к давлению, заданному настройкой датчика, открыть вентиль на трубопроводе прямой горячей воды (для водогрейного котла).

Для нормальной остановки котла необходимо перекрыть подачу газа к соленоидным клапанам и нажать на кнопку «Стоп». Отключаются соленоидные клапаны, гаснет лампочка «Нормальная работа», гаснет пламя в топке котла и загорается лампочка «Факела нет». Необходимо открыть трубопровод безопасности и через время 2—5 мин, требующееся для вентиляции топки, отключить питание блока БУРС-1 пакетным выключателем на лицевой панели блока. Отключаются электродвигатели вентилятора, дымососа, питательного насоса, гаснут лампочки «Факела нет» и «Сеть».

6.5. СИСТЕМА АМК-У

Выпускались модификации системы со следующими областями применения: АМК-У-I-Г — паровые котлы с естественной циркуляцией производительностью 0,7—1,0 т/ч; АМК-У-II-Г — то же, производительностью 0,2—0,4 т/ч; АМК-У-III-Г — то же, производительностью 1,6 т/ч; АМК-У-В-Г — для водогрейных микрокотлов.

Система представляет собой комплекс приборов и устройств, различное сочетание которых обеспечивает указанные выше модификации систем. Электрически приборы и устройства объединены блоком управления типа БУ-М-У, питание которого осуществляется напряжением 220^{+22}_{-33} В переменного тока частотой 50 ∓ 1 Гц. Потребляемая мощность системы не более 300 В·А.

Системы АМК-У обеспечивают двухпозиционное регулирование основных технологических параметров котла (поддержание в заданных пределах давления пара, уровня воды в котле, температуры горячей воды на выходе, регулирование подачи воздуха в соответствии с подачей топлива); автоматику безопасности (подача газа к котлу прекращается при предаварийном повышении давления пара, падении уровня воды, понижении давления воздуха, падении разрежения, отклонении давления газа от заданных значений, при погасании пламени горелки, при пропадании электроэнергии); световую сигнализацию о нормальной работе котла (горят лампы «Напряжение» и «Нормальная работа»); аварийную световую и звуковую сигнализацию по параметрам автоматики безопасности и при превышении уровня воды; полуавтоматический пуск и остановку котла.

Схема автоматизации с помощью системы АМК-У парового котла показана на рис. 6.5. Схема аналогична и для системы АМК-У-В-Г со следующими отличиями: при отсутствии на водогрейных котлах регулирования подачи воздуха не устанавливается исполнительный механизм *11*; исключаются регулирование уровня воды в барабане котла и светозвуковая сигнализация по превышению уровня воды; защита котла осуществляется при снижении уровня греющей воды ниже допустимого.

Автоматика безопасности. Параметры, при аварийном значении которых происходит отключение подачи газа, а также приборы и устройства, с помощью которых производится это отключение, указаны в табл. 6.4.

При аварийном значении параметров разрываются контакты датчиков, срабатывает схема защиты, собранная в блоке управления *14* типа БУ-М-У, обесточиваются электромагниты *3а* и *3б* клапанов «большого горения» и «малого горения» в блоке питания БПГ, закрываются клапаны *1* и *2*, прекращая подачу газа к котлу, гаснет лампа «Нормальная работа», включается сигнальная сирена. Повторный пуск котла после устранения причины срабатывания автоматики безопасности возможен только нажатием кнопки «Пуск».

В схеме контроля наличия пламени, собранной в блоке БУ-М-У, использовано детектирующее свойство пламени между корпусом горелки и контрольным электродом. При погасании пламени отключаются клапаны «большого горения» и «малого горения», закрываются клапаны *1* и *2*, гаснет лампа «Нормальная работа», но клапан *3в* запальника остается в работе и газ поступает в запальник. Если в течение 25—40 с пламя не восстановится, тепловое реле времени через промежуточные реле обесточивает электромагнитный клапан *3в*, подача топлива через запальник прекратится, и котел погаснет. Для пуска котла надо взвести (нажать на кнопку возврата) тепловое реле времени под крышкой блока БУ-М-У. При коротком замыкании контрольного электрода на корпус горелки подача газа к котлу также прекращается.

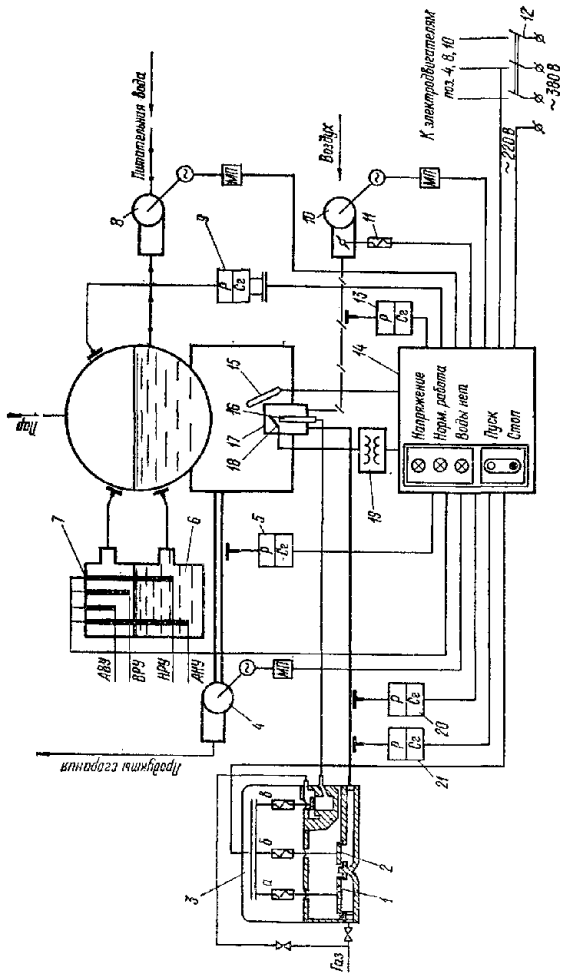


Рис. 6.5. Принципиальная схема автоматики АМК-У.

1, 2 — клапаны; *3* — блок питания типа БПГ; *3а, 6, в* — электромагниты; *4* — дымосос; *5, 9, 13, 20, 21* — датчики-реле давления; *6* — уровнемерная колонка; *7* — датчики уровня; *8* — питательный насос; *10* — вентилятор; *11* — исполнительный механизм; *12* — рубильник; *14* — блок управления типа БУ-М-У; *15* — контрольный электрод; *16* — запальная горелка; *17* — основная горелка; *18* — электрод зажигания; *19* — катушка зажигания.

Таблица 6.4

Автоматика безопасности системы АМК-У

Параметр	Датчик	Позиция по рис. 6.5	Результаты срабатывания датчика
Повышение давления пара	Сильфонный датчик-реле давления ДД-10-20К (клеммы 3, 4)	*9*	Отсечка подачи газа. Сирена. Погасание лампы «Нормальная работа»
Понижение разрежения (только для системы АМК-У-1-Г)	Мембранный датчик-реле напора и тяги ДНТ-100	*6*	То же
Повышение давления газа	Мембранный датчик-реле напора ДН-250-10К с пределом настройки 180—220 кгс/м²	*21*	»
Понижение давления газа	То же, с пределом настройки 80—120 кгс/м²	*20*	»
Понижение давления воздуха	То же	*13*	»
Погасание пламени горелки	Электрод контрольный	*15*	»
Понижение уровня воды	Датчик уровня с электродом, установленным на АНУ — нижнем аварийном уровне	*7*	То же. Отключение питательного насоса *8*. Загорание лампы «Воды нет»
Превышение уровня воды	Датчик уровня с электродом, установленным на АВУ — верхнем аварийном уровне	*7*	Сирена

Автоматика регулирования. Поддержание давления пара в заданных пределах и регулирование подачи воздуха осуществляются схемой двухпозиционного регулятора, собранного в блоке БУ-М-У. Датчиком является сильфонный датчик-реле давления *9* типа ДД-10-20К (клеммы 1,2).

При нормальной работе котла, если давление пара меньше заданного настройкой датчика *9*, газ поступает через два открытых клапана «большого горения» *1* и

«малого горения» *2* блока БПГ (типа БПГ-I для АМК-У-II-Г, БПГ-II для АМК-У-I-Г и АМК-У-В-Г, 2 шт. БПГ-II для АМК-У-III-Г). Когда давление пара достигает значения, заданного настройкой датчика, контакты датчика размыкаются, в результате чего клапан «большого горения» закрывается, и расход газа падает до 40 %. Одновременно благодаря электрической блокировке управления электромагнитным клапаном блока БПГ «большого горения» и электрическим исполнительным механизмом, который воздействует на заслонку вентилятора, пропорционально сокращается расход воздуха. Положения максимального и минимального открытия заслонки устанавливаются с помощью регулировочных винтов, имеющихся в приводе заслонки, исходя из условия оптимального сжигания газа. При падении давления пара до заданного нижнего значения клапан «большого горения» вновь открывается, а электрический исполнительный механизм возвращает заслонку вентилятора в положение максимального открытия. Таким образом, котел работает в режимах 40 и 100 % тепловой мощности горелки. При этом клапан «малого горения» *2* постоянно открыт.

Регулирование уровня воды в котле осуществляется также по схеме двухпозиционного регулятора. Датчиками являются датчики уровня типа ДУ, жестко установленные в уровнемерной колонке: один — на нижнем регулируемом уровне (НРУ), другой — на верхнем регулируемом уровне (ВРУ). При достижении водой ВРУ происходит отключение двигателя питательного насоса, при опускании воды до НРУ двигатель питательного насоса вновь включается.

Включение и выключение системы. Для включения системы необходимо открыть крышку блока БУ-М-У и нажать кнопку теплового реле времени («взвести» реле времени), если контакты его разомкнуты, подать напряжение питания на блок БУ-М-У и на вспомогательное оборудование рубильником *12*. Подать воду к питательному насосу, открыть трубопровод безопасности, подать газ к клапанам. Затем производят операции полуавтоматического розжига. После загорания лампы «Нормальная работа» следует закрыть трубопровод безопасности. При достижении давления пара в котле 7—8 кгс/см^2 необходимо открыть полностью запорное устройство на паропроводе.

Для выключения системы следует прекратить подачу газа, нажать на кнопку «Стоп», открыть трубопровод безопасности, через время (2—5 мин), требующееся для вентиляции топки, вновь нажать на кнопку «Стоп» и выключить напряжение питания блока БУ-М-У и электродвигателей рубильником.

Полуавтоматический пуск котла осуществляется нажатием кнопки «Пуск» на блоке управления. На цепи автоматики подается напряжение, включаются в работу электродвигатели вентилятора, дымососа и питательного насоса, загорается лампа «Напряжение». При этом производится вентиляция топки и автоматический контроль номинальных значений основных параметров (давлений пара, газа, воздуха и разрежения). Через некоторое время, необходимое для вентиляции топки, производят повторное нажатие кнопки «Пуск», в результате которого включаются катушка зажигания и электромагнитный клапан запальника *3в* блока БПГ. Газ поступает к запальной горелке и поджигается искрой, возникающей между горелкой и электродом зажигания. После появления пламени запальника, фиксируемого контрольным электродом, включаются электромагниты блока БПГ *3а* и *3б* и клапаны *1* и *2* открываются. Одновременно включается электромагнитный исполнительный механизм, полностью открывающий заслонку вентилятора. Успешное завершение пуска сопровождается отключением схемы зажигания и загоранием лампы «Нормальная работа». При нормальной работе котла на блоке управления горят две лампы — «Напряжение» и «Нормальная работа». При отсутствии воспламенения газа в течение 25—40 с (в зависимости от настройки теплового реле времени) после вторичного нажатия на пусковую кнопку подача газа к запальнику прекращается. При повторной попытке пуска нужно нажать на кнопку возврата (взвести) теплового реле времени, установленного под крышкой блока БУ-М-У.

6.6. ЩИТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ Щ-ДКВР-3 И Щ-К2 И СИСТЕМЫ «КРИСТАЛЛ» И «КОНТУР»

Для автоматизации котлов ДКВР и ДЕ, работающих на топливе газ—мазут, используют комплекты аппаратуры автоматического регулирования (на базе систем «Кристалл» и «Контур»), автоматики безопасности и управ-

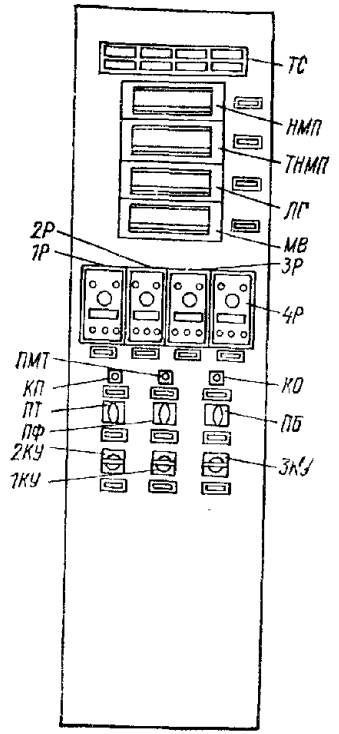


Рис. 6.6. Размещение аппаратуры на фасаде щита Щ-ДКВР-3.

ТС — световые табло; *НМП* — напоромер (давление воздуха); *ТНМП* — тягонапоромер (разрежение в топке); *ЛГ* — логометр (температура продуктов сгорания); *МВ* — милливольтметр (содержание CO_2); *1Р—4Р* — регуляторы давления пара, воздуха, разрежения, уровня; *КП* — кнопка пуска котла; *КО* — кнопка остановки котла; *ПМТ* — переключатель термометров сопротивления; *ПТ* — переключатель топлива; *ПФ* — переключатель датчиков пламени; *ПБ* — переключатель блокировки; *1КУ, 2КУ, 3КУ* — ключи вентилятора, дымососа, вентилятора распыления мазута.

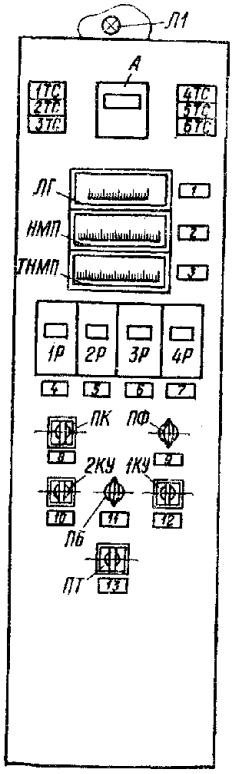


Рис. 6.7. Размещение аппаратуры на фасаде щита Щ-К2.

Л1 — освещение щита; *А* — амперметр; *1ТС—6ТС* — световые табло; *ЛГ* — логометр (температура дымовых газов); *НМП* — напоромер (давление газа); *ТНМП* — тягонапоромер (разрежение в топке); *1Р—4Р* — регуляторы топлива, воздуха, разрежения, уровня; *ПК* — ключ остановки котла; *ПФ* — переключатель фотодатчиков; *2КУ* — ключ дутьевого вентилятора; *ПБ* — переключатель блокировки; *1КУ* — ключ дымососа; *ПТ* — переключатель топлива; *1—13* — рамки для надписей.

ления в щите типа Щ-ДКВР-3 или (с 1969 г.) в щите типа Щ-К2 (Щ-К2У).

Аппаратура смонтирована в типовом шкафу ЩП-3Д размерами: Щ-ДКВР-3 — 2250×600×500 мм

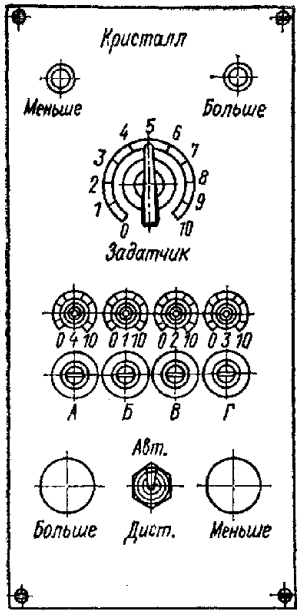


Рис. 6.8. Лицевая панель усилителя УТ или УТ-ТС системы «Кристалл».

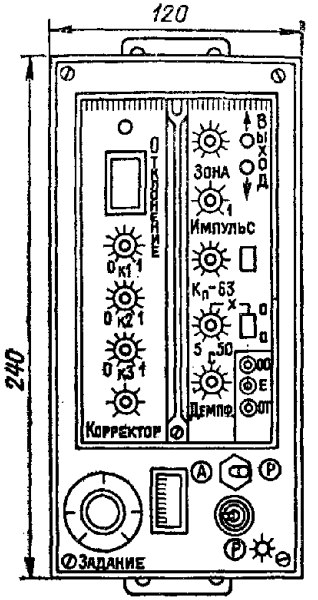


Рис. 6.9. Лицевая панель приборов системы «Контур».

(ГОСТ 3244—56) и Щ-К2 — 2200×600×600 мм (ГОСТ 3244—68). Масса щитов с поставляемой аппаратурой 250 кг. Напряжение питания сети 220 В, 50 Гц, аварийное — 24 В.

Комплект аппаратуры, поставляемой со щитами (рис. 6.6 и 6.7), обеспечивает:

— автоматическое регулирование основных параметров работы котла (давление пара, расход воздуха, разрежение в топке, уровень воды в барабане котла) при помощи регуляторов УТ системы «Кристалл» (рис. 6.8) или приборов регулирующих Р25 системы «Контур» (рис. 6.9);

— дистанционный контроль разрежения в топке, давления воздуха за вентилятором, температуры продуктов сгорания по тракту, содержания CO_2 в отходящих газах (Щ-ДКВР-3) и тока электродвигателя дымососа (Щ-К2);

— отключение газа с помощью отсечного устройства и светозвуковую сигнализацию при падении давления

газа, падении давления воздуха или остановке дутьевого вентилятора, падении разрежения в топке, погасании пламени горелки, повышении давления пара, повышении или понижении уровня в барабане котла;

— дистанционное управление электродвигателем дутьевого вентилятора;

— полуавтоматический розжиг котла.

Щиты могут поставляться без указателей положения регулирующих органов (Щ-К2) или с ними (Щ-К2У).

Световые табло загораются при предаварийном изменении параметров работы котла, контролируемых автоматикой безопасности; логометр показывает температуру отходящих газов, милливольтметр — содержание CO_2 в отходящих газах; амперметр измеряет силу тока электродвигателя дымососа; переключатель топлива служит для проведения необходимых изменений в схемах щитов при переходе на резервное топливо.

Первичные приборы и исполнительные механизмы, изготавливаемые МЗТА, со щитом поставляются за отдельную плату по спецификации. Амперметр Э-378-3 (на фасаде щита Щ-К2, поз. А) заводом не поставляется.

В качестве приборов, контролирующих наличие пламени горелок и изготавливаемых МЗТА, используются автомат контроля пламени сдвоенный АКП-II (снятый с производства) или заменивший его прибор контроля пламени и автоматического розжига газомазутных горелок Ф24.2, работающие с чувствительным элементом — ионизационным датчиком КЭ, либо прибор Ф34.2, работающий с фотодатчиками.

Из приборов, изготавливаемых другими заводами, на котлах ДКВР наибольшее распространение получило запально-защитное устройство завода «Ильмарине» типа ЗЗУ-7, в состав которого входит управляющий прибор с датчиком. Принцип работы ЗЗУ аналогичен приборам АКП-II и Ф24.2.

Автоматика регулирования. Система «Кристалл» является электронно-гидравлической и представляет собой сочетание комплексов приборов и устройств, с помощью которых могут быть выполнены регуляторы различной структуры (с постоянной скоростью исполнительного механизма, с жесткой и гибкой обратной связью). Каждый комплекс состоит из первичных приборов (датчиков), управляющих устройств (в которых собраны усилители и преобразователи) и исполнительных механизмов. Напряжение питания системы 220 В, 50 Гц, потребляемая мощность на один комплекс (цепочку регулирования) не более 20 В·А.

В качестве управляющего устройства применяются электронные бесконтактные транзисторные усилители УТ (УТ-1) и УТ-ТС (последний применяется в схемах регулирования температуры или соотношения температур при измерении их с помощью стандартных термометров сопротивления).

Основными функциями усилителей являются суммирование сигналов от различных датчиков, усиление сигнала рассогласования между действительными и заданными значениями регулируемого параметра и выработка командного сигнала, управляющего исполнительным механизмом. Кроме того, с помощью усилителей осуществляются электропитание первичных приборов и дистанционное управление гидравлическими механизмами.

На передней панели усилителя (рис. 6.8) расположены органы настройки регулятора, переключатель управления, кнопки дистанционного управления, задатчик, индикаторные лампы, сигнализирующие об отклонении регулируемого параметра от заданного значения.

В качестве исполнительных механизмов в системе «Кристалл» используются поршневые гидравлические серводвигатели (ГИМ). ГИМ может быть применен для перемещения регулирующих органов с любым регулирующим прибором, на выходе которого формируется напряжение 0—24 В, необходимое для включения электрогидравлического реле, управляющего серводвигателем.

Выходной рычаг ГИМ воздействует на регулирующий орган (клапан, заслонку, шибер, направляющий аппарат и т. п.), перемещение которого преобразуется устройством обратной связи в электрический сигнал. В зависимости от типа датчика устройства обратной связи (формирующего жесткую или гибкую обратную связь) могут осуществляться пропорциональный и пропорционально-интегральный законы регулирования.

Встречается шесть модификаций гидравлического исполнительного механизма: ГИМ, ГИМ-Д, ГИМ-2Д, ГИМ-1И, ГИМ-ДИ и ГИМ-Д2И, отличающихся устройством обратной связи.

С 1978 г. после освоения системы «Контур» МЗТА выпускал три модификации: ГИМ-1, ГИМ-2Д и ГИМ-Д2И. В модификации ГИМ-1 исполнительный механизм не

снабжается устройством обратной связи. В модификации ГИМ-2Д для введения в схему регулирования жесткой связи по положению серводвигателя установлены два дифференциально-трансформаторных датчика, плунжеры которых при помощи рычажной системы кинематически связаны с валом серводвигателя. Оба датчика одновременно могут использоваться в схемах связанного регулирования, когда один служит для образования жесткой обратной связи данного регулятора, а второй меняет задание другому регулятору; на этом же принципе может быть реализована схема слежения. Модификация ГИМ-Д2И имеет два датчика устройства изодромной обратной связи с одинаковым временем изодрома для обоих датчиков и датчик жесткой обратной связи.

Транзисторные усилители УТ-1 и УТ-ТС сняты с производства и заменяются в схемах регулирования импульсными ПИ-регуляторами Р25 системы «Контур». Основной особенностью приборов Р25 является наличие в них схемы формирования пропорционально-интегрального закона регулирования и, следовательно, отсутствие необходимости в изодромном устройстве обратной связи гидравлического исполнительного механизма. Приборы Р25 позволяют работать как с механизмами типа ГИМ, так и с исполнительными механизмами, снабженными электродвигателями (ЭИМ).

Схемно-конструктивную основу системы «Контур» составляют однотипные субблоки, каждый из которых является функционально законченным элементом. По габаритным и присоединительным размерам все субблоки одинаковы и конструктивно изготовлены как вдвижной защищенный узел унифицированных типовых конструктивов (УТК) ГСП. К внешним цепям субблоки подключаются с помощью штепсельного разъема, в готовом приборе для надежности производится дополнительная пайка соединений. Габаритные размеры субблоков $160\times160\times40$ мм.

По выполняемым операциям субблоки подразделяются на: измерительные (двух типов — Р-012 и Р-013), предназначенные для суммирования сигналов датчиков, сравнения их с заданием и выработки сигнала рассогласования; регулирующие (двух типов — Р-011 и Р-015), предназначенные для формирования регулирующего или корректирующего воздействия путем преобразования сигнала рассогласования по заданному алгоритму; функциональные

(двух типов — Ф-016 и Ф-026), осуществляющие динамическое и дискретное преобразование сигналов.

Основу элементной базы субблоков составляют интегральные микросхемы. Отдельные приборы системы образуются путем объединения двух субблоков — одного из измерительных с одним из регулирующих (функциональных) — в одном корпусе, предназначенном для щитового монтажа. Различным сочетанием субблоков образуются приборы 12 типов по три в каждой из четырех групп.

Четыре группы приборов включают регуляторы Р25, аналоговые ПИД-регуляторы К15, динамические К16 и аналогорелейные преобразователи К26. Приборы каждой группы выпускаются трех типов: соответственно для подключения от одного до трех дифференциально-трансформаторных датчиков; одного или двух термопреобразователей сопротивления; термоэлектрического преобразователя (термопары). К приборам второго и третьего типа могут подводиться унифицированные сигналы постоянного тока или напряжения, а для приборов первого типа эти сигналы могут служить корректирующими.

В качестве основных типов датчиков, рекомендуемых к применению с приборами системы «Контур», используются: дифтягомер ДТ-2, манометр МЭД, дифманометр ДМ, термопреобразователи сопротивления градуировок 21 и 22, термоэлектрические преобразователи градуировок ХА, ХК, ПП.

Регуляторы Р25 кроме субблоков содержат органы ручного управления исполнительным механизмом, индикатор положения исполнительного механизма и ряд вспомогательных элементов входных и выходных цепей. Выходные тиристорные ключи могут быть использованы для управления пусковыми устройствами исполнительных механизмов путем коммутации переменного и пульсирующего постоянного тока от внешнего источника питания, например, для включения пускателей типа ПМЕ или непосредственного управления однофазными электродвигателями с симметричными обмотками. Внутренний выходной выпрямитель может быть использован для управления пусковыми устройствами исполнительных механизмов, рассчитанными на постоянное напряжение 24 В при мощности управления не более 6 В·А, в частности пускателями типа ПМРТ, электрогидравлическими реле и т. д.

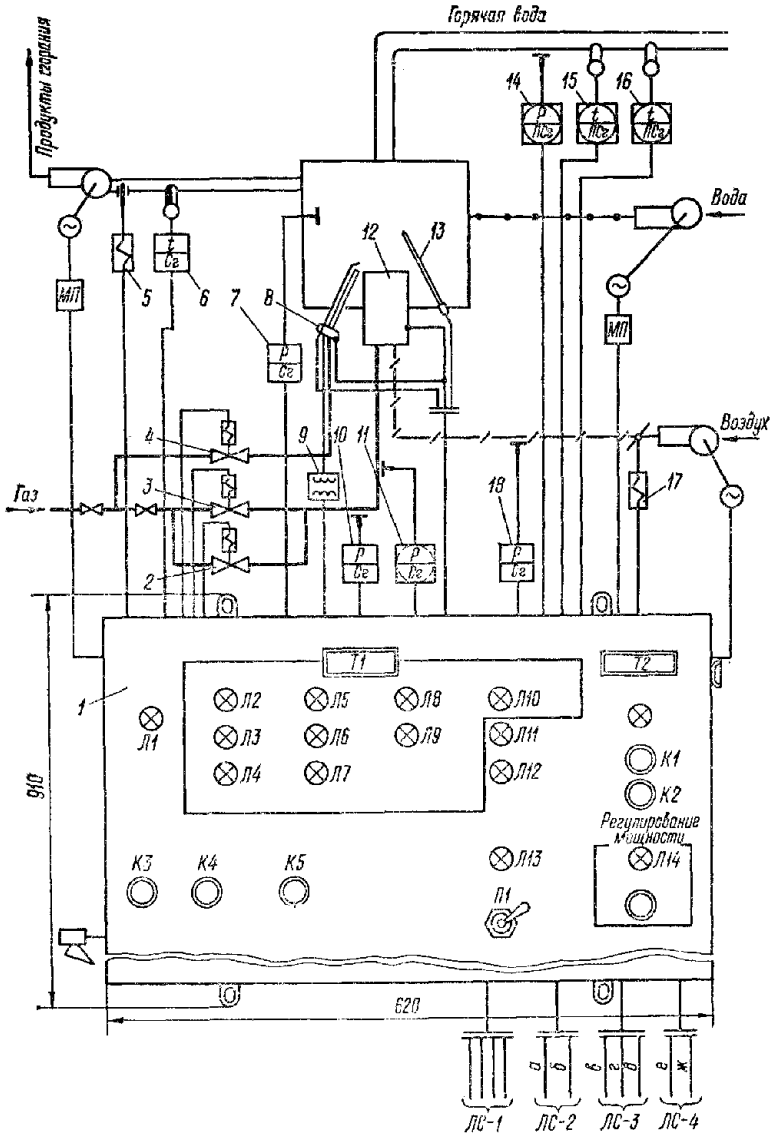


Рис. 6.10. **Принципиальная схема комплекта средств управления КСУ-1-Г.** *1* — шкаф комплекта; *2, 3* — отсечные клапаны; *4* — клапан-отсекатель запальника; *5, 17* — исполнительные механизмы типа ЭИМ; *6* — датчик-реле температуры; *7, 10, 11, 18* — датчики-реле тяги, давления, напора; *8* — электрозапальник; *9* — катушка зажигания; *12* — горелка; *13* — контрольный электрод; *14* — манометр электроконтактный; *15, 16* — термометры манометрические; *Т1* — табло «Авария»; *Т2* — табло «Работа»; *Л1—Л14* — лампы: *Л1* — «Сеть», *Л2* — «Нет пламени», *Л3* — «Разрежение низкое», *Л4* — «Давление воздуха низкое», *Л5* — «Давление воды низкое», *Л6* — «Давление воды высокое», *Л7* — «Температура воды высокая», *Л8* — «Давление газа низкое», *Л9* — «Давление газа высокое», *Л10* — «Комплект неисправен», *Л11* — «Нет резервирования», *Л12* — «Температура отходящих газов высокая», *Л13* — «Котел отключен общекотельным устройством», *Л14* — «Включено»; *К1—К5* — кнопки: *К1* — «Пуск», *К2* — «Стоп», *К3* — «Отключение звуковой сигнализации», *К4* — «Отключение световой сигнализации», *К5* — «Контроль сигнализации»; *П1* — переключатель «Работа с общекотельным устройством»; *ЛС-1* — *ЛС4* — линии связи; *ЛС-1* — «Питающая сеть 380/220 В, 50 Гц», *ЛС-2* — «Сигналы диспетчеру» (*а*—«Включение питающего напряжения», *б* — «Авария»), *ЛС-3* —«Дистанционное управление» (*в* — «Пуск», *г* — «Останов», *д* — «Включение регулирования»), *ЛС-4* — «Сигналы от общекотельного устройства регулирования» (*е* — «Пуск—стоп», *ж* — «Малое горение — большое горение»).

Конструктивное исполнение всех 12 приборов системы одинаково. На переднюю панель приборов, имеющую размеры 120×240 мм, выведены все органы настройки, индикации, ручного управления и задатчики. Для статической и динамической настройки необходимо откинуть прозрачную пластмассовую крышку, преграждающую доступ к неоперативным органам настройки, расположенным на субблоках.

6.7. КОМЛЕКТ СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ КСУ-1

Выпускаются следующие модификации: КСУ-1-Г-2 для водогрейных котлов на газе низкого давления (заменяет АМКО-К-1) и КСУ-1-Г-3 для водогрейных котлов на газе среднего давления (заменяет АМКО-К-II).

Напряжение питания комплекта трехфазное — 380/220 или 220/127 В (напряжение питающей сети устанавливается перемычками на колодке, расположенной на шасси в шкафу комплекта). Отклонение напряжения питания от +10 до —15 %. Частота 50 ∓ 1 Гц. Максимальная потребляемая мощность 150 В·А.

Комплект КСУ-1-Г и поставляемые с ним датчики и исполнительные устройства обеспечивают двухпозиционное регулирование производительности котла и автоматику безопасности (рис. 6.10). Подача газа к котлу прекращается при предаварийных повышении или понижении его давления перед горелками, понижении давления воздуха, понижении разрежения, повышении или пониже-

нии давления воды на выходе из котла, повышении температуры воды на выходе из котла, погасании пламени, неисправности блоков комплекта, пропадании напряжения питания. Автоматика обеспечивает световую и звуковую аварийную сигнализацию с запоминанием первопричины по каждому из аварийных параметров; предупредительную сигнализацию при нарушении работы одного из резервных каналов комплекта и при повышении температуры отходящих газов; выдачу на диспетчерский пункт сигналов о подаче питающего напряжения на комплект и об аварийной остановке котла; дистанционное включение и отключение котла, а также включение регулирования; работу от общекотельного устройства регулирования; автоматический пуск и остановку котла; рабочую сигнализацию.

Электронные схемы КСУ-1 построены на базе элементов дискретной автоматики (на элементах двоичной логики: инверторах, ячейках «И»; «И—НЕ»; «ИЛИ»; «ИЛИ—НЕ», усилителях, ячейках задержки, триггерах, одновибраторах, дешифраторах и т. п.), реализованных с помощью микросхем, транзисторов и других электрорадиоэлементов. Функциональную основу комплекта составляют многоканальные (в большинстве) блоки, каждый канал которого или сам блок выполняет определенную логическую функцию.

Комплект размещен в навесном шкафу с габаритными размерами 620×910×395 мм. Масса комплекта не более 70 кг. На задней стенке шкафа размещена силовая коммутационная аппаратура: магнитные пускатели, реле, клеммные колодки. Автоматический выключатель сети типа А3163 (50 Гц, 40 А) установлен на боковой стенке с левой стороны шкафа. Органы оперативного управления и сигнализации расположены в верхней части лицевой стороны двери шкафа. В нижней части на внутренней стороне шарнирно прикреплены каркасы, в которых с помощью направляющих устанавливаются функциональные субблоки, выполненные в виде защищенных и незащищенных вдвижных монтажных плат. Электрическое соединение субблоков с общими цепями осуществляется с помощью разъемов. Шарнирное крепление каркасов обеспечивает свободный доступ к электрическому монтажу субблоков.

Магнитный пускатель электродвигателя вентилятора на схеме не показан, так как установлен в шкафу ком-

Таблица 6.5

Автоматика безопасности комплекта КСУ-1-Г

Параметр	Датчик	Позиции рис. 6.10	Световая сигнализация
Повышение температуры горячей воды	Термометр манометрический ТПГ-СК, 0—160 °С	*16*	«Температура воды высокая»
Понижение разрежения	Датчик-реле тяги ДТ-40-11К	*7*	«Разрежение низкое»
Повышение давления газа	Манометр показывающий сигнализирующий ЭКМ-1У для КСУ-1-Г-3, датчик-реле давления ДД-06-11К для КСУ-1-Г-2	*11*	«Давление газа высокое»
Понижение давления газа	Датчик-реле давления ДД-06-11К для КСУ-1-Г-3, датчик-реле напора ДН-250-11К для КСУ-1-Г-2	*10*	«Давление газа низкое»
Понижение давления воздуха	Датчик-реле напора ДН-250-11К	*18*	«Давление воздуха низкое»
Повышение или понижение давления воды	Манометр показывающий сигнализирующий ЭКМ-1У, 0—10 кгс/см^2	*14*	«Давление воды низкое», «Давление воды высокое»
Погасание пламени горелки.	Электрод контрольный типа КЭ	*13*	«Нет пламени»
Неисправность блоков и повышение напряжения питания интегральных микросхем	—		«Комплект неисправен»

плекта. С комплектом поставляется один ЭИМ (поз. *5*, *17*), но по требованию заказчика могут поставляться два.

Автоматика безопасности и сигнализация. Параметры, при аварийном значении которых происходит отключение подачи газа, датчики этих параметров и аварийная сигнализация, показывающая первопричину аварии, приведены в табл. 6.5.

Сигнал датчика разрежения подается на элемент задержки, чтобы исключить влияние переходного процесса во время розжига основного факела и при регулировании производительности котла. Время задержки сигнала дат-

чика разрежения устанавливается тумблерами «1 с», «2 с», «4 с», «8 с» блока реле времени *БРВ* с дискретностью 1 с в диапазоне от 0 до 15 с. К блоку контроля факела *БКФ* подключается как сигнал контроля основного факела (факела горелки), образующийся с помощью контрольного электрода *КЭ*, так и сигнал контроля пламени электрозапальника. После розжига основного факела сигнал контроля факела запальника отключается.

При срабатывании датчиков, контролирующих параметры автоматики безопасности, а также при пропадании напряжения питания обесточиваются исполнительные реле, разрывая цепи питания отсечных клапанов, и подача газа к котлу прекращается. Одновременно загорается световое табло «Авария» и сигнальная лампа первопричины аварии, замыкается цепь питания источника звукового сигнала (не входящего в комплект поставки КСУ-1). Снятие звукового сигнала производится нажатием кнопки «Отключение сигнализации — звуковой». Отключение световой аварийной сигнализации должно производиться только после устранения причины появления аварийного сигнала нажатием кнопки «Отключение сигнализации — световой». В комплекте предусмотрена блокировка, не позволяющая сбросить световую сигнализацию раньше звуковой. После сброса сигнализации и через время послеостановочной вентиляции (60 с) комплект вновь готов к работе, но пустить его можно только с помощью кнопки «Пуск», а не дистанционно.

Если при включении светового табло «Авария» и сигнальной лампы «Комплект неисправен» их не удается отключить нажатием на кнопку, значит, повысилось напряжение питания интегральных микросхем и сработала защита. Необходимо отключить сетевой автоматический выключатель и устранить неисправность.

При повышении температуры отходящих газов и при выходе из строя резервных узлов комплекта включаются соответствующие сигнальные лампы предупредительной сигнализации «Температура отходящих газов высокая» и «Нет резервирования». Котел при этом продолжает работать, и необходимо принять меры для устранения причин, вызвавших включение сигнализации. Нажатием кнопки «Контроль сигнализации» проверяют исправность сигнальных ламп и источника звукового сигнала.

Комплект обеспечивает рабочую сигнализацию лампами «Сеть», «Работа», «Пуск», «Регулирование мощности

включено», «Котел отключен общекотельным устройством», порядок работы которых дан ниже в соответствующих разделах.

Автоматика регулирования. Обеспечивает поддержание в заданных пределах температуры воды на выходе из котла, регулирование подачи воздуха и разрежения в топке и может осуществляться в двух режимах: совместно с общекотельным устройством и без него. Выбор режима регулирования осуществляется тумблером «Работа с общекотельным устройством».

При работе без общекотельного устройства датчиком в системе регулирования является термометр манометрический ТПГ-СК (поз. *15*). Если температура горячей воды находится в интервале между нижним и верхним регулируемыми значениями (стрелка манометра находится между обоими неподвижными контактами и оба контакта разомкнуты), газ к горелке поступает через два клапана: «большого горения» *3* (КГ-70 для КСУ-1-Г-2 либо КГ-40 для КСУ-1-Г-3) и «малого горения» *2* (КГ-40 либо КГ-20 соответственно), заслонки на воздуховоде и газоходе полностью открыты. Замыкание контакта при достижении верхнего регулируемого значения температуры отключает клапан «большого горения», срабатывают ЭИМ, перекрывая частично воздуховод и газоход (положение максимального и минимального открытия заслонок регулируют в процессе наладки) и устанавливая соответствующее соотношение газ—воздух, и котел переходит в режим «малое горение». При последующем снижении температуры воды вновь открывается клапан «большого горения» и изменяются положения заслонки и шибера, т. е. регулирование производится в 40 или 100 % тепловой мощности горелки. При этом клапан «малого горения» постоянно открыт.

При работе с общекотельным устройством комплект КСУ-1 выполняет следующие команды: сигнал на остановку котла; сигнал на пуск котла; сигнал на установку 100 %-ного открытия регулирующего органа подачи газа, заслонок на воздуховоде и газоходе («большое горение»); сигнал открытия регулирующих органов на «малое горение».

Включение устройства регулирования мощности при первом пуске (как с общекотельным устройством, так и без него) осуществляется вручную путем нажатия на кнопку «Регулирование мощности включено», сопро-

вождающегося загоранием соответствующей сигнальной лампы, причем это включение автоматикой пуска (см. ниже) разрешается только после прогрева котла (минимально 120 с после установки устойчивого горения факела).

При поступлении от общекотельного устройства сигнала на отключение клапаны закрываются, включается лампа «Котел отключен общекотельным устройством» и через 60 с послеостановочной вентиляции комплект готов к принятию сигнала пуска. По сигналу пуска от общекотельного устройства производится автоматический розжиг в последовательности, указанной ниже в разделе «Пуск и остановка котла».

Если в процессе нормальной работы с общекотельным устройством возникает сигнал аварии или будет нажата кнопка «Стоп», то котел отключится, и пуск его может быть осуществлен только с помощью кнопки «Пуск», а включение устройства регулирования мощности — с помощью соответствующей кнопки.

Пуск и остановка котла. Перед началом работы комплекта КСУ-1 необходимо выставить на наборном поле блока дешифратора *БДШ* следующие временные выдержки (с дискретностью 1 с в диапазоне от 1 до 63 с и 0,5 мин в диапазоне от 0,5 до 63,5 мин): задержки на включение контроля разрежения; понижения давления воды и воздуха; предварительной вентиляции топки; розжига запальника; розжига основного факела; на установку устойчивого горения основного факела; прогрева котла перед включением регулирования производительности (при работе с общекотельным устройством); послеостановочной вентиляции.

Перед каждым пуском комплекта включают автоматический выключатель А3163 сети комплекта (при этом должна загореться лампа «Сеть»); проверяют исправность световой и звуковой сигнализации нажатием на кнопку «Контроль сигнализации»; убеждаются в отсутствии аварийных параметров; выбирают режим работы комплекта (с общекотельным устройством или без него) путем установки тумблера в соответствующее положение.

Для запуска котла оператору необходимо нажать на кнопку «Пуск», после чего включается лампа «Пуск» и комплект начинает отрабатывать программу розжига в такой последовательности: ставится под контроль отсутствие аварийного состояния температуры и давления воды; включаются электродвигатели вентилятора, дымососа, циркуляционного насоса; заслонки на воздуховоде и газоходе устанавливаются исполнительными механизмами на 100 %-ное открытие. Через 10 с включается под контроль отсутствие аварийного состояния по понижению разрежения в топке, по понижению давления воды и воздуха. В течение 60 с производится дополнительно предварительная вентиляция топки, после чего заслонки на воздуховоде и газоходе переводятся на 40 %-ное открытие. В таком состоянии начинается цикл розжига горелки включением клапана-отсекателя запальника КГ-10 и питания на катушку зажигания типа Б-115.

Одновременно контрольный электрод пламени электрозапальника подключается к схеме и через 5 с включается контроль действия устройства защиты по погасанию пламени. После поступления на схему сигнала о наличии пламени запальника подается питание на клапан-отсекатель «малого горения» и отсчитывается выдержка времени (5 с) на завершение розжига. После отсчета выдержки времени отключается контрольный электрод пламени запальника и подключается контрольный электрод для контроля факела горелки; загорается световое табло «Работа» и гаснет лампа «Пуск»; ставятся под контроль датчики защиты по понижению и повышению давления газа. Отсчитывается время (60 с) на установку устойчивого горения факела горелки, после чего отключается клапан-отсекатель запальника и начинается отсчет времени (минимально 120 с, но это время может быть изменено) на прогрев котла с последующим включением «регулятора мощности» при работе с общекотельным устройством. Далее котел выходит на режим и готов к регулированию производительности от общекотельного устройства или без него. Включение «регулятора мощности» в режиме работы без общекотельного устройства осуществляется после включения светового табло «Работа» (окончание розжига котла) оператором путем нажатия на кнопку «Регулирование мощности включено» по истечении времени, оговоренного в инструкции котла.

Если один из параметров безопасности имеет перед началом пуска (после нажатия кнопки «Пуск») предаварийное значение и (или) при подключенном общекотельном устройстве от него идет сигнал на остановку котла, то пуска не произойдет.

Одновременно с началом пуска вырабатываются сигналы для блокировки системы на случай неудачного розжига: если в процессе розжига после подачи газа сработает защита либо схема отключается общекотельным устройством или кнопкой «Стоп», эти сигналы обеспечивают обязательное проведение послеостановочной вентиляции (60 с), в течение которой пуск блокирован, и только после отработки этого времени схема возвращается в предпусковое состояние. Если отключение котла по тем же причинам произойдет до подачи газа (до открытия клапана-отсекателя запальника), то послеостановочная вентиляция не проводится и блокировки последующего пуска не происходит, розжиг котла может быть повторен сразу же.

Для остановки котла оператору достаточно нажать на кнопку «Стоп», а при полном окончании работы отключить автоматический выключатель сети в шкафу комплекта.

6.8. КОМПЛЕКТ СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ КСУ-2П

Для котлов, работающих на газовом топливе, выпускаются следующие модификации:

КСУ-2П-1-Г (в составе блоков управления и сигнализации БУС-1 и блока коммутационных элементов БКЭ-1) — для котлов с естественной циркуляцией под разрежением;

КСУ-2П-2-Г (в составе блоков БУС-2 и БКЭ-1) — для котлов с естественной циркуляцией под наддувом;

КСУ-2П-3-Г (в составе блоков БУС-3 и БКЭ-2) — для котлов прямоточных под наддувом).

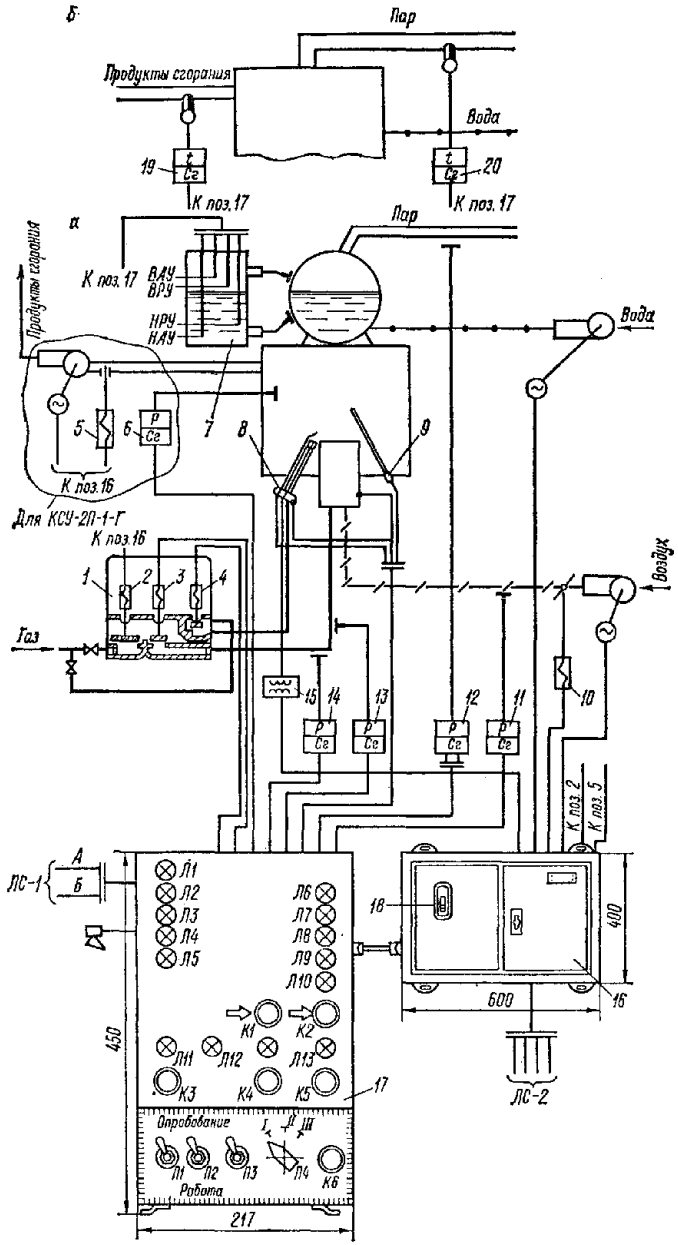
Напряжение питания комплекта — трехфазная сеть 380/220 В или 220/127 В с колебаниями в пределах от +10 до —15 % (напряжение питания устанавливается с помощью перемычек на колодке, расположенной в БУС). Частота переменного тока 50 ± 1 Гц. Потребляемая мощность не более 300 В·А.

КСУ-2П совместно с датчиками и исполнительными устройствами обеспечивает: двухпозиционное регулирование основных технологических параметров котла (стабилизацию уровня воды в барабане — для КСУ-2П-1-Г и КСУ-2П-2-Г; стабилизацию давления пара — для всех модификаций); автоматику безопасности (подача газа к котлу прекращается при аварийных понижении и повышении давления газа, понижении давления воздуха, повышении давления пара на выходе из котла, отсутствии пламени горелки, аварийных повышении и понижении уровня в барабане котла — для КСУ-2П-1-Г и КСУ-2П-2-Г; понижении разрежения в топке котла — для КСУ-2П-1-Г; при аварийном повышении температуры пара на выходе из котла и температуры отходящих газов — для КСУ-2П-3-Г); световую и звуковую аварийную сигнализацию с запоминанием первопричины аварии; выдачу на диспетчерский пульт сигналов о включении комплекта и остановке котла; автоматический пуск и остановку; рабочую сигнализацию.

Блок БУС содержит функциональные блоки. На передней панели БУС размещены органы оперативного управления и сигнализации (поз. *17* на рис. 6.11). Кроме того, БУС включает в себя промежуточные реле, используемые для управления исполнительными устройствами котла и магнитными пускателями блока БКЭ, а также и для переключения цепей БУС в процессе выполнения программы управления.

Блоки БУС-1, БУС-2 и БУС-3 выполняют аналогичные функции, при этом БУС-2 от БУС-1 отличается отсутствием элементов, обеспечивающих управление ЭИМ заслонкой на газоходе и аварийную защиту и сигнализацию по понижению разрежения, а БУС-3 от БУС-1 — наличием: цепей, обеспечивающих автоматическое включение устройства регулирования давления пара на выходе из котла; элементов, обеспечивающих защиту и сигнализацию по повышению температуры пара и отходящих газов; элементов, обеспечивающих переключение скорости двигателя питательного насоса с 40 на 100 % (вместо отключения и включения этого двигателя в БУС-1). Отсюда и отличия в органах оперативного управления и сигнализации на передней панели блоков. На блоке БУС-2 отсутствует по сравнению с БУС-1 лампа «Разрежение низкое» и слово «дымосос» над тумблером «Вентилятор, дымосос». На блоке БУС-3 на месте отсутствующих ламп «Уровень воды низкий», «Уровень воды высокий» установлена лампа «Нет циркуляции»; отсутствуют лампы «Температура топлива низкая» и «Разрежение низкое»; вместо одного тумблера «Питательный насос» установлены два — «40 %» и «100 %».

Блоки БКЭ содержат блок запального устройства БЗУ с выходом на катушку зажигания, реле и магнитные пускатели для коммутации силовых цепей двигателей и



электромагнитов, а также автоматический выключатель типа А3163 (50 Гц, 40 А) сети всего комплекта. Схема БКЭ-2 от схемы БКЭ-1 отличается наличием цепей переключения обмоток двигателя питательного насоса со схемы «треугольник» на схему «звезда». Элементы блока БКЭ размещены в настенном шкафу.

Схема автоматизации котла с помощью комплекта КСУ-2П-1-Г приведена на рис. 6.11. КСУ-2П-2-Г и КСУ-2П-3-Г используются на котлах под наддувом, и в схемах должны отсутствовать дымосос, исполнительный механизм *5* и датчик-реле тяги *6*. Кроме того, в схему с КСУ-2П-3-Г включаются дополнительно (рис. 6.11, *б*) датчики защиты по повышению температуры пара на выходе из котла и температуры от уходящих газов и исключается уровнемерная колонка.

Автоматика безопасности и сигнализация. Параметры, при аварийном значении которых происходит отключение подачи газа, датчики этих параметров и аварийная сигнализация, показывающая первопричину аварии, приведены в табл. 6.6.

Сигналы датчиков разрежения и давления газа, поступая на один из блоков реле времени, задерживаются на 3 и 4 с соответственно, чтобы заблокировать от ложного срабатывания устройства защиты по этим параметрам при розжиге основного факела или переходе котла с режима «малое горение» на режим «большое горение». Время задержки устанавливается дискретно тумблерами, расположенными в БУС. Блок контроля факела *БКФ*

Рис. 6.11. Комплекты средств управления КСУ-2П.

а — принципиальная схема КСУ-2П-1-Г и КСУ-2П-2-Г; *б* — особенности схемы КСУ-2П-3-Г; *1* — блок питания газовый типа БПГ; *2—3* — электромагниты клапанов «большого горения» и «малого горения»; *4* — клапан запальника; *5, 10* — исполнительные механизмы типа ЭИМ; *6, 11—14* — датчики-реле тяги, напора, давления; *7* — уровнемерная колонка; *8* — электрозапальник; *9* — контрольный электрод; *15* — катушка зажигания; *16* — блок БКЭ; *17* — блок БУС; *18* — автоматический выключатель сети; *19, 20* — датчики-реле температуры; *Л1—Л13* — лампы: *Л1* — «Сеть», *Л2* — «Нет пламени», *Л3* — «Давление пара высокое», *Л4* — «Уровень воды низкий», *Л5* — «Уровень воды высокий», *Л6* — «Давление топлива низкое», *Л7* — «Давление топлива высокое», *Л8* — «Давление воздуха низкое», *Л9* — «Температура топлива низкая», *Л10* — «Разрежение низкое», *Л11* — «Большое горение», *Л12* — «Малое горение», *Л13* — «Котел отключен»; *К1—К6* — кнопки: *К1* — «Отключение световой сигнализации», *К2* — «Отключение звуковой сигнализации», *К3* — «Включение регулятора», *К4* — «Пуск», *К5* — «Стоп», *К6* — «Контроль сигнализации»; *П1—П4* — переключатели: *П1* — «Насос топливный», *П2* — «Вентилятор, дымосос», *П3* — «Насос питательный», *П4* — «Топливо» с положениями «Газ» (*I*), «Мазут» (*II*), «Легкое жидкое (*III*); *ЛС-1* — линия связи «Сигнал диспетчеру»: «Работа» (*А*), «Авария» (*Б*); *ЛС-2* — «Питающая сеть 380/220 В, 50 Гц».

Таблица 6.6

Автоматика безопасности комплектов КСУ-2П

Параметр	Датчик	Позиция рис. 6.11	Световая сигнализация	Модификация комплекта
Повышение давления пара	Датчик-реле давления ДД-10-20К (клеммы 3, 4)	*12*	«Давление пара высокое»	КСУ-2П-1-Г; -2-Г; -3-Г
Повышение давления газа	Датчик-реле напора ДН-250-10К	*14*	«Давление газа высокое»	То же
Понижение давления газа	То же	*13*	«Давление газа низкое»	»
Понижение давления воздуха		*11*	«Давление воздуха низкое»	»
Погасание пламени горелки	Электрод контрольный типа КЭ	*9*	«Нет пламени»	»
Понижение разрежения	Датчик-реле тяги ДТ-40	*6*	«Разрежение низкое»	КСУ-2П-1-Г
Понижение уровня воды в барабане котла	Уровнемерная колонка УК-4 и электрод на уровне НАУ	*7*	«Уровень низкий»	КСУ-2П-1-Г; -2-Г
Повышение уровня воды в барабане котла	То же на уровне ВАУ	*7*	«Уровень высокий»	То же
Повышение температуры пара	Датчик-реле температуры ТУДЭ-5	*20*	«Нет циркуляции»	КСУ-2П-3-Г
Повышение температуры отходящих газов	Датчик-реле температуры ТУДЭ-6	*19*	То же	То же

работает как с контрольным электродом *КЭ*, так и с контрольным электродом электрозапальника *ЭЗ*, сигнал контроля наличия факела запальника после розжига основного факела отключается, его заменяет сигнал контроля наличия основного факела.

При возникновении предаварийной ситуации по параметрам, приведенным в табл. 6.6, а также при пропадании напряжения питания обесточиваются электромагниты клапанов «большого горения» и «малого горения» блока БПГ, подача газа к котлу прекращается, загораются

лампы «Котел отключен» и первопричины аварии и включается источник звукового сигнала (не входящий в комплект КСУ-2П). Одновременно выдается сигнал «Авария» на диспетчерский пункт. Звуковой сигнал снимают нажатием на кнопку «Отключение сигнализации — звуковой». Отключение световой аварийной сигнализации может быть произведено только после устранения причины появления аварийного сигнала нажатием на кнопку «Отключение сигнализации — световой». Нажатием кнопки «Контроль сигнализации» блока БУС можно проверить исправность сигнальных ламп и источника звукового сигнала.

Комплект обеспечивает рабочую сигнализацию лампами «Сеть», «Пуск», «Малое горение», «Большое горение» и «Котел отключен».

Автоматика регулирования. Схема регулирования, собранная в БУС, обеспечивает поддержание давления пара на выходе из котла. Закон регулирования двухпозиционный, датчиком регулятора является сильфонный датчик-реле давления *12* типа ДД-10-20К (клеммы 1, 2). Регулирование производится переключением режима работы котла с 40 на 100 % тепловой мощности горелки с помощью клапанов «большого горения» и «малого горения» блока БПГ. При режиме 100 % открыты оба клапана. Одновременно ЭИМ переключаются (отключаются и включаются), переводя воздушную заслонку (для всех модификаций) и заслонку на газоходе (для КСУ-2П-1-Г) в положения режимов 40 и 100 %.

В комплекте КСУ-2П-3-Г отключение клапана «большого горения» сблокировано с переводом питательного насоса с режима 100 на 40 % путем изменения скорости электродвигателя переключением обмоток со «звезды» на «треугольник». Таким образом, котел работает в режимах 40 и 100 %, и клапан «малого горения» постоянно открыт.

В комплектах КСУ-2П-1-Г и КСУ-2П-3-Г также по схеме двухпозиционного регулятора осуществляется стабилизация уровня в барабане котла. Датчиками являются электроды уровнемерной колонки типа УК-4, установленные на верхнем и нижнем уровнях (НРУ и ВРУ).

При достижении водой ВРУ двигатель питательного насоса по сигналу с БУС отключается магнитным пускателем, установленным в БКЭ, при опускании воды до НРУ двигатель питательного насоса вновь включается.

Пуск и остановка котла. Перед началом работы комплектов необходимо установить с помощью тумблеров в БУС следующие дискретные временные выдержки: разгона электродвигателей; вентиляции топки; розжига запальника; розжига основного факела; блокирования сигнала датчика разрежения (КСУ-2П-1-Г); задержки автоматического включения устройства регулирования давления пара (КСУ-2П-3). Установить перемычки на задней стенке БУС в соответствии с напряжением сети.

Перед каждым пуском комплекта включают автоматический выключатель сети типа А3163 (при этом должна загореться лампа «Сеть» на БУС); проверяют исправность световой и звуковой аварийной и рабочей сигнализации нажатием на кнопку «Контроль сигнализации» (при отпускании кнопки должны отключиться все лампы блока БУС, кроме ламп «Сеть» и «Котел отключен»); убеждаются в отсутствии аварийных параметров; выбирают вид сжигаемого топлива установкой переключателя «Газ—мазут—легкое жидкое» в положение «Газ». Проводят опробование работы электродвигателей, устанавливая поочередно в положение «Опробование» тумблеры «Вентилятор, дымосос» (КСУ-2П-1); «Вентилятор» (КСУ-2П-2 и КСУ-2П-3); «Питательный насос» (КСУ-2П-1 и КСУ-2П-2); «Питательный насос — 40 %» (КСУ-2П-3) и «Питательный насос — 100 % (КСУ-2П-3). В этом положении тумблера включается магнитный пускатель соответствующего двигателя и блокируется пуск котла. После опробования переводят указанные тумблеры в положение «Работа».

Для пуска котла оператору необходимо нажать на кнопку «Пуск» блока БУС, после чего загорается лампа «Пуск», гаснет лампа «Котел отключен», комплект начинает отрабатывать программу пуска котла.

Ставится под контроль отсутствие предаварийного состояния (включаются устройства защиты) по понижению и повышению давления газа, по повышению давления пара, по повышению температуры пара и отходящих газов (КСУ-2П-3), включаются двигатель питательного насоса на режим 100 % и устройство регулирования уровня воды в барабане котла. При отсутствии запрещающегося сигнала по нижнему уровню воды в барабане (КСУ-2П-1 и КСУ-2П-2) или по повышению температуры (КСУ-2П-3) включаются двигатели дымососа (КСУ-2П-1) и вентилятора, шибер дымососа (КСУ-2П-1) и воздушная

заслонка устанавливаются на 100 %-ное открытие. Через 5—10 с (время разгона двигателей вентилятора и дымососа) подаются команды: на подключение устройств защиты по понижению разрежения (КСУ-2П-1) и давления воздуха, а также по понижению уровня воды в барабане котла (КСУ-2П-1, КСУ-2П-2) и на начало предварительной вентиляции топки.

После вентиляции топки в течение 1—3 мин ЭИМ отключаются, заслонка дымососа (КСУ-2П-1) и воздушная заслонка устанавливаются в положение режима 40 %; питательный насос в комплекте КСУ-2П-3 переводится на режим 40 %. Затем начинается цикл розжига включением клапана-отсекателя запальника *4* блока БПГ и подачей напряжения питания на запальное устройство (катушку зажигания *15* типа Б-1 и высоковольтный провод запальника). Одновременно контрольный электрод электрозапальника подключается к блоку БКФ и через 5 с (время розжига запальника) включается устройство защиты по отсутствию пламени запальника и открывается включением электромагнита клапан-отсекатель «малого горения». Через 10 с (время розжига основного факела) включается лампа «Малое горение» и гаснет лампа «Пуск», отключается запальное устройство; взамен контрольного электрода запальника к БКФ подключается контрольный электрод типа КЭ и ставится под контроль устройство защиты по отсутствию основного факела; отключается клапан-отсекатель запальника.

После пуска котла через 30 с (для КСУ-2П-3) или после нажатия оператором на кнопку «Включение регулятора» (для комплектов КСУ-2П-1 и КСУ-2П-2 регулятор должен включаться по истечении времени, указанного в инструкции по эксплуатации котла) устройство регулирования давления пара переводит котел на 100 %-ную производительность, после чего загорается лампа «Большое горение».

Для остановки котла оператор нажимает на кнопку «Стоп», а при полном окончании работы отключает автоматический выключатель сети на блоке БКЭ.

6.9. КОМПЛЕКТ СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ 1КСУ-ГМ

Комплект 1КСУ-ГМ должен эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха от 5 до 50 °С, относительной влажности от 30 до 80 %, при вибрациях с ча-

стотой 25 Гц и амплитудой до 0,1 мм. Напряжение питания трехфазное 380/220 В. Потребляемая мощность не более 0,7 кВ·А. Габаритные размеры шкафов 1ШРК и 1ШПУ 1600×800×450 мм, масса каждого не более 200 кг.

Комплект 1КСУ-ГМ обеспечивает:

— автоматический пуск и остановку котла; дистанционные пуск (с блокировкой от неправильных действий оператора) и остановку котла;

— автоматическое отключение подачи газа к горелке при погасании основного пламени и пламени запальника; понижении и повышении давления газа в магистрали; понижении давления газа перед горелкой; понижении давления и температуры мазута в магистрали; повышении давления мазута перед горелкой; понижении давления первичного и вторичного воздуха; понижении и повышении разрежения в топке котла; отключении дымососа и вентилятора вторичного воздуха; повышении и понижении давления воды на выходе из котла; повышении температуры воды на выходе из котла; понижении расхода воды через котел; невыполнении управляющей команды и условий розжига; отсутствии питания устройств автоматики безопасности; отказе самоконтролируемых блоков комплекта; неплотном закрытии форсунки и отклонении тока привода форсунки от нормы;

— автоматическое регулирование: температуры воды на выходе из котла; соотношения топливо—воздух; разрежения в топке; температуры воды, поступающей в сеть; расхода воды через котел;

— световую сигнализацию первопричины аварийной ситуации и звуковую сигнализацию об аварийной остановке котла;

— световую и звуковую предупредительную сигнализацию при отказе резервной цепи комплекта; понижении температуры воды на входе котла; отключении устройств защиты;

— световую рабочую сигнализацию о ходе технологического процесса с сигналами: начало программы пуска; вентиляция топки котла; стадия розжига котла; наличие пламени запальника; наличие основного пламени; работа котла в заданном диапазоне нагрузки;

— формирование следующих информационных сигналов на устройство управления верхнего уровня: начало программы пуска; работа котла в заданном диапазоне нагрузки; аварийный останов котла; предупредительный сигнал;

— прием следующих сигналов от диспетчера: пуск котла; плановая остановка котла.

Выполнение указанных функций осуществляется при работе комплекта с периферийными устройствами, которые не входят в комплектность поставки с 1КСУ-ГМ. В составе этих устройств должны быть датчики и приборы контроля (типа ТУДЭ-4, термометры ТПГ-СК, ТПГ4-У1, датчики-реле ДД, ДН, ДНТ, ДПН, манометры МПЭ-МИ, МТП, ЭКМ-1У, дифманометры ДСЭР-МИ, ДМЭР-МИ, ДМЭ-МИ, ДСП-71Сг, преобразователи Сапфир-22 ДИВ, приборы КСУ2-025, запально-защитные устройства ЗЗУ-4, кислородомеры МН5106-2, реле токовые РТ-40), источники звукового сигнала, исполнительные устройства [типа исполнительных механизмов МЭО, вентилей 15кч883 (СВМГ) $D_у$ = 25 мм на линиях запальника и продувки, клапана отсечного Е-96377 $D_у$ = 100 мм (для котлов КВ-ГМ-4-10) или ПКН-200 с электромагнитной муфтой ЭТМ093б (для КВ-ГМ-20, -30), отсечного клапана на мазуте ЗСК с электромагнитом ЭДО 9113, заслонки регулирующей ЗД на газопроводе к горелке и вентилей 15кч922нж, П326227-10, задвижки ЗКЛПЭ и регулирующих клапанов Т-35б, Т-36б на линиях воды за котлом].

Конструктивно 1КСУ-ГМ состоит из шкафа программного управления 1ШПУ и шкафа регулирования и контроля 1ШРК. В верхней части каждого шкафа имеется лицевая панель с органами оперативного управления, контроля и сигнализации. Внутри шкафа за передней двустворчатой дверью расположена поворотная рама, на которой размещены каркасы (на них установлены съемные функциональные блоки и блоки питания) и в шкафу 1ШПУ панели с переключателями режимов работы и органами дистанционного управления. На задней стенке каждого шкафа размещены панели реле и клеммных колодок внешних цепей. Электрические соединения между блоками, узлами, каркасами осуществляются с помощью разъемов, что обеспечивает быстрое восстановление работоспособности комплекта путем замены отказавших блоков исправными. Наиболее ответственные цепи и блоки снабжены индикаторами неисправности для облегчения их поиска.

Автоматика регулирования. Все пять регуляторов комплекта 1КСУ-ГМ реализуют ПИ-закон регулирования (изо-

дромный) и выполнены на блоках агрегатированного комплекса электрических средств регулирования (АКЭСР). Любая схема регулятора в комплекте включает в себя устройства ввода информации (датчики), регулирующие, оперативного управления (задатчики и блоки управления) и исполнительные и работает следующим образом.

Сигнал датчика (или нескольких в случае регулятора соотношения) подается на вход блока регулирующего импульсного РБИ1М-Ш. На другой вход блока поступает сигнал внешнего ручного задатчика типа РЗД-22. В регулирующем блоке сигналы алгебраически суммируются, сигнал рассогласования усиливается, демпфируется и преобразуется по заданному закону. Управляющий сигнал регулирующего блока через блок ручного управления БРУ-42 передается на вход бесконтактного реверсивного пускателя ПБР-2Ш, который усиливает управляющий сигнал по мощности. Выходы пускателя подключены к входам исполнительного механизма типа МЭО. Совместно с 1КСУ-ГМ поставляются устройства РБИ1М-Ш, ПБР-2Ш, БПГ-Ш (блок питания групповой), БРУ-42 и РЗД-22, установленные в шкафу 1ШРК. Необходимо дополнительно заказывать для регуляторов температуры воды на выходе котла и сетевой воды — термометр ТПГ4-1V и механизм МЭО-250/63-0,25У; соотношения топливо—воздух — два дифманометра ДСЭР и кислородомер МН 5106-2 и механизм МЭО-250/63-0,25У; разрежения — преобразователь Сапфир-22 ДИВ и механизм МЭО-250/63-0,25У; расхода воды через котел — преобразователь Сапфир-22 ДД с блоком извлечения корня БИК-1 или дифманометр ДМЭР-МИ и механизм МЭО-100/25-0,25У.

Необходимо также учитывать при заказе, что ко всем этим регуляторам требуются регулирующие органы (заслонки, затворы, направляющие аппараты, регулирующие клапаны).

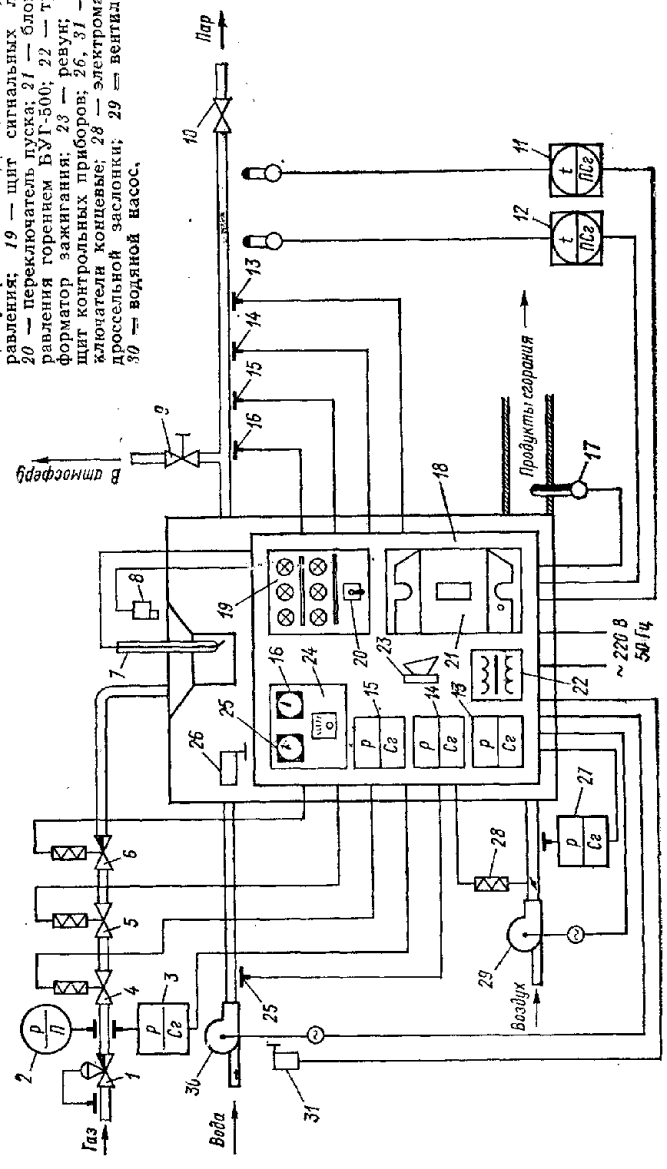
6.10. АВТОМАТИКА ДЛЯ КОТЛА КПА-500Г

Система обеспечивает автоматическое управление процессами пуска котла, автоматическое переключение режимов и автоматику безопасности.

Элементы схемы автоматики (рис. 6.12) кроме приборов, установленных по месту, конструктивно скомпонованы в шкафу управления. Шкаф имеет две боковые одно-

Рис. 6.12. Принципиальная схема автоматики котла КПА-500Г.

1 — регулятор типа РД-32М; *2* — тягонапоромер; *3, 13—15, 27* — реле давления; *4, 5* — вентили ВМ-80; *6* — клапан типа КМ-80; *7* — электроды зажигания; *8* — прибор типа ИФ-1; *9* — предохранительный клапан; *10* — вентиль отбора пара; *11, 12* — электроконтактные термометры; *16, 25* — манометры; *17* — терморегулирующее устройство ТУДЭ-6; *18* — шкаф управления; *19* — щит сигнальных ламп; *20* — переключатель пуска; *21* — блок управления горением БУГ-500; *22* — трансформатор зажигания; *23* — ревун; *24* — щит контрольных приборов; *26, 31* — выключатели концевые; *28* — электромагнит дроссельной заслонки; *29* — вентилятор; *30* — водяной насос.



створчатые и переднюю двустворчатую двери. В окнах передней двери размещены щит контрольных приборов и щит сигнальных ламп с переключателем пуска.

Электропитание цепей управления напряжением 220 В + 10 %, 50 Гц, питание электродвигателей трехфазным переменным током напряжением 380 В. Мощность, потребляемая оборудованием котла, 1,6 кВ·А.

На щите контрольных приборов установлены часы электрические ЧЭ-1 для счета времени работы котла, которое небходимо учитывать при проведении регламентных работ, и два манометра типа МОШ1-100 для контроля давления пара и воды. На щите сигнальных ламп расположены шесть сигнальных ламп, три из которых с зелеными светофильтрами «Включено», «Автомат» и «Работа» служат для световой индикации запуска и нормальной работы котла и три с красными светофильтрами «Вода—пар», «Недостаток газа» и «Горелка—газ» — для сигнализации о причинах автоматической аварийной остановки котла.

Автоматика безопасности. Параметры, по которым автоматика безопасности отключает подачу газа к котлу, а также приборы, контролирующие эти параметры, приведены в табл. 6.7. В графе «Сигнализация» таблицы указаны только отличия в сигнализации, присущие моменту отключения по данному параметру.

Во всех случаях нарушения нормального режима работы отключаются: блок управления горением (БУГ-500), который является основным прибором в системе автоматики и защиты и предназначен для управления исполнительными механизмами автоматики по сигналам, поступающим от датчиков, для управления процессами запуска и выключения котла; вентили ВМ-80 *4* и *5*, перекрывающие доступ газа к горелке; электродвигатели водяного насоса и вентилятора; сигнальные зеленые лампы «Автомат» и «Работа». Одновременно включаются: ревун типа РВ-П-220 и сигнальные красные лампы, фиксирующие причину отсечки газа. Этот порядок нарушается только при открывании двери шкафа управления, когда концевой выключатель снимает полностью электропитание с котла.

Ревун можно выключить поворотом переключателя типа ПКП-10 (имеющего четыре фиксированных положения: «0», «1», «2», «3») в положение «3». Необходимо при этом учесть, что переключатель ПКП-10 можно возвра-

Таблица 6.7

Автоматика безопасности котла КПА-500Г

Параметр	Датчик	Позиции рис. 6.12	Сигнализация
Изменение спектра и погасание пламени	Прибор типа ИФ-1	*8*	Включается лампа «Горелка—газ», гаснет лампа «Включено»
Повышение температуры уходящих газов	Терморегулирующее устройство ТУДЭ-6	*17*	Включается лампа «Вода—пар»
Достижение предельного давления пара	Реле давления РД-12 с настройкой 8,2 кгс/см²	*13*	То же
Достижение предельной температуры пара	Два дублирующих электроконтактных термометра ТПГ-СК	*11*, *12*	»
Уменьшение давления газа ниже допустимого	Реле давления РД-25-250	*3*	Загорается и гаснет лампа «Недостаток газа» и включается лампа «Вода—пар»
Уменьшение давления воздуха ниже допустимого	Реле давления РДЗ-30	*27*	Включается лампа «Горелка—газ»
Обрыв ремня привода водяного насоса	Выключатель концевой контроля ремня ВККР-1	*31*	Включается лампа «Вода—пар»
Перегрузка электродвигателей водяного насоса и вентилятора	Температурные реле магнитных пускателей ПМЕ-112, ПМЕ-072	—	То же
Открытие двери шкафа управления	Выключатель концевой А802Д	*26*	Выключаются все сигнальные лампы

Примечание. Мигание лампы «Недостаток газа» объясняется возрастанием давления газа после закрытия электромагнитных вентилей ВМ-80.

щать в положение «0» только из положения «1», начиная с положения «2» вращать можно только по часовой стрелке.

В случае, если реле РД-12 максимального давления не сработает и давление пара в котле превысит 8,2 кгс/см², открывается предохранительный клапан типа 17С22НЖ.

Прибор типа ИФ-1 представляет собой индикатор тлеющего разряда, который регистрирует ультрафиолетовое излучение. Ультрафиолетовым излучением в диапазоне волн работы прибора ИФ-1 обладают разрядная дуга и газовое пламя, но не горячие стенки котла, и поэтому

ошибочное срабатывание от раскаленной футеровки исключается. Прибор ИФ-1 подключается к электронной схеме блока БУГ-500.

Выключатель ВККР-1 установлен на одном из двух приводных ремней питательного насоса и срабатывает при обрыве только контрольного ремня.

Автоматика регулирования. Производительность котла автоматически меняется путем переключения горелки с режима 100 % на режим 50 % по командам реле давления *14* и *15* типа РД-12 в зависимости от расхода пара. Реле РД-12 режима 100 % настраивают на давление 7 кгс/см², а режима 50 % — на 8 кгс/см².

Если расход пара уменьшится, давление его возрастет и, достигнув значения настройки реле режима 50 %, разомкнет его контакты, в результате чего блок управления горением (БУГ-500) выдаст команды: на электромагнит КБТ-1 клапана *6* типа КМ-80 для переключения его на меньший расход газа; на электродвигатель питательного насоса *30* для переключения его на меньшую скорость (с 1350 на 700 об/мин); на включение электромагнита ЭБТ-6 дроссельной заслонки *28* для установки ее на угол 45° к воздушному потоку. Котел переходит на режим 50 %. Если давление пара на этом режиме будет продолжать расти и достигнет значения настройки реле РД-12 максимального давления пара *13*, автоматика отключит котел, и он останется в таком положении до тех пор, пока давление не упадет ниже значения настройки реле РД-12 на режим 50 %. Контакты реле, замкнувшись, включат котел на этот режим.

При дальнейшем увеличении расхода пара и соответствующем падении его давления ниже настройки реле РД-12 на режим 100 % контакты реле замкнутся, и блок БУГ-500 выдаст команды: на магнит КБТ-1 клапана КМ-80 для переключения на большой расход газа; на электродвигатель питательного насоса для переключения его с 700 на 1350 об/мин; на выключение электромагнита ЭБТ-6 дроссельной заслонки для установки ее параллельно воздушному потоку. Котел перейдет на режим 100 %.

Пуск котла. При переводе переключателя *20* из положения «0» в положение «1» загорается зеленая сигнальная лампа «Включено», и включается электродвигатель питательного насоса на малые обороты — происходит закачка в змеевик котла питательной воды. Заполнение водой должно длиться 16—20 мин. В течение этого времени

давление воды контролируется манометром *25*. Давление газа за регулятором низкого давления типа РД-32М контролируется тягонапоромером типа ТДМ. Затем переключатель переводится из положения «1» в положение «2», при этом загорается зеленая сигнальная лампа «Автомат», выключается электродвигатель питательного насоса, включается электродвигатель вентилятора и подается напряжение на вход блока управления горением (БУГ-500). Вентилятор осуществляет предварительную продувку топки для удаления случайно скопившегося газа, от созданного вентилятором давления срабатывает датчик давления воздуха *27* типа РДЗ-30, который своими контактами включает электронное реле времени БУГ-500. С этого момента блок начинает выдавать команды на запуск котла.

После окончания продувки, длящейся 25—30 с, подается команда на включение трнсформатора зажигания типа ТГ-1020К, ко вторичной обмотке которого подключены электроды зажигания; между электродами возникает искра, фиксируемая прибором *8* типа ИФ-1. БУГ-500 по сигналу прибора выдает команду на включение электромагнитов вентилей *4* и *5* и электродвигателя питательного насоса на малые обороты.

Трансформатор зажигания находится под током 2,5 $\pm$ $\pm$ 1 с. Если в течение этого времени в топке котла произойдет нормальный розжиг, то через 6 $\pm$ 2 с по сигналу реле давления РД-12 режима 100 % БУГ-500 подаст команду на включение электромагнитного клапана *6* типа КМ-80, электромагнита ЭБТ-6 воздушной заслонки и электродвигателя питательного насоса на полные обороты. Через 20 с загорится зеленая лампа «Работа» и котел постепенно выйдет на рабочий режим.

Если во время пуска котла не произойдет нормального розжига газа, то по сигналу прибора *8* котел отключится, о чем будет свидетельствовать погасание зеленых сигнальных ламп «Включено» и «Автомат» и загорание красной сигнальной лампы «Горелка—газ». Кроме того, если розжиг не осуществляется, то через 10—20 с после окончания подачи напряжения на трансформатор зажигания срабатывает термореле пускателя ПМЕ-072, установленного в шкафу управления, и отключает котел от электропитания. В этом случае повторный пуск может быть произведен только после ручного возврата термореле в исходное положение.

6.11. АВТОМАТИКА ФАЖ-АНГ «ПЛАМЯ»

Автоматика разработана в двух модификациях: исполнение 1 — для котельных, работающих на жидком топливе; исполнение 2 — для котельных, работающих на газе низкого давления от 20 до 250 кгс/м^2. Модификации различаются применением различных горелочных блоков: ФАЖ — для жидкого топлива и АНГ — для газа. Кроме того, автоматика еще различается по типу системы отопления: для открытых систем автоматика комплектуется датчиками уровня воды, для закрытых — электроконтактными манометрами типа ЭКМ.

Автоматика «Пламя» — электрическая с напряжением питания 220 В, 50 Гц и потреблением 250 В·А на общекотельные приборы и 500 В·А на каждый котел. Питание датчиков как общекотельных, так и котлов, осуществляется постоянным током с напряжением 12 В, получаемым от выпрямителя в общекотельном блоке управления.

Условное обозначение автоматики кроме наименования включает в себя исполнение, число обслуживаемых котлов и тип системы отопления, например, автоматика «Пламя-2-6-ДУ» — автоматика для котельной из 6 котлов на газе низкого давления, имеющей открытую систему отопления.

Ниже рассматривается только автоматика исполнения «Пламя-2» — для котельных на газовом топливе (рис. 6.13). Автоматика обеспечивает: отключение подачи газа ко всем котлам при отсутствии циркуляции или электроэнергии, снижении уровня воды в расширительном баке или падении давления воды в отопительной системе, загазованности помещения (датчиком загазованности система не комплектуется), повышении давления газа свыше 250 кгс/м^2; защиту каждого котла при погасании пламени, перегреве воды свыше 95—115 °С, понижении разрежения менее 0,1 кгс/м^2, понижении давления газа перед горелками ниже 20 кгс/м^2, отсутствии электроэнергии; регулирование производительности котлов общекотельным регулятором путем двухпозиционного изменения расхода газа в соответствии с заданным отопительным графиком, соотношения газ—воздух, разрежения, давления газа регулятором-стабилизатором горелочного блока; автоматический пуск котлов с общекотельного пульта управления; запоминание причины

Таблица 6.8

Автоматика безопасности системы «Пламя-2»

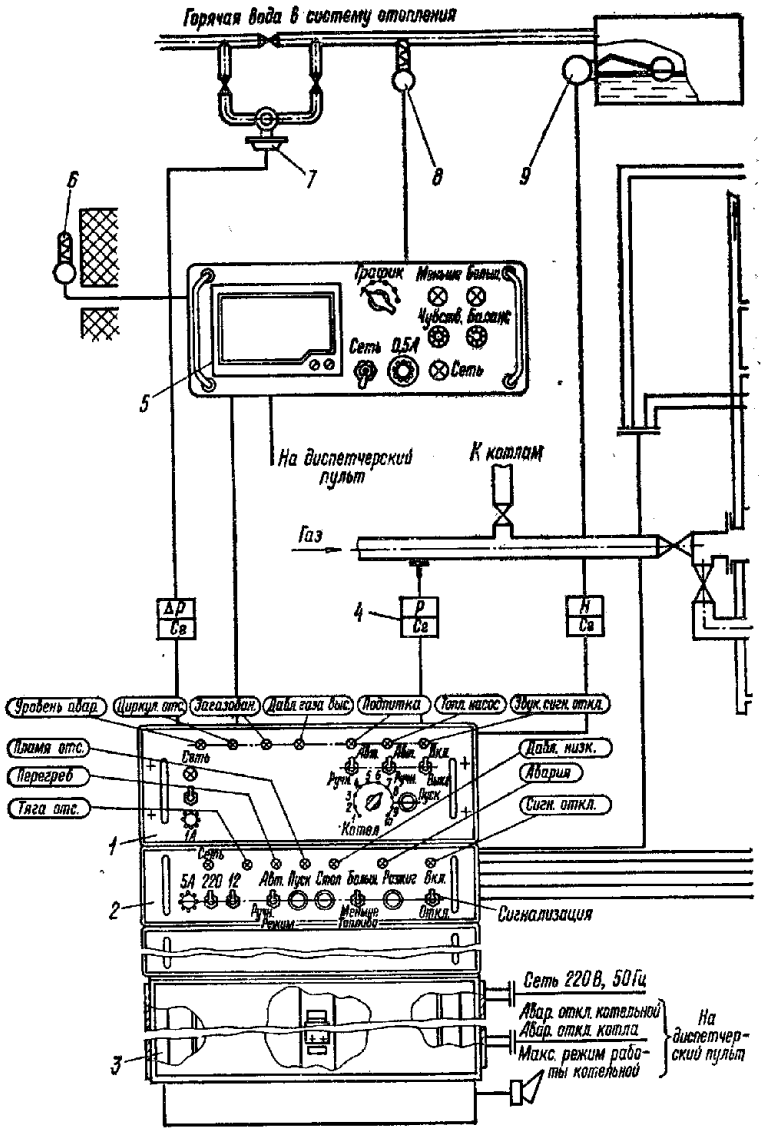
Параметр	Датчик	Позиции рис. 6.13	Сигнализация
Отключение подачи газа на все котлы			
Аварийный уровень воды в расширительном баке	Уровня	9	«Уровень аварийный»
Отсутствие циркуляции в системе отопления	Циркуляции	7	«Циркуляция отсутствует»
Резкое повышение давления газа	Максимального давления газа	4	«Давление газа «высокое»
Отключение подачи газа на отдельный котел			
Повышение температуры воды сверх 95 °С	Температуры	19	«Перегрев», «Авария»
Понижение разрежения ниже 0,1 кгс/м^2	Разрежения	20	«Тяга отсутствует», «Авария»
Понижение давления газа ниже 20 кгс/м^2	Минимального давления газа	13	«Давление низкое», «Авария»
Отсутствие пламени	БКП с контрольным электродом горелки	21, 23	«Пламя отсутствует», «Авария»

аварийного срабатывания автоматики безопасности; выдачу сигналов на диспетчерский пульт.

Автоматика безопасности. При срабатывании датчиков общекотельных параметров (табл. 6.8) отключаются цепи питания горелочных блоков (заставляя закрыться клапаны-отсекатели); включается звуковая сигнализация; загорается лампа причины аварии; на диспетчерский пункт подается сигнал «Аварийное отключение котельной».

При срабатывании котловой автоматики безопасности отсекаются клапаны *14*, прекращая подачу газа к котлу, загораются на блоке управления котловом лампы «Авария» и первопричины аварии; на диспетчерский пункт подается сигнал «Аварийное отключение работающего котла».

Схема блока контроля пламени (БКП) основана на детектирующем свойстве пламени и собрана на двойном ламповом триоде в отдельном блоке, который установлен на раме горелочного блока. При контроле исправности



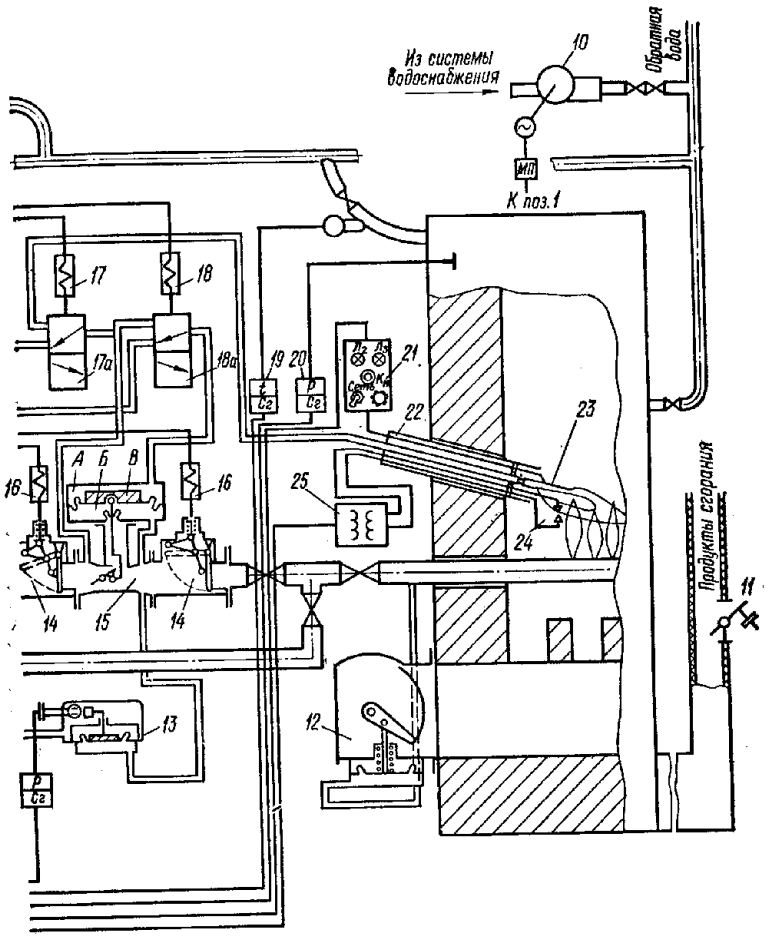


Рис. 6.13. Принципиальная схема автоматики «Пламя-2».

1 — общекотельный блок; *2* — котловые блоки; *3* — тумба; *4* — датчик максимального давления газа; *5* — регулятор теплоты; *6* — датчик температуры наружного воздуха; *7* — датчик циркуляции; *8* — датчик температуры воды; *9* — датчик уровня; *10* — питательный насос; *11* — регулятор тяги; *12* — регулятор расхода воздуха; *13* — датчик минимального давления газа; *14* — клапаны; *15* — регулятор-стабилизатор газа; *16* — электромагнитный привод; *17, 18* — золотники с электромагнитами; *19* — сигнализатор повышения температуры воды; *20* — датчик разрежения; *21* — блок контроля пламени; *22* — запальник; *23* — контрольный электрод; *24* — электрод зажигания; *25* — трансформатор зажигания.

БКП нажимают на кнопку $K_в$. При исправных триодах и реле загораются лампы $Л_2$ и $Л_3$.

Автоматика регулирования. Автоматика «Пламя-2» содержит три регулятора общекотельных (теплоты; уровня в расширительном баке; тяги) и два регулятора котловых (регулятор-стабилизатор минимального давления газа и соотношения газ—воздух).

Регулятор «тепла» с датчиками наружного воздуха (катушка с намотанной на нее медной проволокой) и температуры воды (термопреобразователь сопротивления типа ТСМ) предназначен для поддержания температуры воды в системе отопления в зависимости от температуры наружного воздуха. Схема регулятора собрана в измерительном блоке, соединенном с корпусом штепсельным разъемом. В состав измерительного блока входят измерительный мост с датчиками и милливольтметр регулирующий МР-64-02.

Сопротивления датчиков воды и воздуха включены последовательно, мост балансируется переменным резистором «Баланс» так, чтобы стрелка милливольтметра находилась слева от установленного флажка. При уменьшении температуры воды или воздуха соответственно уменьшаются сопротивления датчиков и срабатывают выходные контакты милливольтметра, выдавая через промежуточное реле регулятора и котловые блоки управления сигнал на включение электромагнитного привода *18* золотника *18а* горелочного блока, и котел переходит на номинальную производительность. Нагрев воды приводит к увеличению сопротивления датчика температуры воды, стрелка милливольтметра возвращается в исходное состояние, отключается промежуточное реле и привод золотника, котел переводится вновь на минимальную производительность. Частота переключения подачи топлива регулируется переменным резистором «Чувствительность». Контакты промежуточного реле выводятся на диспетчерский пункт для контроля степени загрузки котлов.

Регулятор теплоты позволяет регулировать температуру воды по одному из четырех заданных отопительных графиков, который выбирают по расчетной температуре наружного воздуха для данной местности. Наклон отопительного графика варьируется изменением соотношения сопротивлений датчиков воды и воздуха путем подключения в схему различных частей термосопротивления

датчика воздуха (для того чтобы оставалось постоянным общее сопротивление плеча моста, последовательно с датчиками подключается дополнительное сопротивление).

Регулирование температуры на выходе из котла при отключенном регуляторе может осуществляться вручную с котлового блока управления переключением тумблера «Топливо» («Больше» — электромагнит *18* включен, «Меньше» — выключен).

Регулятор тяги прямого действия заимствован из системы АГК-2. Схема регулятора уровня с датчиком уровня собрана на реле в общекотельном блоке управления и обеспечивает двухпозиционное регулирование уровня воды в расширительном баке путем включения и выключения питательного насоса. Регулятор уровня работает в положении «Авт.» тумблера «Подпитка». Дистанционное включение питательного насоса осуществляется установкой тумблера в положение «Ручн.».

Регулятор-стабилизатор газа предназначен для подачи к горелкам минимального или максимального количества газа по команде регулятора теплоты путем дросселирования или полного открытия проходного отверстия. Газ при открытии клапана *14* попадает в подмембранную полость *Б* и поднимает мембрану, которая через шаровую опору и тягу поворачивает заслонку. Груз *В* рассчитан на давление 20 кгс/м^2, и с его помощью стабилизируется минимальное давление газа. Когда газ через золотник *18а* (при включенном электромагните *18*) попадает в полость *А*, мембрана опускается, так как давление газа в полости *А* больше, чем в полости *Б* (куда газ подается после дросселирования), и заслонка полностью открывает проходное сечение.

Конструкция пропорционизатора воздуха заимствована из автоматики АГК

Пуск и остановка котельной. На блоке управления котловом тумблеры «Режим» и «Топливо» устанавливают в положения «Авт.», тумблер «Сигнализация» — в положение «Откл.», на блоке управления общекотельном тумблеры «Подпитка» — в положение «Авт.», «Звуковая сигнализация» — в положение «Выкл.». Все запорные устройства на газопроводах к горелочным блокам и горелкам должны быть открыты.

Подают напряжение на систему включением рубильника на силовом щите питания котельной. На общекотельном блоке управления включают тумблер «Сеть»,

загораются лампы «Сеть», «Подпитка», «Циркуляция отсутствует», «Звук. сигн. откл.». Включают тумблеры сети «220» и «12» на котловых блоках управления и горелочных блоках (на блоке контроля пламени). На котловых блоках загораются все лампы аварийной сигнализации и лампа «Сигнализация отключена».

После запуска автономного привода циркуляции воды в системе гаснет лампа «Циркуляция отсутствует» на общекотельном блоке управления. Выбирают котел для пуска соответствующей установкой переключателя «Котел» и нажимают кнопку «Пуск» на общекотельном блоке управления. Команда пуска котла проходит на котловой блок управления, схема которого включает электромагнитный привод. Поступающий газ, подняв мембрану регулятора-стабилизатора, заполняет все полости и трубопроводы, вытесняя воздух из них в атмосферу через золотник *17а*. После окончания продувки (3—5 с) реле времени включает электромагнит *17* золотника *17а*, и газ поступает в запальник. Одновременно ставится под контроль датчик температуры воды и подается напряжение 220 В на трансформатор зажигания, который подает высокое напряжение (10 кВ) на два электрода зажигания. После образования пламени блок контроля пламени подает сигнал на включение электромагнита, который сработает и откроет клапан *14* только в том случае, если тяга, температура воды и давление газа будут в норме. Через клапан газ проходит в основную горелку. На котловом блоке управления гаснут лампы аварийной сигнализации, тумблер «Сигнализация» ставят в положение «Вкл.», на общекотельном блоке тумблер «Звук. сигн. откл.» переводят в положение «Вкл.».

Через 5—15 с (время задается перед началом работы автоматики потенциометром в схеме общекотельного блока управления) реле времени через промежуточные реле отключает цепи пуска котла, и схема готова к пуску следующего котла (или повторному пуску выбранного).

В ручном режиме работы пуск котла может быть осуществлен кнопкой «Пуск» на котловом блоке управления, при этом подготавливаются и ставятся на самоблокировку цепи подготовки пуска. Розжиг котла начинается после нажатия на кнопку «Розжиг». При ручном режиме тумблер «Режим» устанавливают в положение «Ручн.», тумблер «Топливо» — в положение «Меньше», тумблер «Сигнализация» — в положение «Откл.». Дальнейшая последовательность операций ручного пуска аналогична пуску по автоматическому режиму.

На регуляторе теплоты переключатель «График» устанавливают на номер выбранного отопительного графика. После нагрева воды до температуры согласно графику включают тумблер «Сеть», и загорается лампа «Сеть». Проводят операции с резисторами «Баланс» и «Чувствительность». При работе регулятора будут попеременно загораться лампы «Больше» и «Меньше».

Отключение котла производят кнопкой «Стоп» на котловом блоке управления с последующим выключением тумблеров «220», «12». Для отключения автоматики в целом по котельной отключают тумблер «Сеть» на общекотельном блоке управления.

6.12. УСТРОЙСТВО УПРАВЛЯЮЩЕЕ «КУРС-101»

Обеспечивает: автоматические пуск и остановку котла; предварительную вентиляцию топки; автоматический розжиг горелки; блокировки, необходимые в пусковой период; позиционное автоматическое регулирование теплопроизводительности котла; автоматику безопасности котла — отключение подачи топлива к горелке при понижении или повышении уровня воды в котле или в деаэраторе, повышении давления газа перед регулирующим органом, понижении давления газа перед горелкой, понижении давления первичного и вторичного воздуха, погасании факела горелки, погасании пламени запальника, отсутствии закрытия клапанов-отсекателей; рабочую и аварийную световую сигнализацию; формирование сигнала аварии на диспетчерский пункт.

Для выполнения указанных функций устройство «Курс-101» должно совместно работать со следующими датчиками и исполнительными устройствами, не входящими в комплект его поставки: контактными датчиками-реле с переключающими контактами (например, ДД-6, ДН-100, ДНТ-100, сигнализаторы уровня и температуры); ионизационным датчиком контроля пламени запальника (например, электрод ЗЗУ, контрольный электрод КЭ и т. п.); фотоэлектрическим датчиком факела горелки (например, фотосопротивление ФСА-12); катушкой зажигания Б-1; исполнительными устройствами электромагнитными напряжением 220 В, мощностью до 150 В·А (магнитные пускатели, клапаны-отсекатели); исполни-

тельным устройством однооборотным типа МЭО-4/100. Напряжение питания «Курс-101» 220 $В^{+10}_{-15}$ %, частотой 50 ± 1 Гц. Потребляемая мощность не более 220 В·А.

Пуск котла происходит по заданной программе после нажатия кнопки «Пуск» на панели сигнализации и управления (ПСУ) с предварительной вентиляцией, включением клапанов запальников, подачей напряжения на катушку зажигания, розжигом горелки. Переключение схемы и элементов автоматики сопровождается сигналами индикаторных ламп.

После окончания пуска исполнительный механизм переводит регулирующие органы топлива и воздуха в положение 40 % открытия (оно настраивается концевым выключателем исполнительного механизма), что фиксируется указателем положения. В этом базовом режиме нормальная работа котла должна происходить в течение времени, обусловленного инструкцией по эксплуатации, после чего оператор может включить (нажатием кнопки «Регулирование вкл.») автоматическое регулирование основного параметра — температуры горячей воды или давления пара.

Схема регулирования обеспечивает управление исполнительным механизмом таким образом, что он перемещает регулирующие органы топлива и воздуха в положения 40 и 100 % открытия при поступлении сигналов «высокого» и «низкого» значения регулируемого параметра соответственно. При поступлении в управляющее устройство сигнала предельного значения регулируемого параметра, что сопровождается загоранием индикаторных ламп «Температура воды предельная» на водогрейном котле и «Давление пара предельное» на паровом котле, схема обеспечивает отключение топлива и проведение всех операций по остановке котла, включая послеостановочную вентиляцию и обесточивание цепей питания магнитных пускателей вентиляторов, а также перемещение регулирующих органов топлива и воздуха в положение 20 % открытия.

При снятии сигналов «предельного» и «высокого» значения параметра и поступлении в управляющее устройство «низкого» значения параметра схема осуществляет автоматический пуск котла по заданной программе. Отключение авторегулирования осуществляется нажатием кнопки «Регулирование откл.», что сопровождается погасанием индикаторной лампы над кнопкой «Регулирование вкл.», движением исполнительного механизма до 40 % открытия регулирующих органов топлива и воздуха.

В период нормальной работы или в пусковой период при поступлении в управляющее устройство сигнала аварийного состояния какого-либо из контролируемых параметров обесточиваются цепи клапанов-отсекателей топлива, загораются лампа «Авария» и соответствующая лампа, фиксирующая причину аварии, а также лампа «Послеостановочная вентиляция» (которая по истечении времени, необходимого для вентиляции гаснет) и гаснут лампы «Работа» и «Факел», исполнительный механизм перемещает регулирующие органы топлива и воздуха в положение 20 % открытия.

Отключение котла осуществляется нажатием кнопки «Стоп», что сопровождается погасанием всех индикаторных ламп.

6.13. РЕГУЛИРУЮЩИЕ ОРГАНЫ

Регулирующие органы служат для изменения расхода вещества, протекающего по трубопроводу. Они представляют собой переменные гидравлические сопротивления, устанавливаемые в трубопроводе и управляемые автоматическим регулятором или вручную. Изменение пропускной способности (дросселирование) осуществляется изменением проходного сечения регулирующего (дроссельного) органа.

Регулирующие органы бывают: заслоночные, клапаны регулирующие двух- и односедельные, шланговые, диафрагмовые, шаровые. Конструктивные схемы регулирующих органов показаны на рис. 6.14.

В зависимости от пропускной способности регулирующие органы делятся на три группы: больших расходов — заслонки с условной пропускной способностью от 40 до 25 000 $м^3/ч$ (условные проходы от 50 до 1000 мм); средних расходов — клапаны с условной пропускной способностью от 2 до 500 $м^3/ч$ (условные проходы от 10 до 300 мм); малых расходов — клапаны с условной пропускной способностью от 0,1 до 4,0 $м^3/ч$ (условные проходы от 6 до 25 мм).

Наибольшее распространение получили заслонки типа ЗМС и ПРЗ (до недавнего времени выпускавшиеся заводом

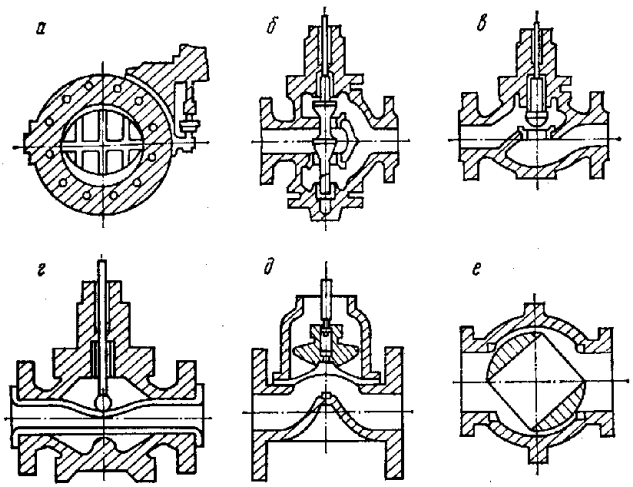


Рис. 6.14. Регулирующие органы.
а — заслоночный; *б* — двухседельный; *в* — односедельный; *г* — шланговый; *д* — диафрагмовый; *е* — шаровой.

«Теплоприбор», г. Улан-Удэ), дроссельные клапаны типа ДХ производства Уфалейского завода по ремонту металлургического оборудования, заслонки дроссельные конструкции МосгазНИИпроекта и затворы регулирующие с электроприводом, выпускаемые Семеновским арматурным заводом (г. Семенов Горьковской обл.), — $D_у$ 50, 80 и 100 мм и Семипалатинским арматурным заводом — $D_у$ 150, 200 и 250 мм.

Заслонки ЗМС и ПРЗ. Имеют кривошипы, жестко закрепленные на полуоси вращения заслонок (рис. 6.15). Кривошип может устанавливаться на полуоси под любым углом относительно плоскости шибера (у ЗМС) и мотылька (у ПРЗ) в зависимости от выбранной кинематической схемы. На стержне кривошипа установлена передвижная головка с отверстием для присоединения тяги исполнительного механизма.

Заслонка малого сопротивления ЗМС (табл. 6.9) рассчитана на: условное давление газа 1 кгс/см^2; максимальный момент, необходимый для поворота шибера 0,3 кгс·м; температуру среды от —40 до +300 °С; угол поворота шибера 120°.

Поворотная регулирующая заслонка ПРЗ (табл. 6.10) рассчитана на: условное давление 2,5 кгс/см^2; угол поворота мотылька 90°; максимальный момент, необходимый

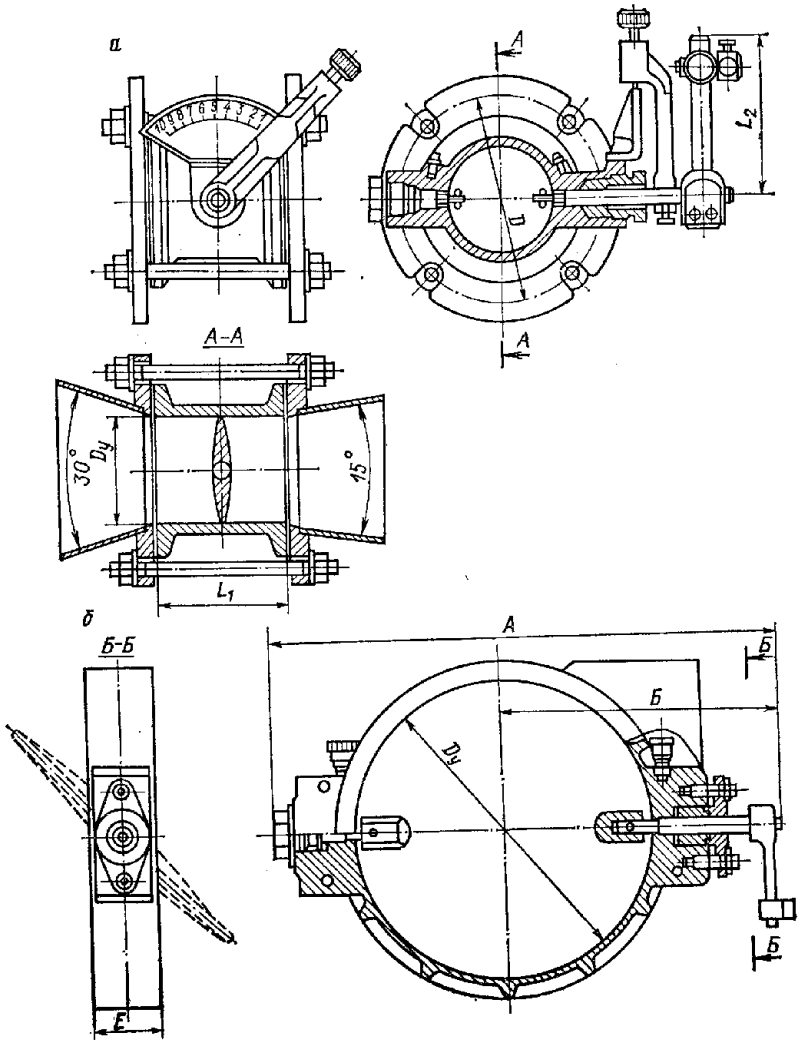


Рис. 6.15. Регулирующие заслонки,
а — типа ЗМС; *б* — типа ПРЗ.

Таблица 6.9

Типоразмеры заслонки ЗМС, мм

Тип заслонки	$D_у$	D	L_1	L_2	Масса, кг
ЗМС-30	30	90	60	115	4,5
ЗМС-35	35	95	70	115	4,8
ЗМС-40	40	100	70	115	5,0
ЗМС-45	45	105	70	115	5,1
ЗМС-50	50	110	70	115	5,2
ЗМС-60	60	120	70	115	5,7
ЗМС-70	70	130	70	115	6,2
ЗМС-80	80	150	100	215	8,0
ЗМС-90	90	160	100	215	11,0

для поворота мотылька, 1 кгс·м; температуру перемещаемой среды от —40 до +300 °С.

Клапаны дроссельные типа ДХ. Применяются для трубопроводов газа и воздуха с температурой до 100 °С (табл. 6.11). Клапан диаметром от 50 до 300 мм рассчитан на $p_у$ = 2,5 кгс/см², от 300 до 800 мм — на $p_у$ = = 1,0 кгс/см².

Дроссельные клапаны для труб $D_у$ 50, 70, 80 мм (рис. 6.16) выполнены без фланцев и крепятся к фланцам трубопровода болтами.

Заслонки дроссельные типа ЗД. Заслонки конструкции МосгазНИИпроекта (рис. 6.17) изготавливают по ком-

Таблица 6.10

Типоразмеры заслонки ПРЗ, мм

Тип заслонки	$D_у$	A	$Б$	$В$	Масса, кг
ПРЗ-100	100	330	200	56	6
ПРЗ-125	125	356	213	56	7
ПРЗ-150	150	375	225	56	9
ПРЗ-175	175	406	233	56	10
ПРЗ-200	200	425	250	56	11,5
ПРЗ-225	225	451	263	56	12
ПРЗ-250	250	480	275	56	13
ПРЗ-300	300	567	322	70	22
ПРЗ-350	350	617	347	70	25
ПРЗ-400	400	668	372	70	30
ПРЗ-450	450	735	414	70	38
ПРЗ-500	500	780	440	70	40

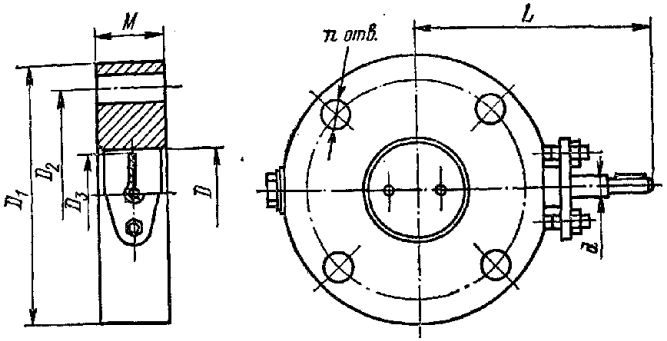


Рис. 6.16. Клапан дроссельный типа ДХ.

плектам чертежей повторного применения в случаях невозможности использования серийно выпускаемых изделий.

Заслонки ЗД 15-32 — муфтовые, ЗД 50-500 — фланцевые. Наибольшая температура регулируемой среды 200 °С; $p_у$ для ЗД 15-350 равно 1 кгс/см², для ЗД 400 и 500, применяемых только на воздуховодах, — 0,1 кгс/см². Размеры заслонок приведены в табл. 6.12.

Затворы регулирующие дисковые с электроприводом (рис. 6.18, табл. 6.13). Применяются на трубопроводах

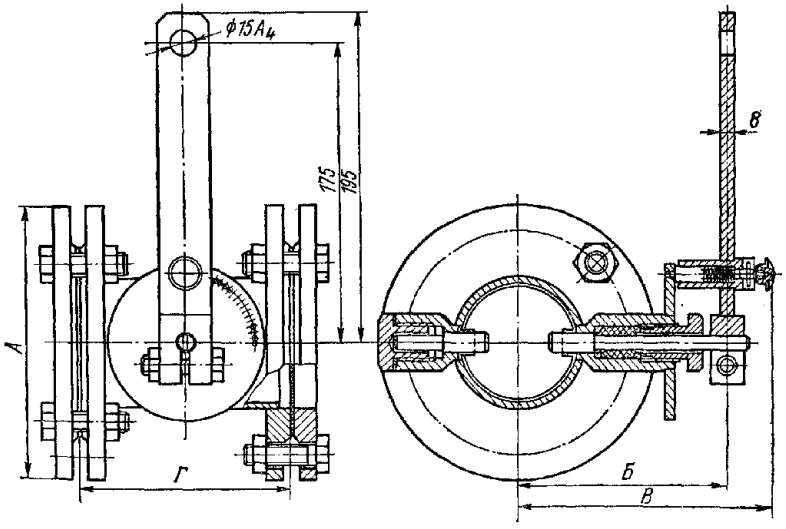


Рис. 6.17. Заслонка дроссельная конструкции МосгазНИИпроекта.

Таблица 6.11

Конструктивные размеры, мм, клапанов ДХ

Клапан	D	D_1	D_2	D_3	d	M	L	n	Масса, кг
ДХ-50	55	160	125	54,5	17	40	140	4	5,5
ДХ-70	70	180	145	69,5			150		6,6
ДХ-80	85	195	160	84,5			155		7,4
ДХ-100	100	215	180	99,5		150	160	8	10,0
ДХ-125	125	245	210	124,5			190		16,5
ДХ-150	150	280	240	149,5	22		200		19,5
ДХ-200	200	335	295	199,5		175	250		31,0
ДХ-250	250	390	350	249			275	12	36,0
ДХ-300	300	440	400	299		200	325		56,5
ДХ-350	350	500	460	349			350	16	66,4
ДХ-400	400	535	495	399			375		81,0
ДХ-450	450	590	550	449			400		91,0
ДХ-500	500	640	600	499		250	470		119,0
ДХ-600	600	755	705	599	26		520	20	148,0
ДХ-700	700	860	810	699		300	570	24	193,0
ДХ-800	800	975	920	799	30		620		234,0

для регулирования расхода воздуха, нейтральных и природных газов с температурой от —10 до +50 °С (32кч915бк и 32кч915бк1 — $D_у$ 50 и 80 мм), а также для воды с температурой 4—200 °С (32ч915бк и 32ч915бк1 — $D_у$ 100, 150, 200 и 250 мм). Затворы рассчитаны на условное давление 10 кгс/см^2.

Исполнение затворов 32кч915бк и 32ч915бк бесфланцевое; корпус их устанавливают между фланцами трубопровода. Затворы 32кч915бк и 32ч915бк изготовляют

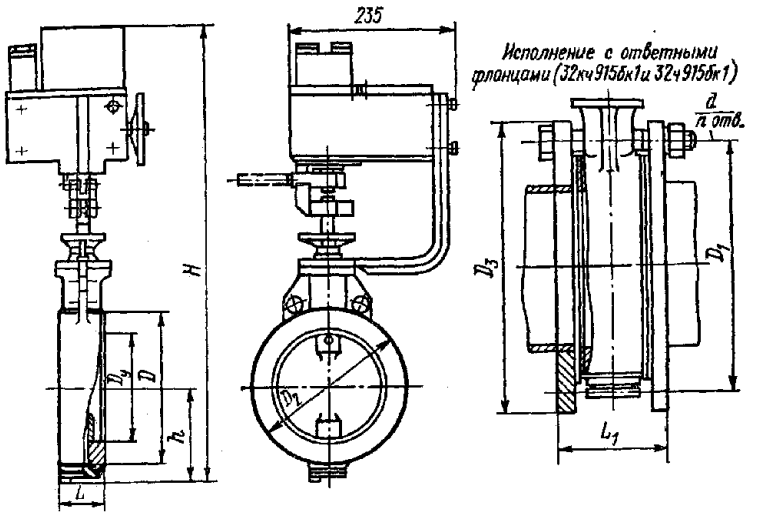


Рис. 6.18. Затвор регулирующий дисковый с электроприводом.

Таблица 6.12

Заслонки дроссельные конструкции МосгазНИИпроекта

Заслонка	Крутящий момент при нормально затянутом сальнике, Н·м	Масса, кг	Размеры, мм			
			А	Б	В	Г
ЗД-15	0,56	1,4	—	95	126	76
ЗД-20	0,68	1,6	—	103	134	78
ЗД-25	0,84	2,1	—	106	137	90
ЗД-32	1,12	2,7	—	112	143	98
ЗД-50	2,46	8,0	140	115	146	120
ЗД-70	4,5	8,6	160	125	156	120
ЗД-80	5,8	11,15	185	130	161	120
ЗД-100	10,5	12,5	205	140	171	120
ЗД-125	16,0	16,2	235	153	184	120
ЗД-150	28,0	20,5	260	175	206	130
ЗД-175	42,0	23,0	290	192	223	130
ЗД-200	53,0	28,5	315	204	235	130
ЗД-250	98,5	41,5	370	230	261	160
ЗД-300	141,0	59,0	435	255	286	160
ЗД-350	227,0	81,5	485	285	314	160
ЗД-400	44,0	72,0	535	314	345	160
ЗД-500	73,0	95,8	640	365	396	160

Таблица 6.13

Основные размеры, мм, затворов регулирующих дисковых

Условный проход D_y	L	L_1	D	D_1	D_2	D_3	H	d	n	Масса, кг	
										Бесфланцевое исполнение	С фланцем
50	32	72	102	125	105	160	480	18	4	12,2	17,2
80	40	84	138	160	140	195	495	18	4	13,4	20,8
100	40	88	159	180	160	215	565	18	8	15,5	25,4
150	60	112	212	240	215	280	635	22	8	23	40,5
200	71	136	268	295	270	335	690	22	8	60,5	76,5
250	80	136	320	350	325	390	770	22	12	70	98

с ответными фланцами и крепежными деталями. Рабочая среда подается в любом направлении. Пропуск среды при закрытом диске не превышает 0,5 % от максимальной пропускной способности. Затворы устанавливают на трубопроводе в любом рабочем положении. Управление затворами — от электрического однооборотного механизма типа МЭО-4/10-025 с датчиком БДР (напряжение 220/380 В, 50 Гц); время открывания или закрывания затвора 25 с.

Глава 7

ПОРЯДОК ПРОЕКТИРОВАНИЯ, МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗИФИЦИРОВАННЫХ КОТЕЛЬНЫХ

7.1. ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ

Проектирование новых, расширяемых и реконструированных систем газоснабжения выполняется с разрешения вышестоящего органа специализированной проектной организацией. К проектированию допускается руководящий и инженерно-технический персонал, прошедший соответствующую подготовку и сдавший экзамен комиссии с участием представителей органов госгортехнадзора и госгазнадзора.

При незначительном объеме проектных работ (замена горелок, привязка специального газового котла к действующей котельной, изменение схемы автоматики) по согласованию с местными органами госгортехнадзора выполнение их разрешается ПКБ предприятия при соблюдении требований, предъявляемых к инженерно-техническим работникам, занятым проектированием систем газоснабжения.

Топливный режим для вновь строящихся, расширяемых, реконструируемых и действующих производственных объединений, предприятий и топливопотребляющих установок определяется Госпланом СССР по представлению соответствующих предложений министерствами и ведомствами СССР и госпланами союзных республик для производственных объединений, предприятий и топливопотребляющих установок республиканского подчинения (постановления Госплана СССР от 25 октября 1977 г. № 128 и от 29 мая 1979 г. № 80).

Топливный режим включает: вид основного, аварийного или резервного топлива, объем топливопотребления, год начала использования топлива, перечень или разрешенную установленную мощность топливопотребляющего оборудования.

Министерства, ведомства СССР и госпланы союзных республик представляют в Госплан СССР вместе с ходатайством об установлении вида топлива:

— документ об определении типов источников теплоснабжения (ТЭЦ или котельные), для которых необходимо выбрать вид топлива в соответствии с генеральной схемой развития тепловых сетей, утвержденной в порядке, установленном постановлением Госплана СССР и Госстроя СССР от 22 мая 1974 г. № 71/107;

— заключение Мингазпрома СССР о возможности установления рекомендуемого вида топлива при расходе газа 10 млн. м^3 в год и выше или местной газоснабжающей организации — при расходе газа до 10 млн. м^3 в год;

— технико-экономическое обоснование и расчеты выбора рекомендуемого вида топлива, а также расчеты потребности в нем исходя из производственной мощности, годового объема производства продукции и прогрессивных норм расхода топлива с учетом применения наиболее экономичных технологических схем и оборудования;

— параметры и годовой выход вторичных топливно-энергетических ресурсов, а также намеченный объем их использования.

Проектирование и строительство новых и расширение действующих котельных (в том числе котельных, предусмотренных планом капитального ремонта), а также тепловых сетей от котельных, если их строительство и расширение не предусмотрены в схемах теплоснабжения, — запрещается (Постановление СМ СССР от 11 августа 1983 г. № 785). При отсутствии утвержденной схемы теплоснабжения проектирование котельных допускается на основании соответствующих технико-экономических обоснований (ТЭО), согласованных в установленном порядке.

До составления задания на проектирование заказчик (владелец котельной) в установленном порядке получает от газосбытной организации * (владельца газовых сетей) технические условия (ТУ) на присоединение к сетям, а от территориальной ин-

* Определение принято по терминологии, приводимой в «Правилах пользования газом в народном хозяйстве».

спекции госгазнадзора — ТУ на проектирование. Для этого необходимо представить: копию разрешения Госплана СССР на использование газового топлива; данные о размещении котельной; план участка на геодезической подоснове со всеми подземными сооружениями; перечень оборудования, переводимого на газовое топливо, и режим потребления топлива; требования по надежности газоснабжения; намечаемые проектные решения.

При необходимости выбора трассы нового газопровода, расположенного вне территории предприятия, заказчиком создается комиссия из ответственных представителей: проектной организации, органов государственного надзора, исполкома местного Совета народных депутатов и выделяемых им представителей заинтересованных организаций.

В ТУ на присоединение вновь строящегося газопровода, выдаваемых газосбытовой организацией в двухнедельный срок, заказчику указываются: точка присоединения проектируемого газопровода к существующему (улица, номер колодца, номер пикета и т. п.); максимальное часовое количество отпускаемого газа ($м^3$/ч); параметры газа и гидравлический режим в точке присоединения (давление газа и пределы его изменения, состав и теплота сгорания газа, его влажность и содержание примесей); схема присоединения газопровода котельной; требования по учету расхода газа; требования по защите газопроводов от действия почвенной коррозии и блуждающих токов; порядок согласования проектной документации; срок действия ТУ (не менее нормативного срока проектирования); границы обслуживания проектируемого газопровода.

ТУ органов госгазнадзора на проектирование определяют требования по следующим вопросам: выбору газопотребляющего оборудования и горелок, средствам измерений теплотехнических параметров, автоматике регулирования, учету расхода газа и тепловой энергии, резервному топливному хозяйству, утилизации вторичных энергоресурсов.

После получения указанных ТУ и других обосновывающих материалов заказчик вместе с письмом на выполнение проектных работ направляет проектной организации техническое задание на проектирование. В зависимости от объема и сложности работ срок действия ТУ до представления проектной документации должен быть не менее нормированного срока проектирования. По истечении установленного срока заказчик обязан продлить время действия ТУ или получить новые.

Разработка проекта. Исходным документом для проектной организации является техническое задание, в котором указываются: основание для проектирования; сроки начала и окончания проектирования; подрядная строительно-монтажная организация; стадии разработки проектно-технической документации и ее содержание; техническая характеристика переводимого на газовое топливо оборудования, вид резервного топлива; основные технико-экономические показатели. Техническая характеристика котельной представляется заказчиком по установленной проектной организацией форме.

К техническому заданию прилагаются: характеристика вентиляционного оборудования помещений котельной (дефлекторы, жалюзийные решетки, вентиляторы, воздуховоды); акты технического состояния газоходов; справка о финансировании

проектных работ за подписью руководителя и главного бухгалтера заказчика; справка газосбытовой организации об отпуске газа.

Графические материалы, представляемые заказчиком, включают генеральный план территории котельной, совмещенный со всеми подземными сооружениями (водопровод, канализация, электрокабель, теплосеть и т. д.), с экспликацией колодцев в масштабе 1 : 200 или 1 : 500; поэтажные планы и размеры зданий с нанесением котлов, газоходов и сборных каналов в масштабе 1 : 50 или 1 : 100.

Разработка проекта начинается с изучения представленной заказчиком технической документации, проведения натурных измерений и обследования для выявления соответствия полученных данных фактическому размещению и состоянию оборудования. При разработке проектно-сметной документации необходимо руководствоваться законами СССР, указами Президиума Верховного Совета СССР, решениями Правительства СССР, а также нормативными актами и документами по проектированию и строительству, в том числе: государственными стандартами, общесоюзным строительным каталогом и территориальными каталогами, утвержденными Госстроем СССР, ведомственными каталогами, утвержденными министерствами и ведомствами СССР по согласованию с Госстроем СССР [42].

Высокая эффективность использования газа должна обеспечиваться проектом за счет: принятия оптимальных проектных решений, выбранных на основе вариантных проработок; применения наиболее экономичных технологических схем, процессов и оборудования; наиболее полного использования теплоты отходящих газов, применения автоматических схем регулирования тепловых процессов, тщательной изоляции котлов, теплопроводов, теплообменных аппаратов.

Проектом должны предусматриваться: применение горелочных устройств, соответствующих действующим ГОСТ и прошедших государственные испытания; устройство резервного (аварийного) топливного хозяйства, если Госпланом СССР определено его наличие; возможность быстрого перехода с газа на резервное (аварийное) топливо; защита окружающей среды от вредных выбросов и противошумные мероприятия.

В целях сокращения объемов проектно-сметной документации, уменьшения сроков разработки проектов и снижения стоимости работ при проектировании следует принимать типовые решения. В тех случаях, когда использование типовых решений невозможно, допускается повторное применение ранее разработанных экономичных индивидуальных проектов. При этом следует производить проверку соответствия принятых в этих проектах технических решений современному уровню развития техники и в необходимых случаях вносить требуемые изменения, связанные с применением новых видов оборудования и введением новых правил, нормалей и стандартов.

Проектные решения должны быть согласованы с органами госгазнадзора, с газосбытовой организацией и другими заинтересованными организациями в одной из инстанций в срок до 15 дней, в отдельных случаях — до 30 дней.

Проектно-сметная документация разрабатывается в одну стадию — рабочий проект или в две стадии — проект и рабочая

документация. Проектирование технически несложных и других объектов, определяемых министерствами и ведомствами, а также предприятий и сооружений, строительство которых должно осуществляться преимущественно по типовым и повторно применяемым проектам, и объектов технического перевооружения выполняется в одну стадию.

Состав рабочих чертежей наружных газопроводов изложен в ГОСТ 21.610—85. В состав проекта газоснабжения котельной при одностадийном его выполнении входят: план и разрезы помещения котельной с нанесенным газовым оборудованием и газопроводами; схема газопроводов котельной со спецификацией материалов и оборудования; монтажные и рабочие чертежи газопроводов; план и разрезы котлов с указанием установки на них газовых горелок, предохранительных взрывных клапанов и приборов контроля (отдельно даются технологические схемы и рабочие чертежи узлов регулирования давления и измерения расхода газа, функциональные схемы средств измерений и автоматики).

В пояснительной записке приводятся краткая характеристика оборудования котельной, проектные расходы газа, обоснование принятых проектных решений и описание схемы газоснабжения с расчетом сопротивлений газопроводов, пределы настройки предохранительных и сбросных устройств ГРП (ГРУ), данные о принятой схеме автоматики регулирования и безопасности, расчеты пропускной способности сбросных устройств, газовых и воздушных трактов, дымовой трубы, дымососов, дутьевых вентиляторов, устройств вентиляции.

Обоснованные отступления в проекте от действующих норм, правил, государственных стандартов и инструкций, а также решения, на которые отсутствуют нормы, правила, инструкции и государственные стандарты, должны быть согласованы с органами государственного надзора и организациями, утвердившими эти нормативные документы. Перечень обоснованных отступлений должен содержаться в материалах проекта.

При необходимости изменения в процессе проектирования ранее согласованных решений эти изменения должны быть согласованы с соответствующими органами государственного надзора, а в части отступлений от ТУ на присоединение к существующему газопроводу — с газосбытовой организацией.

Материалы проекта (рабочего проекта) должны быть подписаны: титульный лист — директором (начальником), главным инженером проектной организации, главным инженером проекта; схема генерального плана, кроме того, начальником отдела, исполнителем; другие материалы — главным инженером проекта, начальником отдела, исполнителем; сметная документация — должностными лицами, указанными в соответствующих формах этих документов.

Согласованный с газосбытовой организацией проект, в части соответствия его выданным ТУ, должен быть утвержден заказчиком. Действителен согласованный проект в течение 24 мес до начала строительства. Если строительство до истечения этого срока не начато, то проект подлежит рассмотрению, а при необходимости корректировке проектной организацией и повторному согласованию [27, п. 1.3].

В целях усиления контроля за выполнением строительно-монтажных работ проектная организация может быть привлечена

для авторского надзора. Изменения и дополнения к проекту, согласованные в установленном порядке, оформляются записями в журнале авторского надзора с приложением при необходимости исправленных чертежей.

Рабочим руководящим документом для организации и производства работ является проект производства работ, который должен быть согласован с заказчиком и утвержден главным инженером строительно-монтажной организации. Состав и содержание проектов организации строительства, а также требования к организации строительного производства в условиях реконструкции объектов приведены в [46]. Для технически несложных объектов допускается выполнение проекта производства работ силами строительно-монтажной организации за счет предусмотренных сметой накладных расходов.

Регистрация проектов в органах госгазнадзора. В соответствии с «Требованиями органов госгазнадзора к регистрации проектов газоснабжения предприятий и установок» Главгосгазнадзора в СССР, для регистрации проектов (рабочих проектов) заказчик представляет местному органу госгазнадзора следующие материалы:

— письмо, в котором указывают наименование и адрес объекта, его ведомственную принадлежность; основные характеристики (типы котлов, давление газа, наличие резервного топлива, максимальный часовой, годовой и минимальный часовой расход газа; использование вторичных энергоресурсов, число и тип средств измерений расхода газа и тепловой энергии, системы автоматического регулирования); наименование проектной организации и ее ведомственную принадлежность;

— проект, включающий общую пояснительную записку и технологические решения по газоснабжению, технологии производства, теплотехнике, средствам измерений, автоматике, резервному топливу;

— копию разрешения Госплана СССР на топливный режим; документ об определении источников теплоснабжения согласно генеральной схеме теплоснабжения города или технико-экономическому обоснованию, утвержденному в установленном порядке.

— ТУ газосбытовой организации на присоединение системы газоснабжения предприятия или котельной к газовым сетям; ТУ местного органа госгазнадзора.

При регистрации проектная документация проверяется местным органом госгазнадзора на соответствие требованиям ТУ, выданных этим органом. Отступления от ТУ допускаются лишь с разрешения местного органа госгазнадзора. Регистрация осуществляется в присутствии представителей заказчика и проектной организации.

Регистрация проекта оформляется штампом и подписью должностного лица органа госгазнадзора с указанием даты и номера регистрации. Если при регистрации в проекте выявятся ошибки или нарушения нормативов и других руководящих документов, заказчику направляется письмо с обоснованием отказа от регистрации. Если строительные работы по зарегистрированному проекту не начаты в течение 3 лет, проект подлежит повторной регистрации.

7.2. МОНТАЖ КОТЛОВ, КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Комплектация котлов и оборудования. Котлы, вспомогательное оборудование (вентиляторы, дымососы, установки водоподготовки, подогреватели и т. д.), материалы, арматуру и приборы заказывают по заказным спецификациям и опросным листам. В спецификациях указывают полную техническую характеристику оборудования. Заказы составляют согласно указаниям, приведенным в каталогах, заводских инструкциях или других действующих справочных или информационных материалах.

Ответственность за правильную разгрузку, хранение и консервацию оборудования, материалов, арматуры, приборов и изделий, поступающих на объект, несет заказчик. Все указанные поступления подлежат осмотру лицом, ответственным за безопасную работу котельной (начальником котельной), и представителем строительно-монтажной организации. При осмотре устанавливают: соответствие полученного оборудования отправочным спецификациям; соответствие оборудования, арматуры и приборов проекту и наличие заводских чертежей, паспортов и монтажно-эксплуатационных инструкций к ним; комплектность поставки оборудования и приборов. Все оборудование должно поступать очищенным от ржавчины, покрашенным или смазанным в соответствии с ТУ завода-изготовителя. Претензии по качеству, комплектности, упаковке и консервации оборудования, материалов и изделий принимаются поставщиками в течение 20 дней со дня их прибытия.

Котел, поступающий на монтаж, должен иметь металлическую табличку, на которой указаны завод-изготовитель, тип котла, заводской номер, год выпуска, площадь поверхности нагрева, рабочее и пробное давление, максимальная температура теплоносителя. Каждый котел снабжается паспортом или формуляром завода-изготовителя, установочными чертежами, инструкцией по монтажу и эксплуатации. Наружным осмотром барабанов и коллекторов котла устанавливают доброкачественность сварных швов, состояния трубных отверстий и штуцеров для арматуры, при этом обращают внимание на отсутствие дефектов и повреждений в виде трещин, плен, закатов и расслоений. Трубные отверстия барабанов и коллекторов проверяются на отсутствие конусности, овальности, задиров, забоин и рисок, а уплотненные поверхности фланцев и люков — на отсутствие забоин, рисок, перекосов и волнистости.

Осмотр чугунных котлов, подлежащих монтажу, включает проверку: комплектности поставки; соответствие всех секций типу котла (при поставке россыпью); наличия крайних секций (в зависимости от типа котла); отсутствия трещин в секциях; состояния ребер (приливов), образующих межсекционные каналы; чистоту наружных поверхностей ниппелей и ниппельных отверстий.

Экономайзеры (стальные и чугунные) поставляются заводами-изготовителями в виде полностью готовых транспортабельных блоков или россыпью в виде плоских секций и отдельных чугунных труб.

При осмотре чугунных ребристых труб экономайзеров проверяют состояние ребер, причем число дефектных или полностью отбитых ребер не должно превышать 10 % от их общего числа на трубе, а число труб с дефектами — 10 % от общего числа труб. Фланцы труб и калачей к ним не должны иметь перекосов, а на их уплотнительных поверхностях не должно быть радиальных рисок; отклонение от номинальной длины труб не должно превышать 2 мм; в уплотнительные канавки фланцев труб должен быть уложен асбестовый шнур.

Газовое оборудование следует заказывать комплектно. Технические характеристики регуляторов, предохранительных запорных и сбросных клапанов должны соответствовать параметрам, предусмотренных проектом.

Каждая партия аппаратуры должна иметь паспорт для отдельных видов изделий. Запорная арматура, устанавливаемая на газопроводах высокого давления (от 6 кгс/см^2 и выше), а также арматура с электро- или пневмоприводом должна иметь паспорт для каждого изделия или инструкцию по монтажу и эксплуатации. При осмотре арматуры должна быть проверена чистота отливки корпуса (отсутствие трещин, свищей и других пороков), состояние уплотнительных поверхностей (отсутствие царапин, забоин), качество сальниковой набивки, чистота обработки шпинделя и легкость его вращения.

В случае обнаружения при ревизии и испытаниях плохого прилегания уплотнительных поверхностей и других дефектов арматуры составляются соответствующие акты для предъявления рекламаций заводам-изготовителям.

Применяемые для монтажа газопроводов трубы должны иметь сертификаты заводов-изготовителей или справки с выписками из сертификатов, подтверждающие соответствие их качества требованиям ГОСТ или ТУ. При отсутствии сертификатов или справок качество труб должно проверяться химическим анализом и механическими испытаниями образцов, взятых от каждой партии труб одной плавки. На поверхностях труб не должно быть плен, трещин, закатов и глубоких рисок. Мелкие дефекты (вмятины, риски, мелкие плены), не выходящие за допустимые пределы, не являются основанием для браковки труб и удаляются зачисткой и опиливанием. Стальные трубы должны иметь на концах заглушки. На каждой трубе диаметром более 35 мм должно быть выбито клеймо ОТК завода с указанием номера партии и марки стали.

Транспортировка и хранение изолированных труб должны исключать возможность повреждения изоляции. На все материалы, применяемые для изоляции, должны быть сертификаты или другие документы, подтверждающие их качество. При отсутствии таких документов материалы подвергают испытаниям в лабораториях строительно-монтажных организаций. На применяемые для электрогазосварочных работ материалы (электроды, сварочную проволоку, флюсы и пр.) должны быть сертификаты или справки о принадлежности их к партии, имеющей сертификат. При отсутствии указанных документов использование сварочных материалов не допускается. Перед использованием сварочных материалов должна осуществляться проверка их качества в порядке, установленном требованиями соответствующих ТУ и инструкций по сварке и контролю сварных соединений.

Хранение электродов должно исключать возможность их повреждения и увлажнения.

Фасонные части и детали не должны иметь вмятин, забоин, трещин, признаков расслоения металла и глубоких раковин. Фасонные части, изготавливаемые на монтажной площадке из труб или листовой стали способом гнутья, вырезки и сварки должны отвечать нормалям и соответствовать чертежам проекта. Требования к материалам, из которых изготавливаются фасонные части, такие же, как к трубам.

На объект горелки должны поставляться в упаковке, соответствующей ТУ и подтверждающей соответствие их характеристик принятым в проекте, а также техническим требованиям, изложенным в нормативных документах. Если горелки не входят в комплектацию котла, к ним должны быть приложены паспорта.

Средства измерений и автоматизации, полученные от заводов-изготовителей, подвергаются внешнему осмотру лицом, осуществляющим технический надзор, с целью определения: отсутствия видимых механических повреждений, соответствия технических характеристик проектным спецификациям и комплектовочным ведомостям, наличия непросроченных клейм органов Государственного комитета стандартов, мер и измерительных приборов СССР, неповрежденных гарантийных клейм заводов-изготовителей и полного комплекта заводской технической документации. Проверенные средства измерений и автоматизации должны быть подготовлены для доставки к месту монтажа (подвижные системы арретированы, присоединительные устройства заглушены).

После окончания проверки оборудования составляется акт о его технической приемке с приложением ведомости дефектов, а после исправления дефектов заводом-изготовителем или строительно-монтажной организацией, — акт о принятых мерах по их устранению. Поступившие на монтаж детали и конструкции должны быть рассортированы согласно нанесенной на них маркировке и разложены в последовательности, предусмотренной технологией монтажа.

Одновременно с передачей оборудования, материалов и изделий строительно-монтажной организации должны быть переданы специальные инструменты, комплект проектно-технической и заводской документации.

Производство монтажных работ. Монтаж котлов и вспомогательного оборудования должен выполняться в соответствии с действующими нормативами (СНиП III-31—78 «Правила производства и приемки работ» и ВСН 217—78 Минмонтажспецстроя СССР). Кроме того, должны соблюдаться требования монтажных инструкций заводов-изготовителей, ведомственных производственных инструкций и проекта производства работ. При монтаже котельных, запроектированных по типовым проектам, следует применять специально разработанные Главтехмонтажем Минмонтажспецстроя СССР типовые проекты производства работ.

В объем основной технической документации, необходимой для производства работ, входят: заводские и монтажные чертежи котлов, вспомогательного оборудования: паспорта, сертификаты и отправочные ведомости; инструкции по монтажу оборудования, монтажные и сварочные формуляры; проект производства работ.

До начала работ в котельной должны быть закончены подземные строительные работы, а также фундаменты под оборудование, каналы, черные полы. Степень готовности строительных конструкций здания котельной устанавливается в зависимости от взаимного расположения и компоновки здания и оборудования, типа основных монтажных механизмов и климатических условий района строительства.

Поверхности нагрева котлов, в которых производились сварочные и вальцовочные работы по трубной системе котла, пароперегревателя и экономайзера строительно-монтажная организация подвергает механической очистке и водной отмывке. Механическая очистка заключается в удалении рыхлых отложений с наиболее загрязненных участков внутренних поверхностей котла при помощи ручных инструментов: металлических ершей и щеток. Целью водной отмывки является удаление из труб ржавчины, грязи, сварочного грата и инородных тел, случайно попавших в трубы во время монтажа. Наилучшие результаты водной отмывки обеспечиваются последовательной отмывкой всех участков питательного тракта котла с постепенным переходом промывки технической водой к химически очищенной воде с температурой не более 70 °С при обеспечении скорости движения в дренируемых элементах 1—1,5 м/с. Наблюдение за интенсивностью промывки ведут по вытекающей из сливного трубопровода струе воды, а окончание ее определяют совпадением анализов по жесткости воды на входе и выходе из промываемого участка.

После окончания промывки проверяют состояние арматуры, составляют акт о результатах промывки и производят проверку труб на чистоту и свободу прохода методом прогонки шаров. Для труб с внутренним диаметром менее 30 мм применяют шары диаметром $0{,}75D_{вн}$ (внутреннего диаметра труб), для остальных труб диаметр шаров должен составлять $0{,}85D_{вн}$. Проверку прямых труб допускается проводить способом просвечивания их электролампой. Окончание работ по проверке трубной системы котла оформляют актом, затем проводят гидравлическое испытание котла, пароперегревателя и экономайзера рабочим давлением.

Одновременно с монтажом котлов осуществляют монтаж вспомогательного оборудования и трубопроводов котельной. Для ускорения и повышения качества работ монтаж следует производить укрупненными блоками, собранными в индустриальных условиях на центральном заготовительном заводе (ЦЗЗ) или в мастерской (ЦЗМ).

По мере завершения монтажа отдельных узлов котла или этапов работ представителем монтажной организации и технадзором заказчика составляется сдаточно-приемочная техническая документация: акт и формуляр на приемку фундаментов; акт на начало монтажа котла; формуляры на поузловую приемку поверхностей нагрева, установку барабанов, приемку сварочных и вальцовочных работ; акты на проверку труб шарами, промывку питательной линии, гидравлическое испытание, окончание монтажа внутрибарабанных устройств, обкатку вспомогательных механизмов, проверку плотности газоходов, воздуховодов, на приемку обшивки котла.

Акты составляются также на заключительные этапы монтажа: сушку обмуровки, химическую очистку поверхности нагрева, паровое и комплексное опробование.

С целью проверки плотности и прочности котлов проводят гидравлическое их испытание после монтажа, ремонта, а также периодически в сроки, установленные госгортехнадзором. Пробные давления при гидравлических испытаниях должны быть:

Паровые котлы с $p_р$ не более 5 кгс/см²	1,5p, но не менее 2 кгс/см²
Паровые котлы с $p_р$ более 5 кгс/см²	1,25p, но не менее $p_р + 3$ кгс/см²
Пароперегреватель независимо от $p_р$	Пробное давление для котла
Отключаемый экономайзер	$1{,}25p_р + 3$ кгс/см²
Водогрейные котлы	$1{,}25p_р$, но не менее $p_р + 3$ кгс/см²

До начала гидравлического испытания устраняют все обнаруженные дефекты, закрывают все люки и лазы котла с установкой прокладок и надежно отключают его от других агрегатов и трубопроводов. При подготовке котла к гидравлическому испытанию подключают гидравлический пресс, устанавливают дополнительный манометр, ослабляют болты подвижных опор котла. Заполнение котла водой допускается при температуре воздуха в котельной не ниже 5 °С. Для предотвращения запотевания труб температура питательной воды при заполнении котла должна быть на 30—35 °С выше температуры помещения, но не более 60 °С. Удаление воздуха из котла производят через воздушные краны или приоткрытый предохранительный клапан котла. По окончании заполнения рычаги предохранительных клапанов заклинивают, а водоуказательные колонки отключают.

Время выдержки под пробным давлением должно быть не менее 5 мин. Испытание считается удовлетворительным, если не обнаружено признаков разрыва, течи, слезок, потения в сварных соединениях и на основном металле и нет остаточных деформаций.

Регистрация и освидетельствование котлов. До пуска в работу котлы, самостоятельные пароперегреватели, индивидуальные и групповые экономайзеры должны быть зарегистрированы в местном органе госгортехнадзора. Регистрации не подлежат водогрейные котлы с температурой нагрева воды до 115 °С и паровые котлы с давлением до 1,7 кгс/см², а также небольшие паровые котлы, у которых $(t - 100)\, V_в \leqslant 5$ (t — температура насыщенного пара при рабочем давлении, °С; $V_в$ — водяной объем котла, м³).

Котлы, поступившие с завода-изготовителя в собранном виде и прошедшие там внутренний осмотр и гидравлические испытания, должны быть зарегистрированы, а затем в случае применения при монтаже их элементов сварки или вальцовки подвергнуты первичному техническому освидетельствованию инспектором котлонадзора. Регистрация котла (пароперегревателя, экономайзера) производится на основании письменного заявления владельца котельной с предъявлением следующих документов: паспорта установленной формы с приложением чертежей фактического исполнения топочного устройства; акта об исправности котла (при поставке его заводом-изготовителем

в собранном виде); удостоверения о качестве монтажа с указанием допущенных изменений проекта; чертежей помещения котельной (план, продольный и поперечный разрезы); справки о соответствии водоподготовки проекту, а также — о числе и характеристике питательных устройств.

Первичное техническое освидетельствование котлов, пароперегревателя, экономайзеров проводится инспектором котлонадзора после их монтажа и регистрации. Котлы, подлежащие обмуровке, должны быть освидетельствованы инспектором до регистрации. О готовности котла к освидетельствованию необходимо уведомить инспектора за 10 дней.

Освидетельствование состоит из внутреннего осмотра и гидравлического испытания котла, пароперегревателя и экономайзера пробным давлением.

При внутреннем осмотре котла проверяют, есть ли трещины, разрывы, коррозия металла, нарушение сварных и вальцовочных соединений и другие возможные дефекты. В топках проверяют: чистоту поверхности нагрева, качество торкрета барабана котла, состояние температурных швов, плотность газовых перегородок, качество выполнения пода и состояние обмуровки; качество изготовления и размеры амбразур, щелей и туннелей. Одновременно проверяют положение горелок относительно базовых узлов топки (стен, экранных труб); правильность выполнения и состояние газовыходных отверстий горелок; правильность установки запально-защитных и завихрительных устройств. После окончания освидетельствования устанавливают внутрибарабанные устройства, при этом во избежание засорения трубные отверстия в верхнем барабане котла временно закрывают брезентом. Дальнейшие монтажные работы по котельному оборудованию осуществляются в соответствии с указаниями проекта.

Освидетельствование котла, не подлежащего регистрации в органах госгортехнадзора, проводится лицом, ответственным за работу котла. При этом проверяют чистоту поверхностей нагрева, правильность сборки чугунных котлов, уплотнение асбестом межсекционных швов, отыскивают и уплотняют все места, через которые возможно неорганизованное поступление воздуха в топку.

Испытания трубопроводов и оборудования. После окончания монтажа трубопроводы пара и горячей воды с установленными на них элементами и арматурой подлежат гидравлическому испытанию на прочность и плотность. Гидравлическое испытание производится после термической обработки (если она предусмотрена) и контроля сварных стыков просвечиванием или ультразвуком, а также после исправления всех обнаруженных дефектов. Трубопроводы совместно с арматурой должны подвергаться испытанию водой с температурой не ниже 5 °С пробным давлением, равным $1{,}25p_р$. Время выдержки под пробным давлением не менее 5 мин. До начала испытаний в высших точках трубопроводов должны быть установлены вентили для выпуска воздуха, а в низших точках — дренажные штуцеры со спускными линиями.

После снижения давления до рабочего производится тщательный осмотр трубопровода по всей его длине. Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими испытание, если не

обнаружено признаков разрыва, утечки и потения в сварных соединениях и в основном металле, а также видимых остаточных деформаций.

Смонтированные тягодутьевые машины подвергают индивидуальному опробованию (испытанию) с целью проверки правильности монтажа и готовности их к комплексному опробованию. Акты на приемку фундамента под оборудование и формуляр на его сборку, установку и центровку составляют в процессе монтажа. В процессе индивидуального опробования добиваются надежной работы машин без стуков, заеданий, утечек рабочей среды, нормальной температуры подшипников и других трущихся поверхностей.

До пуска машины необходимо проверить: отсутствие внутри ее мусора и посторонних предметов; затяжку болтов фундаментных и подшипников; состояние фланцевых соединений; свободное вращение шиберов и наличие указателей их положения; исправность дистанционных приводов, подачу воды в охлаждающие полости подшипников. Далее кратковременным включением отсоединенного от машины электродвигателя определяют правильность направления вращения и обкатывают его в течение 2 ч. Обкатку дымососа или дутьевого вентилятора начинают на холостом ходу при закрытых шиберах. После достижения полной частоты вращения частично открывают шиберы, и машина должна проработать 10 мин. При отсутствии неисправностей в работе машины испытание продолжается 1 ч.

Нагрев подшипников электродвигателя и машины не должен превышать 65 °С; допустимая вибрация должна составлять не более, мм: при частоте вращения 750 об/мин — 0,12, при 1000 — 0,1, при 1500 — 0,08. Выбивания масла из корпусов подшипников не должно быть.

При удовлетворительных результатах опробования вхолостую машину испытывают под нагрузкой с открытым направляющим аппаратом (НА) в течение 4 ч. Во избежание перегрузки электродвигателя дымососа его НА открывают до номинальной токовой нагрузки, которая указана в его паспорте.

Неплотности воздуховодов и воздухоподогревателя выявляют опрессовкой рабочим давлением воздуха, создаваемым включенным вентилятором. Герметичность обмуровки котла, работающего под разрежением, проверяют созданием повышенного разрежения вверху топки работающим дымососом. У котла, работающего под давлением, плотность должна быть проверена рабочим давлением воздуха, создаваемым дутьевым вентилятором.

Результаты индивидуального опробования (испытания) оборудования и механизмов под нагрузкой оформляют актами, подтверждающими окончание монтажных работ по этому оборудованию и механизмам.

7.3. МОНТАЖ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Монтаж газопроводов и газового оборудования разрешается выполнять только при наличии в штате организации, финансирующей эти работы (заказчика), лица, осуществляющего технический надзор за выполнением

строительно-монтажных работ. На эту должность может быть назначен инженерно-технический работник со стажем работы по соответствующей специальности не менее 3 лет при высшем и не менее 5 лет — при среднетехническом образовании.

Указанный специалист должен пройти специальное обучение и перед допуском к работе, связанной с газом, сдать экзамен по соответствующим разделам СНиП, действующих норм и правил в объеме выполняемой им работы. Первичная проверка знаний должна проводиться комиссией при участии представителей местных органов госгортехнадзора и госгазнадзора. Последующие проверки знаний проводятся не реже 1 раза в 3 года. Участие инспектора госгортехнадзора при повторной проверке не обязательно, но о дне и месте проверки местный орган госгортехнадзора должен быть извещен заказчиком за 5 дней.

В основные обязанности лица, осуществляющего технический надзор, входят:

— проверка качества и объема представленной проектной организацией проектно-сметной документации; приемка документации, организация рассмотрения и утверждения этой документации;

— регистрация объекта строительства в местном органе госгортехнадзора; передача проектно-сметной документации строительно-монтажной организации;

— участие в подготовке заявок на оборудование в соответствии с проектной документацией; проверка наличия паспортов на поступающее оборудование, результатов лабораторных анализов и испытаний применяемых материалов, деталей, арматуры;

— надзор за своевременным и качественным выполнением строительно-монтажных работ и их соответствие утвержденной проектно-сметной документации; участие в приемке и оформлении документов на скрытые работы;

— подготовка совместно со строительно-монтажной организацией исполнительной производственной документации для предъявления комиссии о приемке законченного строительством объекта; участие в работе приемочной комиссии.

Лицо, осуществляющее технический надзор, имеет право:

— требовать от строительно-монтажной организации выполнения работ в полном соответствии с утвержденной технической документацией, точного соблюдения требований к производству и приемке работ, а также соблюдения правил техники безопасности;

— вносить в журналы производства работ строящегося объекта замечания и указания по качеству работ, а также по отступлениям от утвержденной проектно-сметной документации, допускаемым строительно-монтажной организацией;

— независимо от норм контроля сварных стыков, осуществляемого строительно-монтажной организацией, требовать дополнительной проверки качества сварных стыков как физическими методами контроля, так и вырезкой контрольных стыков для механических испытаний.

Лицу, осуществляющему технический надзор, не разрешается вносить изменения и дополнения в утвержденные проекты и сметы. Все разногласия по техническим вопросам, возникающие между лицом, осуществляющим технический надзор, и строительно-монтажной организацией, должны разрешаться проектной организацией. В случае невозможности выполнения какой-либо части проекта по техническим причинам изменения должны быть согласованы с главным инженером проекта, заверены его подписью и штампом или печатью проектной организации.

Монтаж систем газоснабжения разрешается выполнять специализированными строительно-монтажными организациями, зарегистрированными в местном органе госгортехнадзора и имеющими разрешение на выполнение соответствующих работ. При незначительном объеме монтажных работ допускается их проведение неспециализированными органами или силами заказчика при условии получения разрешения местного органа госгортехнадзора.

Инженерно-технические работники, выполняющие работы по монтажу систем газоснабжения, обязаны 1 раз в 3 года сдавать экзамены на знание СНиП по газоснабжению, а также правил безопасности при производстве работ [27]. К работам по монтажу систем газоснабжения допускаются рабочие, обученные безопасным методам работы и сдавшие экзамены квалифицированной комиссии, назначаемой строительно-монтажной организацией. Результаты экзаменов оформляются протоколом, на основании которого выдаются удостоверения. Повторная проверка знаний рабочих производится ежегодно.

Сварщики, занятые на выполнении работ по газопроводам, должны быть аттестованы в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков», утвержденными Госгортехнадзором СССР, и иметь специальное удостоверение на право сварки газопроводов данным способом.

О начале монтажных работ строительно-монтажная организация должна сообщить местному органу госгортехнадзора не позднее чем за 5 дней. К этому времени должны быть подготовлены формы журналов, в которые в процессе производства работ заносятся в хронологическом порядке даты начала и окончания отдельных этапов, результаты проведенных проверок, замечания технадзора и представителей контролирующих организаций.

Проектно-техническая документация передается строительно-монтажной организации комплектно в следующем объеме: проект (рабочий проект) с подтверждением его согласования, утверждения и регистрации; сметы на производство монтажных работ; монтажные чертежи котлов, вспомогательного и нестандартного оборудования; заводские чертежи, паспорта, сертификаты и комплектовочные (отправочные) ведомости; заводские инструкции на сборку сложного оборудования, монтажные и сварочные формуляры. Документация рассматривается главным инженером строительно-монтажной организации и разрешается им к производству работ.

Монтаж подземных газопроводов. До начала строительства подземного газопровода заказчиком с участием представителей строительно-монтажной организации и заинтересованных эксплуатационных организаций производится разбивка трассы. Места пересечения трассы с существующими подземными коммуникациями должны быть отмечены на поверхности особыми знаками. Результаты разбивки трассы заносятся в журнал производства работ и в строительный паспорт подземного газопровода.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проекте, а также при вскрытии коммуникаций, пересекаемых трассой, строительно-монтажная организация должна поставить в известность об этом заинтересованные организации и вызвать их представителей. Все обнаруженные коммуникации должны быть внесены в проект газопровода.

После подготовки траншеи и постели лицо, осуществляющее технический надзор, совместно с производителем работ и представителем газосбытовой организации проверяют глубину траншеи, правильность устройства постели, устройства футляров в местах пересечения других подземных сооружений, а после укладки газопровода в траншею — прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении, соблюдение расстояния от газопровода до других подземных коммуникаций и сооружений, соответствие уклонов и глубины заложения проектным отметкам, отсутствие повреждений изоляционного покрытия.

Правильность укладки газопровода проверяют нивелировкой всех узловых точек уложенного газопровода, а также мест его пересечения с подземными сооружениями. Результаты проверки заносятся в журнал производства работ и строительный паспорт газопровода.

Перед опусканием труб в траншею работники строительно-монтажной организации, лицо, осуществляющее технический надзор, и представитель газосбытовой организации проверяют качество защитного покрытия. После укладки газопровода и монтажа на нем арматуры, фасонных частей и деталей он должен быть присыпан грунтом на высоту 20—25 см над верхней образующей трубы, за исключением стыков, сваренных в траншее, которые изолируются, проверяются и засыпаются после испытания газопровода на прочность. Стыки, изолированные в траншее, также проверяются внешним осмотром на сплошность покрытия, отсутствие трещин и повреждений, а после засыпки грунтом — электроизмерительными приборами на отсутствие электрического контакта между металлом трубы и грунтом. Данные проверки качества защитного покрытия заносятся в журнал производства работ и строительный паспорт газопровода.

Монтаж надземных газопроводов. При монтаже надземных газопроводов необходимо обеспечить: соблюдение расстояний между опорами (разд. 2.2) и их отметки; равномерное опирание газопровода на все опоры без зазоров и их надежное крепление; соблюдение допустимых расстояний от сварных швов, фланцев, задвижек и компенсаторов до края опор, а также между газопроводом и другими трубопроводами (электропроводами) при параллельной их прокладке и в местах пересечения; правильность установки футляров в местах прохода газопроводов через строительные конструкции зданий и соблюдение других требований, изложенных в нормативных документах.

Компенсаторы следует монтировать вблизи неподвижных опор. Предварительную растяжку (сжатие) компенсатора следует производить до начала монтажа, учитывая температуру окружающего воздуха и выполняя указания проекта. Если газопровод проложен вдоль стены, желательно устройство козырьков в тех местах, где возможно попадание на газопровод дождевой воды, стекающей с крыши.

Монтаж внутренних газопроводов. К началу производства работ по монтажу внутренних газопроводов должны быть выполнены: междуэтажные перекрытия, стены и перегородки, на которых будут монтировать газовое оборудование, газопроводы, арматуру и приборы; отверстия в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках для прокладки газопроводов; борозды для газопроводов, прокладываемых в полу котельной; чистые полы и фундаменты под оборудование.

Соединения труб должны производиться сваркой; резьбовые и фланцевые соединения допускаются в местах установки арматуры, газового оборудования, а также при подключении горелок к газопроводу. Заделка сварных и резьбовых соединений в стены, перекрытия не допускается, а участки газопроводов, проложенных в футлярах, не должны иметь стыковых соединений.

При проходе газопровода через стену, фундамент расстояние от сварного шва до футляра должно быть не менее 100 мм. Расстояние между трубами в свету при пересечении газопровода с другими трубопроводами должно быть не менее 2 см, если нет иных указаний в проекте. Для удобства сборки и разборки труб необходимо предусматривать установку сгонов.

Задвижки с механическим или электрическим приводом должны устанавливаться в положение, рекомендованное в паспортах заводов-изготовителей.

Работы, выполненные при монтаже внутрицехового газопровода заносятся в журнал производства работ и отражаются в строительном паспорте.

Сварка газопроводов. Качество сварки обеспечивается пооперационным контролем, включающим: проверку сертификатов применяемых материалов и контроль их качества; проверку прав сварщиков на допуск к работам; постоянный надзор за процессом стыковки труб и режимом их сварки; приемку швов по внешнему виду; физические методы контроля и механические испытания вырезанных контрольных образцов (стыков) на разрыв, изгиб (растяжение, сплющивание).

Соответствие качества сварочных работ действующим требованиям проверяется строительно-монтажной организацией, а контролируется лицом, осуществляющим технический контроль, и представителем газосбытовой организации. Операционный контроль (соосность труб, скос, притупление, смещение и качество зачистки кромок, размер зазора, режим сварки, порядок наложения и форма отдельных слоев шва) должен выполняться производите-

лями работ и мастерами строительно-монтажной организации, а самоконтроль — исполнителями работ. К операционному контролю надлежит привлекать лабораторию и геодезическую службу строительно-монтажной организации.

Швы газопровода, сваренные дуговой или газовой сваркой, по внешнему виду должны удовлетворять следующим требованиям: быть очищенными от шлака, окалины и брызг металла; поверхность наплавленного металла по периметру шва должна быть слегка выпуклой с плавным переходом к поверхности трубы, не иметь трещин, прожогов, подрезов глубиной более 5 % толщины шва, но не более 0,5 мм, незаваренных кратеров, выходящих на поверхность пор.

В качестве физических методов применяют просвечивание сварных швов рентгеновским или гамма-излучением, а также магнитографический и ультразвуковой методы. Число стыков, подвергаемых испытаниям, указано в нормативных документах.

Сваренные стыки для проверки их физическими методами контроля и проведения механических испытаний по требованию лица, осуществляющего технический надзор, или представителя газосбытовой организации должны отбираться в их присутствии с соответствующей записью в журнале работ. Расположение сварных стыков с привязкой их к наземным сооружениям наносится на схему подземных газопроводов с обозначением поворотных, неповоротных и «гарантийных» стыков, которые по условиям производства работ не могут быть подвергнуты контролю физическими методами или испытаниям на прочность (например, присоединение к действующему газопроводу).

Сведения о материалах, примененных при строительстве и монтаже газопроводов, данные о сварке стыков приводятся в журналах работ, в строительных паспортах газопроводов, а заключение о качестве стыков газопроводов составляется лабораторией строительно-монтажной организации.

Изоляция подземных газопроводов. При нанесении защитного покрытия необходимо соблюдать следующие основные требования: изолируемые поверхности должны быть тщательно очищены от грязи, ржавчины, пыли и просушены; во время атмосферных осадков место производства изоляционных работ должно быть надежно защищено от попадания влаги на изолируемые поверхности; при температуре ниже —25 °С выполнение изоляционных работ не допускается. Начатые работы должны быть полностью завершены в течение дня (смены).

Каждый слой покрытия следует проверять внешним осмотром по всей длине изолируемой поверхности газопровода. В слое покрытия не должно быть пропусков, трещин, сгустков, пузырей, расслоения и других дефектов.

Защитное покрытие труб проверяют: на берме траншеи внешним осмотром (толщина покрытия, равномерность слоя, прилипаемость, сплошность по всей трубе, отсутствие трещин, повреждений) и дефектоскопом (диэлектрическая прочность); в траншее (отсутствие повреждений при опускании). Места изоляции монтажных стыков проверяют на сплошность покрытия, отсутствие трещин.

Прилипаемость (адгезию) изоляционного покрова проверяют выборочно, но не менее чем через каждые 500 м длины газопровода с помощью адгезиметра или вырезкой под углом 45° двух сторон треугольника. В этом случае качество изоляции считается хорошим, если она отрывается кусочками без расслоения и часть ее остается на металле. Прилипаемость определяют по СТ СЭВ 983—78.

Толщину покрытия проверяют выборочно, но не менее чем через каждые 100 м с помощью магнитного (индукционного) толщиномера в четырех точках по окружности в каждом проверяемом месте. Отсутствие контакта между металлом трубы и грунтом проверяют прибором ИПИТ после присыпки газопровода слоем грунта, а после полной засыпки — прибором АНПИ.

Монтаж арматуры и фасонных частей. При монтаже газопроводов особое внимание следует уделять качеству применяемой запорной арматуры. На заводах-изготовителях арматуру проверяют на прочность и плотность. На центральных заготовительных заводах (ЦЗЗ) или в центральных заготовительных мастерских (ЦЗМ) монтажных организаций проверяют ревизию арматуры и испытание ее на герметичность затвора. При этом необходимо, чтобы: сальники у задвижек, вентилей и кранов были плотно набиты; уплотнительные поверхности затвора запорной арматуры были чистыми без царапин и забоин (дефекты, обнаруженные на уплотнительных поверхностях, должны быть устранены с последующей шлифовкой и притиркой); прокладки из бумажного картона были за-

менены на паронитовые; все пробковые краны имели ограничители поворота.

Испытания запорных устройств общего назначения (не предназначаемых для газовых сетей), устанавливаемых на газопроводах, производят при следующих давлениях (избыточных):

— для газопроводов низкого давления краны, на прочность и плотность — водой или воздухом давлением 2 кгс/см^2; на герметичность затвора сальниковых и прокладочных материалов — воздухом давлением $1{,}25p_р$; краны, рассчитанные на $p_р$ до 0,4 кгс/см^2, испытывают давлением 0,5 кгс/см^2;

— задвижки на прочность и плотность материала — водой давлением 2 кгс/см^2 с дополнительным испытанием на плотность — воздухом давлением 1 кгс/см^2; на герметичность затвора — заливкой керосина. При этом результаты испытаний должны соответствовать требованиям ГОСТ 9544—75 для арматуры первого класса герметичности;

— для газопроводов среднего и высокого давления краны на прочность и плотность — водой давлением $1{,}5p_{р.\,max}$, но не менее 3 кгс/см^2; на герметичность — воздухом давлением $1{,}25p_{р.\,max}$;

— задвижки и вентили на прочность и плотность — водой давлением $1{,}5p_{р.\,max}$, но не менее 3 кгс/см^2, с дополнительным испытанием на плотность воздухом с одновременной проверкой герметичности сальниковых и прокладочных уплотнений (в соответствии с ГОСТ 5762—74); на герметичность затвора — заливкой керосина. При этом результаты испытаний должны соответствовать требованиям ГОСТ 9544—75 для арматуры первого класса герметичности.

Для проверки задвижки на герметичность керосином одну сторону затвора окрашивают меловым раствором, которому дают просохнуть. Затем задвижку окрашенной стороной кладут вниз, на затвор с другой стороны наливают керосин. Если через час керосиновые пятна не будут обнаружены на окрашенной стороне диска, задвижка имеет достаточную герметичность. Для задвижек, устанавливаемых на газопроводах низкого давления, испытание достаточно проводить в течение 10 мин.

Фасонные части и детали газопроводов, изготовляемые в ЦЗЗ (ЦЗМ) или на площадке строительства, до установки их на место должны испытываться на плотность и

прочность по нормам, предусмотренным для газопроводов, на которых они будут смонтированы. Продолжительность испытаний определяется временем, необходимым для тщательного осмотра мест соединений. При этом падение давления не допускается. Результаты испытаний оформляют актами и указывают в паспортах, выдаваемых ЦЗЗ (ЦЗМ).

Располагать арматуру следует в местах, доступных для ее осмотра и ремонта. Направление стрелки на арматуре должно соответствовать направлению движения газа. Затяжку болтов фланцевых соединений и сальников следует производить монтажными ключами без дополнительных усилий.

Монтаж газового оборудования. Регуляторы давления, фильтры, предохранительные запорные клапаны, предохранительные сбросные устройства, горелки и другое газовое оборудование монтируют в соответствии с проектом, заводскими инструкциями и паспортами. До установки на место все оборудование следует проверить осмотром и очистить от консервирующей смазки.

При монтаже оборудования следует предусматривать: возможность доступа к нему, удобство обслуживания и ремонта; устройство площадок с лестницами, огражденными перилами, при расположении оборудования на высоте более 2 м; удобство крепления газопроводов.

Все типы ПЗК, за исключением ПКК-40 М, а также сбросной клапан ПСК-50 монтируют на горизонтальных участках газопровода так, чтобы мембрана находилась в строго горизонтальном положении. Все оборудование до соединения с газопроводом устанавливают на специальные подставки или кронштейны.

Импульсные трубки для газового оборудования и средств измерений следует прокладывать с плавными изгибами и располагать в местах, доступных для обслуживания. Длина и диаметр трубок должны соответствовать указаниям заводов-изготовителей. Присоединение трубок следует выполнять в соответствии с изложенным в разд. 2.5.

Во время монтажа шкафного ГРП плотность размещенного в нем оборудования и сборки не должна нарушаться, а после монтажа работы по подсоединению ГРП проверяют на плотность и прочность по действующим нормам. Если до монтажа шкафного ГРП или в процессе монтажа в его конструкцию вносится какое-либо изменение (например, врезка штуцера для присоединения манометра

или другого прибора, замена или ремонт оборудования и т. п.), то испытание ГРП производят в полном объеме в соответствии с действующими нормативами.

До монтажа горелок необходимо проверить соответствие их паспортных данных проекту, качество сварных швов, правильность выполнения газовыходных отверстий (число, шаг, диаметр, угол сверления, чистота), качество изготовления воздухонаправляющих устройств (число лопаток, угол установки), правильность направления крутки в горелках с завихрителями, наличие прокладок и уплотнений во фланцевых соединениях и разъемах, работоспособность шиберов (регистров) и устройств управления ими, наличие указателей положения шиберов и штуцеров для подключения средств измерений. Газовыходные отверстия горелок должны быть прочищены и продуты воздухом.

Монтаж горелок, изготовление стабилизаторов горения (щели, туннели, керамические горки и т. п.), окна и люки для разжигания горелок и наблюдения за горением должны быть выполнены в соответствии с указаниями проекта и инструкций по монтажу. Устанавливать горелки на место разрешается при условии очистки внутренних и наружных поверхностей нагрева котла, проверки состояния футеровки топки, торкрета поверхностей, обращенных в топку.

Между горелкой и фронтовой плитой, а также между плитой и обмуровкой котла следует прокладывать асбестовые листы с целью устранения подсоса (или выбивания) воздуха. При заделке в обмуровку пространство между горелкой и обмуровкой уплотняется асбестовым шнуром, а со стороны топки прокладывается шамотный раствор. Присоединяемые к горелке газопровод и воздуховод не должны иметь перекосов.

Монтаж систем автоматики. Разрешается начинать при полной строительной готовности помещения и мест размещения приборов автоматизации, о чем составляется акт. Приборы и средства автоматизации до передачи в монтаж должны пройти предмонтажную проверку, проводимую заказчиком или организацией, которая будет выполнять их наладку. Предмонтажная проверка представляет собой комплекс работ по определению соответствия основных технических характеристик приборов данным, приведенным в паспортах и инструкциях заводов-изготовителей, а также соответствия этих приборов проекту.

Во время монтажа систем автоматизации проверяют: правильность прокладки электрических и трубных проводок (соответствие их проекту, доступность для обслуживания); прочность и плотность соединений проводок; правильность монтажа и результаты испытаний электрических цепей (сопротивление изоляции, фазировка силовых линий и линий питания), установку и крепление щитов, пультов и средств автоматизации; правильность ввода в них трубных и электрических проводок; заземление щитов, пультов и средств автоматизации; правильность установки первичных преобразователей, приборов и средств автоматизации; актируют скрытые работы.

Производственная документация, оформляемая при монтаже, наладке и приемке систем автоматизации, приведена в СНиП 3.05.07—85.

7.4. ИСПЫТАНИЕ И ПРИЕМКА СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Испытание газопроводов. Все виды газопроводов, газовое оборудование и арматура после окончания монтажа подлежат испытанию на прочность и плотность. Испытания проводит строительно-монтажная организация в присутствии лица, осуществляющего технический надзор, и представителя газосбытовой организации. Допускается проведение испытаний на прочность без участия технадзора и представителя газосбытовой организации при условии предварительного их уведомления.

Испытаниям наружных (подземных и надземных) газопроводов должны предшествовать продувка их сжатым воздухом для очистки от окалины, влаги и загрязнений. Если способ выполнения продувки ППР не предусмотрен, то условия ее проведения определяет строительно-монтажная организация по согласованию с лицом, осуществляющим технический надзор. Полости труб внутренних газопроводов котельных и ГРП (ГРУ) очищаются заблаговременно до их монтажа.

Испытывают газопроводы на прочность и плотность воздухом при условии осуществления мероприятий, обеспечивающих безопасность проведения испытаний. Мероприятия разрабатывает строительно-монтажная организация и согласовывает с лицом, осуществляющим технический надзор. Испытания газопроводов водой можно проводить только при возможности полного удаления воды из всех участков испытываемого газопровода.

Во время проведения испытаний газопроводов на прочность воздухом необходимо: установить охранную зону от бровки траншеи и торцов испытываемого газопровода шириной не менее 7 м, а вдоль этой зоны установить посты наблюдения, обеспечивающие обзор всей трассы; компрессор и манометр, по которому ведется наблюдение за давлением, расположить вне охранной зоны; осмотр газопровода производить при снижении испытательного давления.

При испытаниях газопроводов давлением до 0,1 кгс/см² для контроля следует применять манометры с водяным заполнением, а свыше 0,1 кгс/см² — с ртутным заполнением (типа ДТ-50), образцовые или пружинные манометры точных измерений. При испытательном давлении свыше 1 кгс/см² на прочность следует применять пружинные манометры класса не ниже 1,5, а на плотность — образцовые или дифманометры. Цена деления прибора не должна быть больше значения допустимого падения давления, а испытательное давление должно находиться в пределах 1/2—2/3 шкалы.

Подземный газопровод на прочность испытывают после укладки его в траншею. Допускается испытывать на прочность газопроводы низкого и среднего давления с изолированными и присыпанными стыками, сваренными в траншее, при соблюдении одного из следующих условий: проверки стыков физическими методами контроля, испытания газопровода на бровке траншеи до изоляции стыков; испытания газопровода давлением не менее 6 кгс/см².

Наружные газопроводы, а также газопроводы и оборудование ГРП (ГРУ) испытывают с соблюдением следующих норм.

Давление в газопроводе, кгс/см²	Испытательное давление, кгс/см² на прочность	на плотность
До 0,05	3	1
Более 0,05 до 3	4,5	3
» 3 до 6	7,5	6
» 6 до 12	15	12

Время испытания на прочность газопроводов подземных, надземных и ГРП (ГРУ) должно составлять не менее 1 ч. Видимое падение давления по манометру не допускается. Обнаруженные дефекты должны быть устранены до испытания на плотность.

На плотность подземные газопроводы испытывают 24 ч, надземные — 0,5 ч. Допустимое падение давления для газопроводов с постоянным диаметром, мм рт. ст., определяют по формуле:

$$\Delta p_д = 150T/D_{вн}. \quad (7.1)$$

Для газопровода, имеющего участки различных диаметров,

$$D_{вн} = \frac{d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \cdots + d_n^2 l_n}{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \cdots + d_n l_n}, \quad (7.2)$$

где $D_{вн}$ — внутренний диаметр газопровода, мм; d_1, d_2, ..., d_n — внутренние диаметры участков газопровода, м; l_1, l_2, ..., l_n — длины участков газопровода, м, соответствующие диаметрам (см. СНиП 3.05.02—88. Газоснабжение).

Фактическое падение давления в газопроводе за время испытания, мм рт. ст.,

$$\Delta p_ф = (H_1 + B_2) - (H_2 + B_2), \quad (7.3)$$

где H_1 и H_2 — показания манометра в начале и в конце испытания, мм рт. ст.; B_1 и B_2 — показания барометра в начале и в конце испытания, мм рт. ст.

До снятия показания манометра подземный газопровод должен быть выдержан под испытательным давлением для выравнивания температур воздуха и грунта: при диаметре до 300 мм — 6 ч, от 300 до 500 мм — 12 ч, более 500 мм — 24 ч.

Вводы к зданиям газопроводов низкого давления с D_y до 100 мм при раздельном строительстве с распределительным газопроводом испытывают: на прочность — давлением 1 кгс/см²; на плотность — давлением 1000 мм вод. ст.; допустимое падение давления 5 мм вод. ст. за 1 ч.

Газопроводы и оборудование ГРП (ГРУ) испытывают на прочность и плотность по приведенным выше нормам в границах от входного до выходного запорных устройств совместно с обводной линией, с отключенным регулятором и головкой ПЗК. Нормы испытательных давлений при этом принимаются по давлению газа на высокой стороне. При испытаниях по частям нормы испытательных давлений следует принимать отдельно по давлению газа перед регулятором и за ним.

Длительность испытания газопроводов ГРП (ГРУ) независимо от давления при испытании должна быть не

менее 12 ч. Допустимое падение давления 1 % от начального абсолютного давления. Для удобства проведения испытания время его проведения можно увеличить до 24 ч, но падение давления в этом случае должно быть не более 2 % от первоначального.

После испытания на плотность наладочной или эксплуатационной организацией должно быть проведено повторное испытание газопроводов ГРП (ГРУ) на плотность с включенными регуляторами, пилотами, головками предохранительных запорных клапанов, импульсными трубками и средствами измерений на выходное давление, указанное в паспорте регулятора. Длительность испытания 1 ч, падение давления не допускается. Результаты испытаний газопроводов ГРП (ГРУ) на прочность и плотность заносятся в журналы производства работ и соответствующие строительные паспорта.

Внутренние газопроводы испытывают на прочность и плотность с соблюдением следующих норм давления:

Давление в газопроводе, кгс/см²	Испытательное давление, кгс/см² на прочность	на плотность	Допускаемое падение давления при испытании на плотность
До 0,05	1	1000 мм вод. ст.	60 мм вод. ст.
Более 0,05 до 1	2	1	1,5 %
» 1 до 3	4,5	3	По формулам (7.4), (7.5)
» 3 до 6	7,5	$1{,}25p_р$, но не более 6	То же
» 6 до 12	15	$1{,}25p_р$, но не более 12	»

До начала испытания проверяют: состояние и работоспособность запорных устройств; крепление газопроводов, трубопроводов продувочных и безопасности, импульсных линий; наличие металлических заглушек на газопроводах, не подлежащих включению; правильность присоединения средств измерений и автоматики и отключение тех из них, которые не рассчитаны на испытательное давление.

Длительность испытания внутренних газопроводов низкого давления на прочность не регламентируется и должна быть достаточной для выявления дефектных мест, а для газопроводов среднего и высокого давления это время определено в 1 ч. Видимого падения давления (по манометру) не допускается. Обнаруженные дефекты должны быть устранены до испытания на плотность.

Длительность испытания на плотность газопроводов всех давлений должна быть не менее 1 ч. Испытания следует начинать после выравнивания температуры воздуха в газопроводе и в помещении. Для газопроводов с давлением более 1 кгс/см² допустимое давление (в процентах к начальному испытательному давлению) определяют по формуле

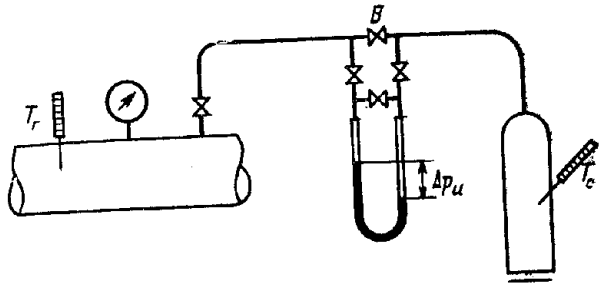


Рис. 7.1. Схема присоединения дифманометра для измерения падения давления при испытании газопроводов среднего и высокого давления.

$$\Delta p = 50/D_{вн}. \qquad (7.4)$$

Если испытываемый газопровод состоит из участков труб разных диаметров, то вместо $D_{вн}$ принимают $D_{ср}$:

$$D_{ср} = \frac{d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \cdots + d_n^2 l_n}{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \cdots + d_n l_n}. \qquad (7.5)$$

В случаях, когда температура воздуха за время испытаний (1 ч) изменилась, фактическое падение давления можно определить по формуле, %,

$$\Delta p_ф = 100\left(1 - \frac{p_к T_н}{p_н T_к}\right), \qquad (7.6)$$

где $p_н$, $p_к$ и $T_н$, $T_к$ — абсолютное давление и температура в газопроводе в начале и конце испытания, кгс/см².

В случаях, когда значение допустимого падения давления меньше цены деления манометра, можно применять схему измерения, показанную на рис. 7.1. К испытываемому газопроводу присоединяют дифманометр и контрольный сосуд, в качестве которого может быть использован заваренный с обеих сторон отрезок трубы. Контрольный сосуд, соединительные трубки и разъединительный игольчатый вентиль B должны быть абсолютно плотными.

При заполнении газопровода воздухом все запорные устройства должны быть открыты, давление в газопроводе и контрольном сосуде будет одинаковым. При дости-

жении испытательного давления вентиль B (тип П32208, исполнение 5, ∅ 15 мм) и уравнительный вентиль дифманометра закрывают, и ртуть в трубках прибора будет на одном уровне. Если в газопроводе будут утечки, то столбик ртути со стороны газопровода поднимется. Разность уровней будет соответствовать $\Delta p_и$, а

$$\Delta p_ф = \Delta p_и + p_{изб}\left(1 - \frac{T_к^с T_н^г}{T_н^с T_к^г}\right), \qquad (7.7)$$

где $p_{изб}$ — избыточное (испытательное) давление воздуха в газопроводе, кгс/см^2; $T_н^с$, $T_к^с$ — температура воздуха в начале и конце испытаний в контрольном сосуде, К; $T_н^г$, $T_к^г$ — то же, в газопроводе, К.

После испытания газопровода, не снимая давления в нем, проверяют герметичность промежуточной арматуры от рабочих запорных устройств перед горелками до запорного устройства на вводе. Для этого закрывают запорное устройство, установленное перед рабочим запорным устройством (по ходу газа), и по манометру проверяют давление в газопроводе. При отсутствии падения давления аналогично последовательно проверяют остальные запорные устройства.

Результаты проверки считают удовлетворительными, если при давлении, равном испытательному на плотность, в течение 5 мин не наблюдается падения давления.

Участки газопроводов, где подключены средства измерения и автоматики, испытывают давлением, предусмотренным инструкциями заводов-изготовителей, но не менее 0,05 кгс/см^2. Падение давления не должно наблюдаться в течение 5 мин.

Простукивать швы, подтягивать болты и устранять выявленные дефекты на всех газопроводах, находящихся под давлением, при испытаниях запрещается. Присоединять или отсоединять компрессор от испытываемого газопровода разрешается только при снижении давления до атмосферного.

После проверки на герметичность промежуточной арматуры проверяют проходимость газового коллектора котлов, трубопроводов продувочных и безопасности запальников и горелок при рабочем давлении воздуха в газопроводе. Для проверки проходимости продувочного трубопровода коллектора приоткрывают кран на продувку

и проверяют давление по манометру, установленному перед одним из котлов. Если наблюдается падение давления, значит, проходимость обеспечена и кран на продувку необходимо закрыть. Аналогично проверяют проходимость на запальники и горелки.

Приемка систем газоснабжения. Объекты производственного назначения сметной стоимостью 3 млн. руб. и выше, а также особо важные объекты жилищно-гражданского назначения принимаются государственными комиссиями. Приемку систем газоснабжения котельных осуществляют рабочие комиссии, назначаемые приказом руководителя предприятия или организации заказчика. В состав комиссии входят представители: заказчика (председатель комиссии, лицо, осуществляющее технический надзор, ответственный за газовое хозяйство); проектной организации; генерального подрядчика и субподрядчиков; газосбытовой организации; органов государственного надзора; технической инспекции профсоюза; других заинтересованных (специализированных) организаций — по решению заказчика.

Комиссии создают не позднее 5 дней после получения письменного извещения генерального подрядчика о готовности объекта (оборудования) к приемке. О дне и месте приемки местные органы госгортехнадзора извещаются заказчиком не менее чем за 5 дней, госгазнадзора — за 10 дней, а остальные организации — за 2 дня.

Строительно-монтажная организация представляет комиссии следующую документацию:

— разрешение местного органа госгортехнадзора на право монтажа систем газоснабжения;

— перечень организаций, участвовавших в выполнении соответствующих видов работ, с указанием фамилий ИТР, ответственных за выполнение этих работ;

— комплект рабочих чертежей проекта с надписями лиц, ответственных за производство работ, свидетельствующими о соответствии выполненных работ этим чертежам или внесенным в них проектной организацией изменениям; план и профиль подземного газопровода в трех экземплярах, один из которых на кальке;

— паспорта на оборудование и арматуру диаметром свыше 100 мм, паспорта и акты на изделия, узлы и детали, отводы, фланцы, переходы, гильзы, изготовленные в ЦЗМ;

— копии сертификатов на отводы, переходы, тройники, фланцы заводского изготовления; паспорта или справки на прокладочные и уплотнительные материалы;

— акты на ревизию запорной газовой арматуры, прошедшей проверку сальников и прокладок, испытания на герметичность;

акты испытания на прочность и плотность арматуры общего назначения, установленной на газопроводах;

— строительные паспорта подземного газопровода; надземного газопровода; ввода газопровода низкого давления диаметром до 100 мм; ГРП (ГРУ); внутрицехового газопровода; паспорта на горелки, газовое оборудование, системы автоматики;

— копии удостоверения сварщиков или списки сварщиков, участвовавших в сварке газопроводов, с указанием номеров их удостоверений и клейм; протоколы механических испытаний вырезанных контрольных образцов (стыков), заключение о качестве стыков газопроводов, проверенных физическими методами контроля; схему сварных стыков подземных газопроводов в трех экземплярах, один из них на кальке;

— акт индивидуального опробования дымососов и вентиляторов, устройств вентиляции; акт на установку взрывных клапанов, на устройство молниезащиты и заземления, взрывобезопасного освещения (при необходимости); акт испытания устройств сигнализации и автоматизации;

— акты приемки строительно-монтажных работ по устройству электрозащитной установки; ГРП (ГРУ) — в эксплуатацию; наружного газопровода; электрозащитной установки в эксплуатацию.

Перечисленная исполнительно-техническая документация после окончания работы комиссии передается по описи и хранится у заказчика.

Акты освидетельствования скрытых работ, промежуточной приемки отдельных конструкций и устройств, индивидуального опробования и испытания смонтированного оборудования, устройств и газопроводов, журналы производства работ и авторского надзора, а также сертификаты или другие документы, удостоверяющие качество материалов, примененных при производстве работ, хранятся в строительно-монтажной организации и представляются комиссии для проверки в случае необходимости.

Заказчик представляет комиссии следующие документы:

— копии приказов о создании рабочей комиссии, о назначении лица, осуществляющего технический надзор на данном объекте, и копию его удостоверения; о назначении ответственного за газовое хозяйство котельной;

— комплект утвержденной, согласованной и зарегистрированной проектно-сметной документации, с приложенными к нему основаниями для проектирования и согласованиями отступлений от проекта;

— паспорт ШРУ (если он имеется в системе газоснабжения котельной);

— паспорта котлов, подлежащих регистрации, с записями представителя местного органа госгортехнадзора в книге о возможности их эксплуатации на газовом топливе;

— акт приемки в эксплуатацию вспомогательного оборудования;

— техническое заключение о возможности эксплуатации котлов с избыточным давлением не выше 0,7 кгс/см²;

— акт проверки исправности и очистки газоходов, составленный трубочистным мастером 1-й категории в одном экземпляре по одной из форм, разработанных Всесоюзным добровольным обществом (форма № 1 при переводе на газовое топливо, форма № 4-э в период эксплуатации);

— акты приемки расходомерной диафрагмы, приемки систем автоматики в эксплуатацию (с приложениями); измерения заземления контура дымовой трубы; о наличии гидрозатворов в системе канализации котельной.

Все предъявленные комиссии документы должны быть пронумерованы и включены в общий перечень. После проверки документации рабочая комиссия производит наружный осмотр: надземных и внутренних газопроводов; всех сооружений подземных газопроводов, выходящих на поверхность земли; газовых горелок; систем автоматики и средств измерений; вспомогательного оборудования (тягодутьевых машин, электроснабжения, отопления, вентиляции, связи и т. д.). При осмотре необходимо определить соответствие всех выполненных работ проекту и требованиям действующих нормативных документов, выявить дефекты монтажа, а также проверить действие вспомогательного оборудования.

Комиссии представляется право проверки любых участков газопроводов разборкой, просвечиванием или вырезкой стыков, а также путем проведения повторных испытаний на плотность. Результаты деятельности рабочей комиссии оформляются актом. Если принятая система газоснабжения не была введена в эксплуатацию в течение 6 мес со дня последнего испытания на плотность, то до ввода в эксплуатацию газопроводы и газовое оборудование должны быть повторно испытаны на плотность и проверены состояние газоходов, комплектность и исправность газового оборудования, арматуры, средств измерений и автоматики, устройств защиты от коррозии. Испытания проводит заказчик в присутствии представителя газосбытовой организации.

7.5. ВВОД СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Подготовка к приему газа. За подготовку к приему газа, а в дальнейшем — за эксплуатацию системы газоснабжения котельной несет ответственность инженерно-тех-

нический работник, прошедший специальную подготовку (разд. 7.3).

К организационным мероприятиям по приему газа относятся:

— обучение и аттестация всего персонала; обеспечение персонала инструментом, средствами личной защиты и приборами контроля загазованности воздушной среды; обеспечение рабочих мест стендами и плакатами по технике безопасности;

— подготовка эксплуатационной документации по обслуживанию газопроводов, газового оборудования и котлов (графики планово-предупредительных осмотров и ремонтов, журналы, ведомости, паспорта ГРП и подземного газопровода и т. п.);

— заключение договора на получение газа.

До пуска газа необходимо выполнить следующие работы:

— очистку ко́веров и колодцев от льда и мусора, откачку воды; изготовление крюков для открытия крышек колодцев; изготовление и проверку торцевых ключей для открытия задвижек, расположенных в колодцах, с поверхности земли; установку недостающих настенных указателей расположения устройств на подземных газопроводах;

— набивку сальников, смазку штоков задвижек и вентилей; нанесение на арматуру нумерации, принятой в схеме газопроводов, и указателей направления вращения штурвалов; установку накидных ручек на краны;

— укомплектование помещения ГРП противопожарными средствами и нанесение предупредительных надписей «Огнеопасно—газ»;

— подготовку тройника, ручного воздушного насоса и двухтрубного манометра для предварительной настройки и периодической проверки ПЗК и ПСУ на указанные в проекте пределы; подсоединение компрессора для проведения контрольной опрессовки газопроводов;

— проверку наличия и срока действия клейма госповерителя на регистрирующих приборах в узле измерения расхода газа, а в случае установки ротационного счетчика (РГ) — его расконсервации; установку и проверку средств измерений (приборы, имеющие просроченные клейма госповерителя, подлежат замене);

— проверку коммутации щитов автоматики, опробование ее систем, предварительную настройку датчиков

автоматики безопасности на параметры отключения, указанные в проекте;

— установку заглушек за запорными устройствами на газопроводах, не подготовленных к пуску котлов, отсоединение (глушение) продувочного и трубопровода безопасности этих котлов.

Предпусковые работы по осмотру газопроводов, настройке предохранительных клапанов, проверке регуляторов давления газа, расконсервации счетчиков, апробированию автоматики и проверке средств измерений, как правило, выполняются под руководством представителей специализированных организаций. До начала работ следует детально ознакомиться с проектом, исполнительно-технической документацией, паспортами оборудования и производственными инструкциями.

При осмотре трассы подземных газопроводов проверяют наличие и состояние ко́веров, наличие настенных указателей и правильность обозначенных на них расстояний до подземных сооружений, состояние колодцев, правильность установки и исправность компенсаторов и запорной арматуры, качество изготовления изолирующих фланцев. По трассе газопровода должна быть выделена свободная полоса шириной не менее 2 м в каждую сторону.

У надземных газопроводов проверяют расстояния до стен зданий и различных сооружений, высоту прокладки и соблюдение уклонов, качество изготовления креплений, правильность расположения опор, исправность арматуры. При осмотре внутренних газопроводов проверяют: достаточность расстояний между газопроводами и внутренними коммуникациями, правильность подключения и выполнения продувочных и импульсных трубопроводов, качество креплений газопроводов, правильность монтажа и исправность арматуры, качество окраски, удобство обслуживания и возможность ремонта.

У кранов проверяют соответствие рисок положению прорезей пробок, наличие ограничителей поворота. Все краны должны иметь накидные ключи с длиной ручки не более шести диагоналей квадрата пробки крана. Задвижки с невыдвижным шпинделем должны иметь указатели открытия. Арматура должна легко открываться и закрываться. Шпиндели задвижек должны вращаться спокойно, без биения. Указанные на корпусе арматуры условный диаметр и давление должны соответствовать

данным проекта, а направление потока среды должно совпадать с направлением стрелки на ее корпусе.

При осмотре взрывных клапанов проверяют их размеры, правильность размещения, состояние мембран и наличие защитных ограждений. Разрушенные мембраны заменяют новыми и устанавливают недостающие ограждения.

При осмотре горелок выявляют: правильность расположения, исправность и работоспособность подвижных элементов горелок и достаточность расстояний от горелок или арматуры до стен и оборудования, правильность подключения газопроводов, воздуховодов, надежность креплений, правильность присоединения датчиков систем автоматического регулирования и безопасности.

Проверяют плотность воздуховодов и газоходов, наличие и работоспособность шиберов, устройств дистанционного управления шиберами. Проверяют наличие трубок для отбора проб продуктов сгорания.

На тягодутьевых машинах проверяют: размер зазоров между входными воронками и рабочими колесами, правильность установки лопаток ротора и направляющих аппаратов, отсутствие заедания вала ротора; плотность прилегания лопаток направляющих аппаратов при их открытии и закрытии.

До проверки работоспособности газового оборудования необходимо убедиться в правильности присоединения импульсных трубок, в наличии на них запорной арматуры и соответствии ее проекту, в наличии дросселей и в правильности их диаметров.

Работоспособность газового оборудования можно проверить сжатым воздухом от источника, обеспечивающего подачу не менее минимальной пропускной способности регулятора, и под давлением не более указанного в проекте. Сжатый воздух подают во входной газопровод ГРП (ГРУ). Для проверки открывают продувочную свечу за ГРП (ГРУ), запорную арматуру на импульсных трубках и включают в работу оборудование. Имитируя повышение или понижение давления за регулятором, проверяют стабильность его работы, а также срабатывание на установленных пределах ПЗК и ПСУ. Эта проверка позволяет также убедиться в проходимости импульсных трубок и установленной на них арматуры.

Регуляторы типа РД, $D_у$ 32 и $D_у$ 50 работают устойчиво без колебания выходного давления. Регуляторы

типа РДС, РДУК, РДБК работают неустойчиво, если на регуляторе резко меняется перепад давления. Поэтому эти регуляторы следует проверять при наиболее неблагоприятных условиях, т. е. при минимальном расходе воздуха (или газа, если проверка ведется газом) минимальным выходным и максимальным входным давлениями.

Если при проверке наблюдается колебание выходного давления, то следует наладить регулятор так, чтобы при проведении пусконаладочных работ в котельной требовалась минимальная его поднастройка.

Осмотром ротационных счетчиков определяют правильность их монтажа, а также возможность нормального обслуживания и ремонта. Из коробок шестерен и редукторов вывертывают пробки для заливки масла, демонтируют фильтр-ревизию и удаляют фильтрующую сетку перед счетчиком. Для расконсервации счетчика роторы, коробки шестерен и редуктор промывают керосином, который заливают в верхнюю горловину счетчика, а удаляют через штуцер, расположенный в нижней части выходного патрубка, и через спускные пробки. При промывке роторы поворачивают специальной ручкой или деревянной палочкой. После окончания промывки коробки шестерен и редуктор заполняют маслом, указанным в паспорте. В дифманометр счетчика заливают подкрашенную воду.

При измерении расхода газа по перепаду давления необходимо проверить: правильность установки диафрагм; наличие и размеры прямых (успокоительных) участков газопровода перед диафрагмой и за ней; правильность расположения и присоединения уравнительных и разделительных сосудов; состояние дифманометра [13].

Присоединение к действующему газопроводу. Присоединение (врезка под газом) вновь построенного газопровода к городскому распределительному газопроводу разрешается при наличии акта о его приемке. Работа выполняется специализированным подразделением газосбытовой организации по заявке владельца котельной.

Подготовка к проведению работ по присоединению нового газопровода включает:

— проверку наличия технической документации, паспорта и исполнительных чертежей, а также проверку состояния газопровода и установленного на нем оборудования, устройств по электрохимической защите от коррозии;

— составление и утверждение ответственным лицом газосбытовой организации плана организационно-технических мероприятий и эскиза (схемы) узла присоединения;

— обеспечение необходимым количеством оборудования, материалов и инвентаря, защитных, спасательных и противопожарных средств и средств по оказанию первой помощи при несчастных случаях.

Присоединение построенного газопровода к действующему должно проводиться, как правило, с последующим пуском газа. Если после присоединения пуск газа не производился, то в конце присоединенного газопровода за запорным устройством (по ходу газа) устанавливают заглушку. Вводы в здания должны быть отсоединены от внутренних газопроводов.

До пуска газа газопроводы подвергаются контрольной опрессовке воздухом. Наружные газопроводы (подземные и надземные) подлежат опрессовке давлением 2000 кгс/м^2. Падение давления за 1 ч не должно превышать 10 кгс/м^2. При наличии гидрозатвора в качестве запорного устройства давление при опрессовке 400 кгс/см^2. Падение давления не должно превышать 5 кгс/м^2 за 10 мин.

Газопроводы и оборудование ГРП (ГРУ) в границах от входного до выходного запорного устройства, а также внутренние газопроводы котельной от рабочего запорного устройства перед горелками подвергают опрессовке давлением 1000 кгс/м^2. Падение давления не должно превышать 60 кгс/м^2 за 1 ч. Результаты контрольной опрессовки вносятся в акт пуска и в наряд на газоопасные работы по пуску газа.

Присоединение под газом новых газопроводов к действующим внутри зданий и помещений не разрешается. Работы должны выполняться при условии отключения действующего газопровода и продувки его воздухом или инертным газом (азотом).

Первичный пуск газа допускается только при наличии разрешения местного органа госгазнадзора, выдаваемого после обследования объекта инспектором и выдачи им соответствующего заключения. Для получения разрешения необходимо не менее чем за 10 дней вызвать инспектора, которому предъявляется документация, перечисленная в Общесоюзном руководящем документе Главгосгазнадзора СССР (ОРД2—87) «Порядок получения разрешения органов госгазнадзора на пуск газа на установки для проведения пусконаладочных работ и режимно-наладочных испытаний и на промышленное потребление газа».

Разрешение на пуск газа для проведения наладочных работ выдается в письменном виде в двух экземплярах: один — владельцу котельной, другой — газосбытовой организации.

Разрешение на пуск газа для промышленной эксплуатации выдается местным органом госгазнадзора после окончания наладочных работ, обследования и заключения инспектора о качестве проведенных работ и готовности оборудования к эффективному использованию газового топлива.

Пуск газа является газоопасной работой и его следует проводить в светлое время суток. Заглушку, отделяющую подключаемый газопровод от действующего, удаляют при полной готовности котельной к приему газа. Удаляет заглушку специально подготовленный персонал предприятия по наряду на газоопасные работы в присутствии представителя газосбытовой организации. До удаления заглушки необходимо осмотреть газопроводы и проверить исправность газового оборудования.

Заполнение газопроводов начинают с продувки его газом для вытеснения воздуха. Газопроводы высокого и среднего давления следует продувать при давлении газа не более 0,05 кгс/см^2 (при небольших скоростях движения газовоздушной смеси). Это предохранит от перемещения внутри газопровода окалины и других твердых частиц и от искрообразования. Давление газа регулируют запорным устройством, установленным в начале заполняемого участка, а удаляют газовоздушную смесь через стационарные или временные продувочные трубопроводы, расположенные перед запорным устройством в конце заполняемого участка. Чтобы обеспечить непрерывность продувки, сначала открывают кран продувочного трубопровода следующего участка газопровода, а затем закрывают кран продувочного трубопровода заполненного газом участка.

Не допускается оставлять незаполненные газом участки газопроводов, а также выпускать газовоздушную смесь в места, где она может попасть в здания или воспламениться от источников огня. Для предохранения узла измерения расхода газа от засорения продувку ведут через его обводную линию.

Длительность заполнения отдельных участков зависит от протяженности и диаметра газопровода. Заполнение конечного участка проверяют анализом пробы газа на кислород, содержание которого не должно превышать 1 %. Пробы отбирают из пробного крана продувочного трубопровода или запальника котла. Применяют также «огневую» проверку пробы, которую отбирают в стальной стакан, повернутый вверх дном. Пробу следует вынести из помещения и поджечь. Спокойное горение указывает, что газопровод заполнен газом, а горение с хлопком — на заполнение его газовоздушной смесью.

После заполнения газопровода повышают давление газа в нем до рабочего и кратковременно продувают его для удаления пыли и влаги. Демонтируют временные продувочные трубопроводы, с помощью мыльной эмульсии проверяют соединения на газопроводах и выявляют утечки.

При подготовке ГРП (ГРУ) для работы на газе открывание запорных устройств и подготовку оборудования к пуску ведут «от конца к началу» по ходу газа:

— проверяют, открыт ли кран продувочного трубопровода за регулятором. Если в схеме обвязки такой трубопровод отсутствует, то проверяют, открыт ли кран ближайшего продувочного трубопровода и запорные устройства по ходу газа к нему;

— при наличии счетчика открывают его запорные устройства и закрывают запорное устройство на байпасе счетчика;

— проверяют, открыто ли запорное устройство на ПСУ;

— открывают краны на показывающий и самопишущий манометры за регулятором;

— проверяют, открыты ли, или открывают краны на импульсных трубках регулятора и запорное устройство за ним;

— вводят в зацепление рычаги ПЗК (открывают клапан для прохода газа);

— проверяют, открыты ли, или открывают краны на показывающий и самопишущий манометры перед регулятором.

По указанию и в присутствии представителя газосбытовой организации удаляют заглушку перед ГРП (ГРУ), если она имеется, медленно открывая входное запорное устройство. Убедившись по входному манометру в наличии давления, медленно приоткрывают запорные устройства байпаса до появления выходного давления, равного 0,05 кгс/см^2 для газопроводов среднего давления и рабочему давлению для газопроводов низкого давления. В течение 1—2 мин производят продувку газопровода через дальний продувочный трубопровод, после чего приступают к настройке оборудования на газе. Для этого необходимо:

— увеличить выходное давление газа запорными устройствами байпаса до давления срабатывания ПСУ и при необходимости произвести его поднастройку. Затем понизить выходное давление до рабочего и проверить плотность по отсутствию выхода газа из сбросного трубопровода ПСК; после проверки отключить ПСУ;

— открыть кран на импульсной линии ПЗК и ввести молоточек в зацепление. Понижая, а затем увеличивая задвижками байпаса давление газа, проверить срабатывание ПЗК от понижения и повышения давления газа. Если требуется, то произвести корректировку настройки ПЗК методом, описанным выше.

После проверки настройки ПЗК нужно закрыть запорные устройства байпаса и открыть запорное устройство ПСУ; при этом молоточек ПЗК должен быть выведен из зацепления, кран на его импульсной трубке закрыт, а рычаги должны быть сцеплены.

Для включения регулятора необходимо медленно открыть запорные устройства технологической линии и, вворачивая регулировочный стакан пилота, довести давление газа до рабочего. Затем открывают кран на импульсной трубке ПЗК и вводят молоток в зацепление. В случае появления пульсации выходного давления увеличивают расход газа открытием дополнительного продувочного трубопровода. Если пульсация не исчезнет, то необходимо выключить регулятор, для чего закрыть задвижку перед регулятором, вывернуть регулировочный стакан пилота и рассоединить рычаги ПЗК (закрыть клапан). Разобрать регулятор и пилот, выявить и устранить причину нестабильной работы. Причинами нестабильной работы регулятора, кроме малого расхода газа, могут быть несоответствие диаметра дросселей, слабая жесткость пружины или большой ход плунжера пилота, близкое расположение и неправильная врезка импульсных трубок.

После устранения неисправностей в работе регулятора производят его пуск в указанной выше последова-

тельности. Для проверки плотности закрытия регулятора прекращают расход газа. Если выходное давление увеличилось не более чем на 10 % от установленного, значит, плунжер плотно перекрыл седло.

Проверку плотности закрытия ПЗК производят следующим образом. При работающем на продувочный трубопровод регуляторе выключают из работы ПЗК и после снижения давления газа до нуля закрывают кран на продувочном трубопроводе. Отсутствие повышения давления за регулятором в течение 5 мин свидетельствует о плотности закрытия ПЗК.

После проведения проверок ГРП (ГРУ) включают в работу. Нужно убедиться в том, что запорное устройство на вводе открыто полностью, ПЗК включено, открыты запорные устройства на импульсных трубках, пружина пилота (а в беспилотных регуляторах — пружина регулятора) находится в свободном состоянии. Нагружая эту пружину, устанавливают за регулятором требуемое давление.

После пуска ГРП (ГРУ) проверяют плотность соединений газопроводов и арматуры мыльной эмульсией. Ввод ГРП (ГРУ) в эксплуатацию оформляют актом.

7.6. ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Подготовительные работы. Основными этапами подготовки к проведению пусконаладочных работ после монтажа котла являются: сушка обмуровки, химическая очистка поверхности нагрева, паровое (для паровых котлов) и комплексное опробование. До начала указанных работ должны быть укомплектованы штаты, эксплуатационный персонал обучен и проэкзаменован на право обслуживания котлов; обеспечено бесперебойное снабжение топливом, водой, электроэнергией, материалами, инструментами и запасными частями; составлены и выданы на рабочие места производственные инструкции и технологические схемы; заготовлены формы эксплуатационной документации; получено разрешение комиссии на проведение комплексного опробования.

Пуску газа к котлам должна предшествовать контрольная проверка на плотность запорных устройств газопроводов котлов, продувочных трубопроводов и трубопроводов безопасности, импульсных трубок. После контрольной проверки закрывают запорные устройства на

газопроводах неработающих котлов, за исключением кранов трубопроводов безопасности.

Наружным осмотром котла, экономайзера и воздухоподогревателя проверяют состояние обмуровки и изоляции, исправность гарнитуры и взрывных клапанов, лестниц и площадок. Обнаруженные в обмуровке трещины и неплотности заделывают, а разрушенные участки изоляции восстанавливают.

Лазы, расположенные в зоне высоких температур и не имеющие защитных экранов, закладывают стенкой в 1/2 кирпича на растворе, а лишние лючки и отверстия заделывают пробками из шамотного кирпича и асбеста. В уплотнительные канавки крышек лазов, лючков и гляделок закладывают асбестовый шнур, восстанавливают их неисправные запирающие устройства (щеколды) и плотно закрывают крышки.

Для обеспечения надежного пуска котла необходимо: проверить наличие, состояние и правильность подключения средств измерений; проверить коммутацию щитов автоматики, опробовать ее системы и произвести предварительную настройку датчиков на указанные в проекте параметры; подготовить к работе ЗЗУ, автоматику питания котла и проверить действие дистанционного управления регулирующими органами расхода газа (разд. 6.3), направляющими аппаратами дымососа и вентилятора.

Пуск котла, подведомственного органам госгортехнадзора, допускается после приемки газопроводов и газового оборудования, оформленной актами рабочей комиссии, при условии регистрации (освидетельствования) котла и при наличии разрешения инспектора котлонадзора, записанного в шнуровой книге котла. Котел, не регистрируемый в местных органах госгортехнадзора, растапливают по письменному распоряжению лица, ответственного за его безопасную эксплуатацию. Пуск любого котла ведется по распоряжению и под руководством начальника котельной или лица, соответствующего ему по должности, после внесения необходимой записи в журнал распоряжений и в строгом соответствии с утвержденной инструкцией.

Если в котельной имеются котлы, работающие на других видах топлива, то при общем сборном газоходе до пуска газового котла снижают форсировку остальных котлов, ограничивая подачу топлива, дутье и уменьшая

разрежение. После того как топка хорошо провентилирована (не менее 10 мин) и проверена на отсутствие загазованности, приступают к розжигу горелок. В зависимости от типа установленной на котле автоматики, ее конструктивных и технологических особенностей и возможностей растопку котла можно производить вручную или полуавтоматически.

Для обеспечения плавного подъема температуры теплоносителя режим ведут при малом разрежении (1—2 кгс/м^2) и увеличенных расходах воздуха в топке. В начале на котле открывают вентили для выпуска воздуха или приподнимают один из предохранительных клапанов, а при наличии пароперегревателя открывают его продувочный вентиль. Если водяной экономайзер имеет байпасный газоход, отходящие газы из котла направляют через этот газоход. При отсутствии байпасного газохода для предупреждения нагрева воды в экономайзере сверх допустимой температуры пропускают воду через экономайзер, направляя ее по сгонной линии в деаэратор или питательный бак. Если котел имеет экономайзер кипящего типа и рециркуляционную линию, соединяющую водяное пространство барабана котла с нижним коллектором экономайзера, то перед растопкой открывают вентили на этой линии. На период подпитки котла вентили на линии рециркуляции закрывают. Окончание пуска котла оформляют актом.

С у ш к а о б м у р о в к и. До начала пусконаладочных работ вновь смонтированный или капитально отремонтированный котел должен быть подвергнут предпусковой сушке обмуровки и химической очистке внутренних поверхностей нагрева, а также очистке барабанов, коллекторов, труб от загрязнений, внесенных в них в процессе изготовления, транспортировки, хранения и монтажа.

Обычно применяют искусственную сушку, используя следующие способы: сжиганием в топке дров или древесных отходов; горячим воздухом от воздухонагревателя действующего котла по временному воздуховоду; горячей водой или паром, подаваемыми от действующего котла; сжиганием газа в основных или временных горелках.

Для контроля за режимом разогрева и сушки обмуровки устанавливают временные термометры на высоте 1,5—2 м от уровня пода топки или горелок. Глубина заложения термометров должна быть не менее 100 мм при обмуровке из одного материала или до сопряжения облицовки из красного кирпича с огнеупорной обмуровкой. На коллекторах экранов и барабанах котлов производительностью 10 т/ч и выше устанавливают указатели (реперы) температурного расширения элементов котла.

На основании имеющихся в инструкции завода-изготовителя котла указаний монтажная (наладочная) организация должна разработать и утвердить у заказчика программу, график и временную инструкцию по сушке, химической очистке, паровому и комплексному опробованию котла с указанием сроков выполнения и ответственных за проведение этих работ.

При сушке паром временный паропровод разогрева должен быть снабжен манометром, обратным клапаном и запорным вентилем. Проверяют правильность установки воздухоуказательных колонок и отметок высшего и низшего уровня воды; обеспечивают освещение водоуказательных колонок, оснащают котел световыми точками. Обеспечивают готовность средств измерений и автоматики по постоянной схеме в требуемом объеме. Затем проводят поверочное гидравлическое испытание котла на рабочее давление. При удовлетворительном результате испытания необходимо спустить воду до отметки нижнего уровня, занести в сменный журнал исходное положение реперов с учетом холодной посадки экранов и приступить к сушке обмуровки.

Общая продолжительность искусственной сушки обмуровки колеблется от 3 до 7 сут и зависит от конструкции обмуровки, температуры окружающего воздуха и других факторов. Процесс сушки считается законченным, если наружный слой обмуровки при 50—55 °С будет выдержан в течение 2 сут.

Наиболее эффективной является сушка котлов, проводимая в три этапа: предварительная сушка за счет использования теплоты конденсации греющего пара, подаваемого в котловую воду через устройство обогрева нижнего барабана котла; последующая сушка горячими газами, получаемыми от сжигания газа при химической очистке котла; окончательная сушка при испытании котла на паровую плотность.

При паровой сушке для лучшей очистки поверхностей нагрева от маслянистых загрязнений в освобожденный

от воды котел вводят керосин из расчета 1 л на 1 м² водяного объема котла. Открывают предохранительный клапан котла, котел немного подпитывают и подводят к нему пар. При охлаждении пара в котле образуется конденсат, поверх которого находится пленка керосина, активно смывающая загрязнения с поверхности нагрева по мере заполнения котла горячим конденсатом.

В зависимости от водяного объема котла подача пара должна обеспечить заполнение его конденсатом при атмосферном давлении в течение 12—24 ч. Для улучшения конденсации пара и интенсификации процесса сушки топку котла активно вентилируют. При заполнении котла конденсатом до верхней отметки водоуказательного стекла закрывают предохранительный клапан и поднимают давление пара в котле до 50 % от рабочего. После подъема давления подачу греющего пара прекращают и производят интенсивные верхние продувки и подпитки котла с доведением давления пара в котле до атмосферного. Затем открывают предохранительный клапан и готовят котел к работе на газе для последующей сушки при химической очистке.

Во время паровой сушки необходимо обеспечить подачу греющего пара, исходя из условий полной его конденсации, не допуская сильного парения из горловины открытого предохранительного клапана котла. Необходимо следить за уровнем воды в барабане по водоуказательным колонкам, сохраняя его в пределах видимости водомерных стекол.

При заполнении котла водой и доведении ее до кипения при атмосферном давлении надо снять показания реперов температурного расширения с записью результатов измерений в сменный журнал. Повторное измерение производят при давлении пара в котле $0{,}5p_р$. В случае появления температурных перекосов необходимо принять меры к выравниванию расширений экранов путем их продувки или устранения местного защемления труб. Через каждые 2—4 ч для контроля за режимом сушки записывают показания термометров, заложенных в обмуровку, и давление греющего пара.

Интенсивность прогрева обмуровки котла контролируют по временным термометрам. Достижение температуры обмуровки в контролируемых точках 100 °С после 12 ч разогрева свидетельствует о нормальном прохождении процесса сушки, что гарантирует интенсивное удаление влаги без нарушения целостности, прочности и газоплотности кладки.

В случае невозможности проведения паровой сушки из-за отсутствия пара или паропровода обогрева котел готовят к работе на газе для одновременного проведения сушки и внутренней химической очистки поверхностей нагрева.

Химическая очистка поверхностей нагрева. Загрязнения с поверхностей нагрева котла частично удаляются при предпусковой механической очистке, водной обмывке и паровой сушке котла. Для окончательной очистки внутренних поверхностей котлов от загрязнений, а также для создания защитной пленки на поверхности металла, препятствующей коррозии, применяют химический способ очистки.

В соответствии с проектом, инструкцией завода-изготовителя котла или по указанию наладочного персонала следует смонтировать установку для проведения работ по химической очистке поверхностей нагрева котла. В простейшем случае выше котла устанавливают бак вместимостью до 1 м³ для приготовления растворов реагентов и подачи их самотеком по временному трубопроводу в котел. Для контроля за режимом очистки необходимо обеспечить химическую лабораторию требуемыми реагентами и предусмотреть места для отбора проб воды на анализ из барабанов и нижних точек котла.

Предпусковую химическую очистку паровых котлов малой и средней производительности с давлением пара до 100 кгс/см² производят путем их щелочения, принцип которого заключается в ослаблении сил сцепления между металлом и загрязнениями, частичном растворении и смыве этих загрязнений циркулирующим потоком химически активной котловой воды. Режим щелочения и количество вводимых реагентов определяют в зависимости от степени и характера загрязнений.

Для щелочения котлов применяют раствор едкого натра (NaOH) 0,5—1 %-ной концентрации. При отсутствии едкого натра можно использовать кальцинированную соду (Ca_2CO_3), увеличив в 1,5 раза концентрацию раствора. Котлы, внутренние поверхности которых покрыты ржавчиной, накипью или маслянистыми отложениями, кроме щелочения подвергают фосфатной выварке 0,5—0,75 %-ным раствором тринатрийфосфата ($Na_3PO_4 \cdot 12H_2O$). Необходимое количество реагентов для щелочения и фос-

фатной выварки котлов в зависимости от степени их загрязнения составляет 5—10 кг едкого натра и 5—7,5 кг тринатрийфосфата на 1 м³ раствора.

Реагенты подают в котел, заполненный водой до нижней отметки водоуказательного стекла. Ввод раствора едкого натра производят в начале щелочения сразу в расчетном количестве, а раствор тринатрийфосфата (для фосфатной выварки) — после щелочения. Продолжительность щелочения, считая с момента пуска котла до начала замены котловой воды (осветления), составляет 24 ч; при фосфатной выварке это время увеличивается до 48 ч.

После заполнения котла щелочью из швов кладки топки отбирают пробы раствора для определения его влажности и приступают к розжигу горелок. Режим работы горелок должен обеспечить плавный разогрев котла с доведением воды до кипения при атмосферном давлении в течение 12 ч.

Для предотвращения быстрого роста температур в топке разогрев котла проводят при периодическом переключении горелок или путем полного их отключения на необходимый промежуток времени. При переключении горелок вначале разжигают вновь включаемую горелку, после чего выключают ранее работавшую. Розжиг горелок осуществляют в соответствии с производственной инструкцией.

Если щелочение ведется совместно с сушкой, то после прогрева обмуровки до 100 °С в последующие 12 ч режим работы горелок должен обеспечить плавный разогрев и подъем давления пара в котле до $0{,}5p_{\text{р}}$. С появлением пара из воздушников котла или приоткрытого предохранительного клапана их закрывают. При повышении давления пара до 1 кгс/см² производят продувку водоуказательного стекла, по которому контролируют уровень воды во время щелочения, а также проверяют плотность арматуры продувочных линий на ощупь. При повышении давления до 3 кгс/см² подтягивают гайки болтов лазов лючков и фланцевых соединений в присутствии старшего по смене. В процессе повышения давления пара необходимо обеспечить небольшой расход его (около 10 %) на продувку пароперегревателя, паропровода или непосредственно в атмосферу.

По истечении 24-часового огневого разогрева и подъема давления пара обмуровка должна быть достаточно просушена, а щелочение закончено. При фосфатной выварке котлы останавливают и охлаждают путем интенсивной продувки и подпитки для снижения давления до атмосферного и возможности ввода фосфатов. После ввода фосфатов котлы вновь растапливают для проведения фосфатной выварки.

В процессе щелочения необходимо: регулировать вручную работу горелок, обеспечивая требуемый тепловой режим топки; вести наблюдение за уровнем воды по одной водомерной колонке, подпитывая котел до отметки верхнего уровня водомерного стекла; через 2—4 ч брать пробы котловой воды из верхнего и нижнего барабанов и камер экранов для определения щелочного числа, которое не должно быть ниже 2000 мг/л; приготавливать раствор реагентов путем растворения предварительно размельченных продуктов в горячей воде, применяя при этом средства личной защиты (резиновые сапоги, перчатки, фартуки и очки); вводить раствор реагентов из бочка в котел при полном отсутствии давления в последнем; вести наблюдение за расширением элементов котла по установленным реперам и контролировать режим сушки по показаниям термометров.

В конце щелочения (фосфатной выварки) необходимо повторно отобрать пробы раствора кладки. Если влажность отобранных проб будет не более 2—2,5 %, а температура наружного слоя кладки достигает 50—55 °С, то следует считать кладку просушенной и готовой к работе. Если влажность окажется выше, то необходимо продолжать наблюдение за сушкой кладки в период осветления воды.

После смены котловой воды, проводимой путем многократных и интенсивных продувок нижних точек котла с одновременными подпитками, и доведения показателей воды до эксплуатационных норм котлы без остановки подвергают испытанию на паровую плотность и комплексному опробованию. При фосфатной выварке котлы после окончания щелочения останавливают, давление снижают до атмосферного, а температуру воды до 60 °С, затем освобождают от воды, вскрывают, демонтируют сепарационные устройства, очищают от отложений и промывают горячей водой из шланга. При вскрытии котла проверяют состояние спускной и продувочной арматуры, водоуказательных колонок и предохранительных клапанов. Состояние внутренних поверхностей после щелочения и промывки фиксируют актом. Очищенный и промытый котел после

сборки сепарационных устройств закрывают, заполняют водой и подвергают гидравлическому испытанию на рабочее давление, после чего котел включают для парового и комплексного опробований.

При выполнении пусконаладочных работ необходимо вести усиленную продувку котла (периодическую примерно в 2 раза чаще расчетной и непрерывную в размере не менее 5 % от паропроизводительности котла) для удаления загрязнений. Через 1—2 мес после пуска котла следует его остановить для осмотра состояния камер экранов и барабанов.

При пуске вновь смонтированных водогрейных котлов химическую очистку поверхностей нагрева заменяют водопневматической отмывкой. Промывка начинается с заполнения котла и его трубопроводов холодной водой с последующей отмывкой контуров циркуляции через дренажи. Для создания наилучших условий отмывки и увеличения скоростей циркуляции в трубопровод котла по ходу воды подается сжатый воздух. Об окончании отмывки судят по осветлению дренируемой воды. При выходе из дренажей чистой воды прекращают подачу сжатого воздуха и воды и приступают к вытеснению воды горячей деаэрированной водой. По мере заполнения котла деаэрированной водой производят вторичную водопневматическую отмывку, об окончании которой судят по совпадению результатов анализов на жесткость подпиточной и дренируемой воды.

Паровое и комплексное опробование. Паровое опробование проводят для проверки прочностных свойств металла и плотности вальцовочных, сварных и фланцевых соединений котла под воздействием возникающих при работе термических и механических напряжений. Особое внимание уделяют возможности свободного теплового расширения элементов котла и паропроводов, регулировке предохранительных клапанов, опробованию сигнализатора и регулятора уровня. В течение всего периода прогрева котла и подъема в нем давления проводят наблюдение за температурными расширениями трубной системы по установленным реперам. Показания записывают при давлениях пара 0,3 $p_р$, 0,5 $p_р$ и $p_р$. Измеренные тепловые удлинения сравнивают с указанными в формуляре и заносят в него.

При обнаружении торможения в расширении какого-либо элемента котла дальнейший подъем давления прекращают до выяснения и устранения причины ненормального расширения. Если значения тепловых удлинений неизвестны, то они могут быть подсчитаны по формуле

$$\Delta l = \alpha L \Delta t / 100, \qquad (7.8)$$

где α — коэффициент линейного расширения стали (принимается равным 1,2 при нагреве на 100 °С, мм/м); L — длина нагреваемого элемента котла от неподвижной опоры до места измерения, м; Δt — разница между температурой нагрева металла и температурой воздуха, °С (приближенно температуру металла можно принять равной температуре насыщения при давлении пара в котле).

Когда давление пара в котле поднято до 0,5 $p_р$, с разрешения старшего по смене начинают прогрев паропровода от котла до сборного коллектора котельной, для чего открывают дренаж паропровода и медленно приоткрывают не более чем на один-два оборота главный парозапорный вентиль котла. С достижением рабочего давления пара производят окончательный внешний осмотр котла и в случае отсутствия дефектов и неплотностей проверяют исправность действия предохранительных клапанов подъемом и опусканием их рычагов, после чего приступают к дальнейшему подъему давления для регулировки клапанов. Давление настройки клапанов принимают в зависимости от избыточного рабочего давления, кгс/см²:

Избыточное давление	Контрольный клапан	Рабочий клапан
До 13	$p_р + 0{,}2$	$p_р + 0{,}3$
От 13 до 60	$1{,}03p_р$	$1{,}05p_р$
От 60 до 140	$1{,}05p_р$	$1{,}08p_р$

Предохранительные клапаны отключаемого экономайзера должны быть отрегулированы на начало открытия со стороны входа воды при давлении, превышающем 1,25 $p_р$, и со стороны входа воды $1{,}1p_р$. Предохранительные клапаны водогрейных котлов должны быть отрегулированы на начало открытия при давлении не более $1{,}08p_р$. После настройки контрольный клапан закрывают кожухом и пломбируют. Окончание испытания на паровую плотность и настройку предохранительных клапанов оформляют актом.

После опробования котла на паровую плотность продувают паропровод от котла до места подключения к работающему участку паропровода или потребителю. Продувку

производят рабочим давлением пара на открытые дренажные вентили путем постепенного открытия главного паразапорного вентиля, достигая наибольшего расхода пара в течение 5—10 мин. При давлении пара в котле ниже давления в сборном коллекторе при общей магистрали на 0,5 кгс/см^2 котел включают в параллельную работу, закрывают дренажи паропровода и продувку пароперегревателя.

После включения в паровую магистраль котел вступает в комплексное опробование, целью которого является проверка совместной работы котла и вспомогательного оборудования под нагрузкой. При комплексном опробовании должны быть включены средства измерений, сигнализация, а также устройства защиты, автоматики и дистанционного управления.

Комплексное опробование смонтированного оборудования считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч с номинальной нагрузкой и проектными параметрами теплоносителя при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, включенного по проектной схеме. Если номинальная нагрузка и проектные параметры пара по каким-либо причинам не могут быть достигнуты, то предельные параметры и нагрузка устанавливаются приемочной комиссией.

Комиссии по приемке котлов, подведомственных госгортехнадзору, созываются заказчиком в составе представителей котлонадзора, санитарной инспекции, пожарного надзора, технической инспекции профсоюза и монтажных организаций. При приемке рабочей комиссии предъявляют: всю необходимую проектную и исполнительно-техническую документацию; протоколы проверки знаний рабочих и ИТР на право обслуживания котлов; производственные инструкции, технологические схемы и эксплуатационную документацию (ведомости, журналы, графики ППО и ППР); протоколы наладки, измерений и испытаний.

Комиссия проверяет: наличие и исправность арматуры, средств измерений и приборов автоматики безопасности; исправность питательных приборов и соответствие водного режима котла требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов»; правильность подключения котла к паропроводу, а также правильность монтажа питательных, продувочных и

спускных линий; соответствие помещений котельных требованиям СНиП.

Вспомогательное оборудование принимают в эксплуатацию только при положительных результатах комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок. В случае невозможности получить положительные результаты комплексного опробования из-за дефектов и недостатков конструкции оборудования или проекта составляется акт с указанием обнаруженных недостатков и полученных результатов, а комплексное опробование заканчивается. Акт об окончании комплексного опробования является основанием для проведения пусконаладочных работ. Разрешение на эксплуатацию котла, пароперегревателя и экономайзера, подлежащих регистрации в местных органах госгортехнадзора, записывается в шнуровые книги инспектором котлонадзора, а не подлежащих регистрации — лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию оборудования.

Проведение пусконаладочных работ. К промышленной эксплуатации допускаются только газоиспользующие установки, на которых закончен комплекс пусковых и режимно-наладочных работ, целью которых является наладка газоиспользующего оборудования, средств автоматического регулирования и безопасности, теплоутилизационных устройств, вспомогательного оборудования, установок водоподготовки. Конечным результатом работ на газоиспользующем оборудовании должно являться установление оптимальных режимов работы с учетом технологических условий и минимально возможными удельными расходами топлива.

Проведение наладочных работ разрешается специализированным организациям (наладочным службам предприятий), зарегистрированным в местном органе госгазнадзора и имеющим разрешение от него на проведение таких работ.

Для регистрации необходимо представить: положение (устав) пусконаладочной организации (наладочной службы); утвержденную в установленном порядке (до выхода в свет общесоюзного типового документа) методику проведения наладочных работ на газовом и резервном (аварийном) топливе; справку о структуре организации; перечень имеющихся в организации специальных приборов и оборудования для проведения работ. При регистрации местный орган госгазнадзора оформляет паспорт

наладочной организации и выдает разрешение на проведение наладочных работ.

Наладочные работы должны проводиться комплексными наладочными бригадами, обеспеченными приборами, позволяющими выполнять необходимые измерения в соответствии с утвержденными методиками. Персонал наладочных бригад, не прошедший проверки знаний руководящих, инструктивных и нормативных документов по вопросам использования газа, к проведению наладочных работ не допускается.

По результатам наладочных работ должен быть составлен отчет, включающий следующие разделы: Введение; Характеристика оборудования; Программа и условия проведения работ; Результаты работы; Выводы и предложения. В разделе Результаты работы излагаются: данные обработки материалов испытаний в виде таблиц и их анализ; режимные карты; график соотношения газ—воздух при работе оборудования в автоматическом режиме, наложенный на график, полученный в результате наладки топочных процессов; расчет экономической эффективности выполненных работ; сведения о нормируемом кпд «нетто» и удельные нормы расхода топлива; акт о наладке и включении в работу автоматики регулирования сжигания газа; акт об окончании наладочных работ.

При низком качестве наладочных работ по предписанию местного органа госгазнадзора проводится повторная наладка котлов за счет организации, выполнявшей указанные работы.

Разрешение на пуск газа для промышленной эксплуатации выдается местным органом госгазнадзора при наличии: режимных карт и графиков работы на основном и режимном топливе, технологических схем газопроводов; инструкции по безопасной и эффективной эксплуатации котлов; документов об обучении и проверке знаний ИТР и рабочих, обслуживающих систему газоснабжения, котлы, установки водоподготовки.

7.7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЛОВ

7.7.1. Основные условия обслуживания котлов. Обслуживание котлов должно производиться в строгом соответствии с требованиями производственных инструкций и указаниями, изложенными в режимных картах.

Включение горелок, особенно в холодной топке, является одним из ответственных моментов эксплуатации котла, так как именно в это время наиболее часто происходят взрывы газовоздушной смеси, накопившейся в топке или газоходах. Причиной загазованности топки и возникновения взрыва при включении горелок могут явиться: неисправность запорных устройств горелок и ошибки персонала в фиксации их положения; неправильная установка или неисправность запального устройства; погасание факела запального устройства; неудовлетворительная вентиляция топки и газоходов; неправильная продувка газопроводов газом, в том числе продувка их через горелки; попытка повторного включения горелок без предварительной вентиляции топки и газоходов при отрыве запального или основного факелов из-за чрезмерного большого разрежения в топке или значительного поступления воздуха через воздухорегулировочные устройства; неисправность измерительных приборов или неправильная оценка их показаний; попытка розжига соседней горелки от работающей без применения запального устройства (за исключением котлов, где розжиг от соседней горелки предусмотрен инструкцией); включение горелок при неисправной или отключенной автоматике безопасности, где включение автоматики предусмотрено инструкцией.

Во время работы котла причинами погасания факела и загазованности топки могут быть: кратковременное прекращение подачи газа или резкое снижение его давления при подаче нормального количества воздуха; срыв факела при выходе из строя регулятора разрежения; погасание факела из-за уменьшения содержания газа в газовоздушной смеси до нижнего предела воспламенения вследствие засорения газовыпускных отверстий горелок, неисправностей регулятора давления газа и соотношения газ—воздух; погасание факела из-за образования чрезмерно богатой газом смеси вследствие неисправности регулятора соотношения газ—воздух, остановки вентилятора или дымососа; неправильные действия операторов при изменении мощности и отключении горелок.

Порядок включения горелок зависит от условий образования в них газовоздушных смесей и разновидности устройств стабилизации горения. Керамические стабилизаторы требуют особого внимания, так как преждевременный перевод горелки на форсированный режим работы

при недостаточно раскаленном стабилизаторе может привести к отрыву факела и загазованию топки и газоходов.

Для ручного включения горелок независимо от их типа и схемы газопроводов котла необходимо иметь устойчивое пламя запальника. Если запальник гаснет, немедленно прекращают подачу газа, удаляют запальник из топки, открывают кран трубопровода безопасности и вентилируют топку и газоходы котла в течение 10—15 мин. Устранив причину неустойчивого горения запальника, производят повторную проверку состава воздуха в топке и включают горелку. При нормальном воспламенении факела постепенно повышают давление газа, контролируя его по манометру горелки и подают в нее необходимое для полного сгорания количество воздуха. Включение остальных горелок производят по мере необходимости. При устойчивой работе регулятора давления закрывают кран на продувочных трубопроводах котла, а после включения последней горелки закрывают кран запальника и закрепляют его на предусмотренном месте.

Пуск и остановку котлов следует производить в соответствии с графиком очередности их работы, учитывающим изменение тепловой нагрузки котельной и периодичность ремонтов. Не следует допускать частых остановок котлов на непродолжительное время, так как это приводит к перерасходу топлива из-за дополнительного его расхода на розжиг. Кроме того, при непрерывной работе снижается износ оборудования, уменьшается опасность стояночной коррозии.

Работа котла с производительностью ниже минимальной, предусматриваемой режимной картой, не допускается. Запрещается работа котлов типа ДКВР с избыточным давлением пара ниже 6 кгс/см^2 из-за ухудшения условий сепарации, опрокидывания циркуляции, для предотвращения вскипания воды в чугунных экономайзерах и возникновения газовой коррозии при сжигании сернистых топлив. Работа котлов с двухступенчатым испарением и выносными циклонами при пониженных давлениях пара в барабане, особенно при нагрузках выше номинальной, запрещается. При эксплуатации этих котлов давление пара следует держать в соответствии с графиком, рекомендованным заводом-изготовителем, а снижение давления пара до требуемого потребителю производить в редукционных установках.

При наличии на котле нескольких горелок производительность котла нужно регулировать изменением тепловой мощности всех горелок (исключение составляют котлы ПТВМ). Включение или выключение отдельных горелок приводит к тепловым перекосам, перегреву выключенных горелок и снижению экономичности.

Следует также иметь в виду, что горелки показывают наилучшие результаты при мощности их, близкой к номинальной, а изменение их тепловой мощности должно укладываться в допустимый диапазон устойчивой работы, в соответствии с паспортами и режимными картами.

Нельзя допускать работу нескольких котлов с резко сниженной производительностью или отдельных котлов с повышенной производительностью, так как это ведет к снижению их кпд и перерасходу топлива. Каждый котел нужно загружать так, чтобы экономичность при данной нагрузке была наивысшей.

В процессе эксплуатации котлов на газе возможен перевод их на сжигание резервного топлива. В установках, где резервным топливом является мазут, переход на него не вызывает трудностей и состоит в переводе мазутного хозяйства из состояния горячего резерва в рабочее и розжиге мазутных форсунок взамен работающих горелок.

Для перевода горелки с газа на мазут устанавливают форсунку и подают в нее пар на распыление мазута, несколько уменьшают расход газа и подают в форсунки мазут. При воспламенении мазута уменьшают подачу газа и соответственно увеличивают подачу мазута. Снижение расхода газа производят до минимально допустимого давления, после чего отключают горелку по газу, корректируют расход воздуха по цвету пламени и устанавливают разрежение в топке 2 кгс/м^2. Если мазутный факел неустойчив или снижена производительность котла, то газ не отключают до выявления и устранения причин неустойчивого горения мазута. Аналогично переводят остальные горелки. После перевода котла на сжигание мазута выключают газовую автоматику и включают автоматику безопасности по мазуту.

Для перевода котла с мазута на газ отключают автоматику безопасности и уменьшают расход мазута на форсунки переводимой на газ горелки. Затем подают в горелку газ и, постепенно увеличивая его расход, соответственно снижают расход мазута, после чего отключают форсунку,

продувают ее паром и снимают. На горелках с двухзонной подачей воздуха прекращают подачу первичного воздуха, регулируя подачу вторичного воздуха по цвету факела. После включения всех горелок включают автоматику безопасности. В случае повышения температуры перегретого пара увеличивают расход воды на пароохладитель.

Для нормальной работы котла очень важно исключать подсосы воздуха в топку. Теплообмен в топке, отнесенный к 1 м^2 поверхности нагрева, в 10—12 раз эффективнее, чем в газоходах. При завышенной подаче воздуха снижается температура газов, что приводит к уменьшению количества теплоты, передаваемой радиационным поверхностям, и вызывает перегрузку конвективных поверхностей. В результате повышается температура отходящих газов и, следовательно, снижается кпд котла и уменьшается его производительность. Чем ближе присосы к топке и чем они больше, тем выше температура отходящих газов и потери теплоты с ними.

При уменьшении избытка воздуха ниже оптимального значения в отходящих газах появляются продукты неполного сгорания, возникает потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива, снижаются кпд и производительность котла. Одним из определяющих условий повышения экономичности работы котлов и котельной является максимально возможный возврат конденсата. Использование конденсата возвращает в цикл физическую теплоту, снижает потери теплоты с продувкой, уменьшает отложения накипи, снижает расход реагентов на химводоочистку и расход пара на деаэрацию. Экономия топлива за счет возврата конденсата значительно превышает экономию от использования его теплоты у потребителей, и поэтому затраты по возврату конденсата экономически оправданы.

7.7.2. Регулирование температуры пара. Для регулирования температуры пара применяют различные методы регулирования: паровой, газовый и аэродинамический или сочетание их. Выбор методов регулирования температуры перегретого пара в каждом случае осуществляется проектной организацией.

При паровом регулировании применяют поверхностные или впрыскивающие пароохладители. Поверхностный пароохладитель — теплообменник, по трубам которого протекает питательная вода в котел или водяной экономайзер, а в межтрубное пространство поступает пар. Регулируют температуру перегретого пара изменением количества воды, протекающей через пароохладитель. Устанавливают поверхностные пароохладители, как правило, между двумя ступенями пароперегревателя на частично перегретом паре. В некоторых котлах поверхностные пароохладители установлены на стороне насыщенного пара, перед пароперегревателем. Существенным недостатком второго способа включения пароохладителя является малое снижение температуры пара (25—40 °С), большая инерционность процесса охлаждения, недостаточная надежность работы выходных змеевиков пароперегревателя. Во впрыскивающем пароохладителе пар охлаждается за счет впрыска в паропровод воды (до 15 % от производительности котла). Пределы снижения температуры различны и зависят от количества впрыскиваемой воды (максимальное снижение температуры до 100 °С). Регулирование с помощью впрыска значительно проще и малоинерционно, что является существенным для автоматизации регулирования температуры перегретого пара. Этот метод связан с повышенными требованиями к качеству воды, подаваемой в паропровод, содержание примесей в которой не должно превышать их содержания в паре. Для впрыска часто используют конденсат («собственный» конденсат), полученный в специальном теплообменнике, через который пропускают питательную воду и необходимое количество насыщенного пара.

Более эффективна схема сочетания поверхностных пароохладителей с дополнительным впрыском собственного конденсата в рассечку между двумя ступенями пароперегревателя. При этом поверхностные пароохладители включены на постоянный расход воды, а впрыскивающие устройства на автоматическом режиме работы поддерживают постоянную температуру пара.

Газовые методы регулирования температуры перегретого пара включают: изменение количества воздуха, расходуемого на горение; изменение (перераспределение) тепловых мощностей горелок, расположенных в несколько рядов (ярусов) по высоте; рециркуляцию отходящих газов. При увеличении расхода воздуха на горение снижается температура газового факела и соответственно уменьшается теплопередача радиационной части котла (топочным экраном, первым рядом кипятильных труб). При этом температура газов на выходе из топки мало меняется, но возрастает коэффициент теплоотдачи в конвективном пароперегревателе благодаря увеличению скорости газов, что приводит к возрастанию температуры пара. Этот метод является наименее эффективным и неэкономичным.

На крупных котлах применяют метод регулирования путем перераспределения нагрузки между отдельными рядами горелок по высоте топки. При снижении тепловой мощности горелок верхнего и форсировании горелок нижнего ряда температура перегретого пара уменьшается, так как опускается высокотемпературное ядро факела и увеличивается доля теплоты, воспринимаемой экранами. Наоборот, для повышения температуры перегретого пара необходимо форсировать работу горелок верхнего ряда и снизить тепловую мощность горелок нижнего ряда. Данный способ также нельзя признать эффективным и экономичным, так как увеличение воздушного сопротивления форсированных горелок и расходов воздуха на недогруженных горелках приводит к перерасходу электроэнергии на дутье. Кроме того,

могут быть нарушены условия работы самого пароперегревателя.

Изменение температурного режима в топке может быть достигнуто смещением газового факела в верхнюю или нижнюю часть топки при изменении угла поворота горелок. В некоторых случаях повышения температуры перегрева можно достигнуть установкой дополнительных горелок в зоне пароперегревателя.

Наиболее распространенным и перспективным методом регулирования температуры пара является рециркуляция газов, т. е. возврат части охлажденных газов из конвективной части котла в топку. Например, ввод рециркулирующих газов в нижнюю часть топки приводит к уменьшению радиационного и увеличению конвективного теплообмена, следствием чего является повышение температуры перегретого пара. К преимуществам метода регулирования перегрева пара рециркуляцией газов относятся: малая инерционность; обеспечение постоянной температуры пара в широком диапазоне нагрузок котла; экономия затрат на реконструкцию пароперегревателя. Недостатками этого метода являются капитальные затраты, связанные с установкой дымососов рециркуляции, и увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды (0,2 % от общего расхода).

Аэродинамический метод регулирования температуры перегретого пара основан на эффекте взаимодействия газовых факелов. Сущность метода заключается в том, что скоростные поля двух закрученных пламен соседних горелок, накладываясь друг на друга, образуют суммарное результирующее поле, профиль и направление которого зависят от степени крутки и направления вращения взаимодействующих потоков. Изменяя направление вращения вихревых потоков и степень крутки, можно влиять на направление и форму газового факела. При встречном (снизу вверх) направлении вращения вихревых потоков вершина профиля динамического напора направлена вверх, что обеспечивает повышение температуры пара, а при расходящемся (сверху вниз) направлении вращения вершина факела направлена вниз, что приводит к снижению температуры пара. Для практического использования этого метода необходимо, чтобы конструкция горелок позволяла осуществлять как плановое регулирование в широких пределах степени крутки, так и изменение направления вращения факелов.

7.7.3. Водный режим паровых котлов. Одним из решающих условий обеспечения надежной, безаварийной и экономичной эксплуатации котлов, оборудования и тепловых сетей является организация правильного водно-химического режима в тепловой схеме котельной. Водно-химический режим должен обеспечить: отсутствие накипи на поверхности нагрева котлов, теплообменных аппаратов и тепловых сетей; предотвращение всех типов коррозии котельного металла, теплообменных аппаратов, тепловых сетей, конденсатопроводов и технологической аппаратуры, использующей пар, предотвращение уноса котловой воды паром. Соблюдение указанных требований обеспечивается подготовкой исходной воды и регулированием качества котловой воды.

В установках водоподготовки осуществляется удаление взвешенных примесей (осветление), снижение жесткости (умягчение), поддержание определенной щелочности, уменьшение солесодержания, удаление масел и других примесей, деаэрация

(удаление O_2 и CO_2). Кроме установок предварительной водоподготовки применяют также внутрикотловую обработку воды.

Метод обработки воды выбирается специализированной проектной организацией. Вновь сооружаемые котельные принимаются в эксплуатацию только при полностью законченном монтаже водоподготовительной установки, включая деаэратор, при полной загрузке фильтров фильтрующим материалом и оснащении средствами измерения, а также при автоматизации питания котлов.

Качество котловой воды регулируют периодической и непрерывной продувкой. Периодическая продувка обеспечивает удаление грубодисперсного шлама из нижних барабанов и коллекторов котла, непрерывная — поддержание определенного состава котловой воды и, следовательно, необходимую чистоту пара.

Причинами аварий, вызванных неудовлетворительным водным режимом котлов, могут быть: низкое качество питательной воды или питание котлов водой, не подвергнутой обработке, отсутствие деаэрации, несоблюдение графика продувки котлов, неправильное или недоброкачественное проведение анализов воды, нарушение сроков остановки котлов на промывку и чистку.

Образование отложений на внутренних сторонах поверхностей нагрева вызывает опасный перегрев котельного металла. Местные скопления накипи и шлама могут также привести к нарушению циркуляции в котле, а появление отложений около сварных стыков экранных труб может явиться причиной язвенной подшламной коррозии с образованием сквозных свищей. Присутствие в котловой воде отслоившихся от поверхности нагрева твердых накипных отложений и окалины способствует также загрязнению пара и заносу пароперегревателей, арматуры и паропроводов.

Соблюдение водно-химического режима должно строго соответствовать инструкции, составленной специализированной наладочной организацией на основании результатов наладочных работ, а также действующей нормативной документации и утвержденной главным инженером эксплуатирующей организации. В инструкции должны быть указаны нормы качества котловой, подпиточной воды и конденсата, порядок и сроки отбора проб и проведения анализов воды, режимы непрерывной или периодической продувок, порядок обслуживания оборудования химводоподготовки, сроки остановки котлов на очистку и промывку и порядок осмотра остановленных котлов.

Для каждого типа котлов в зависимости от условий эксплуатации должны быть установлены предельные концентрации растворенных солей и шлама, повышение которых приводит к вспениванию и уносу котловой воды с паром. Уменьшенная подвижность шлама может привести к образованию так называемого вторичного слоя накипи. Установленные нормы качества котловой воды должны обеспечить чистоту поверхностей нагрева котла, выработку пара хорошего качества, отсутствие коррозии металла и общую экономичную работу котельной установки.

Регулированием размера продувки рекомендуется поддерживать качество котловой воды по сухому остатку и прозрачности в солевом и чистом отсеках в пределах норм, приведенных в разд. 1.7. Размер непрерывной продувки котлов при давлении

пара до 14 кгс/см² следует принимать не более 10 % производительности котла, при большом давлении — не более 5 %. В отдельных случаях (при высокой минерализации исходной воды, большом возврате конденсата) для соблюдения норм качества перегретого пара, приведенных в табл. 1.12, допускается увеличение размера продувки выше указанных значений при обязательном условии утилизации ее теплоты. Последняя осуществляется установкой общего для всей котельной расширителя непрерывной продувки, рассчитанного на возможность работы по пару параллельно с паровой полостью деаэратора. При общем расходе продувочной воды более 1 т/ч рекомендуется установка водяного теплообменника подогрева добавочной воды за счет утилизации теплоты продувочной воды.

Периодическая продувка ведется в зависимости от показателей качества питательной воды и прозрачности котловой воды не менее 1 раза в смену. Длительность периодической продувки не должна превышать 30 с при усиленном наблюдении за уровнем воды в котле.

Контроль за качеством питательной, подпиточной, котловой, сетевой воды, конденсата и пара осуществляется химической лабораторией. Результаты анализов воды, выполнения режима продувки котлов, операции по обслуживанию оборудования водоподготовки, а также состояние внутренних поверхностей котлов при остановке на чистку должны заноситься дежурным персоналом лаборатории в суточные ведомости и журналы по работе котлов и систем водоподготовки.

Степень загрязненности, химический анализ отложений и способ очистки определяет специализированная организация или специалист-химик. Химическая чистка должна выполняться в соответствии с инструкцией, составленной специалистом-химиком.

Капитальный ремонт водоподготовительного оборудования с ревизией дренажной системы фильтров производится при обнаружении выноса фильтрующего материала, но не реже 1 раза в 2 года.

7.7.4. Сбор и возврат конденсата. Возврат и использование конденсата является одним из важнейших условий экономии топлива, повышения надежности работы котлов и снижения эксплуатационных расходов на химводоочистку. Показатели качества возвращаемого конденсата приведены в разд. 1.7. Возврат конденсата должен предусматриваться за счет избыточного давления за конденсатоотводчиком или с помощью насосов. Присоединение конденсатоотводчиков и насосов к общей конденсационной сети не допускается. Подача (производительность) насосов для перекачки должна определяться по максимальному часовому расходу конденсата. Давление насоса определяется по размеру потерь давления в конденсатопроводе с учетом высоты подъема конденсата до сборного бака и избыточного давления в баке. При

количестве возвращаемого конденсата менее 10 т/ч и расстоянии от котельной до 0,5 км допускается открытая система сбора.

При размещении конденсатных насосных в производственных помещениях должны учитываться требования взрывной и пожарной опасности. В каждой насосной должно быть не менее двух насосов, один из которых является резервным. Число насосов, подающих конденсат в общую сеть, не ограничивается.

Рабочая вместимость сборных баков должна быть не менее 10-минутного максимального расхода конденсата. Баков должно быть два, вместимостью по 50 % каждый. При сезонной работе, а также при максимальном расходе конденсата до 5 т/ч допускается установка одного бака.

Открытые системы сбора конденсата нежелательны, так как при этом имеют место значительные потери теплоты за счет испарения воды и насыщения ее кислородом.

Постоянный и аварийный сброс конденсата в системы ливневой или хозяйственно-фекальной канализации допускается после охлаждения его до 40 °С.

7.7.5. Осмотр и ремонт котлов и оборудования. Профилактическое обслуживание котлов и вспомогательного оборудования включает комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление их первоначальных качеств. В зависимости от особенностей, степени повреждений и износа котлов и оборудования, а также трудоемкости работ установлено проведение следующих мероприятий: планово-предупредительный осмотр (ППО) и мелкий ремонт деталей без снятия и разборки оборудования; планово-предупредительный ремонт (ППР) с частичной разборкой оборудования, исправлением мелких дефектов, ремонтом или заменой изношенных деталей и узлов; капитальный ремонт с полной разборкой оборудования и заменой изношенных деталей, узлов, механизмов и оборудования, а также работы по реконструкции оборудования для повышения его производительности и экономичности.

Эксплуатационно-ремонтный персонал выполняет ППО и ППР по графикам, составленным начальником котельной и утвержденным руководством предприятия. Непредвиденные работы, необходимость которых выявлена эксплуатационным персоналом, проводятся вне графика, а работы аварийного характера выполняют незамедлительно.

Ниже приведены сроки ППО и ППР, указанные в правилах эксплуатации и инструкциях заводов-изготовителей.

ППО котлов: осмотр доступных частей, элементов и устройств; проверка предохранительных клапанов; проверка плотности лазов, лючков, гляделок — не реже 1 раза в неделю;

— проверка состояния обмуровки и изоляции, определение присосов в топке и газовом тракте — 2 раза в месяц;

— осмотр камер экранов и барабанов котла; малая наружная и внутренняя очистка (промывка) поверхностей нагрева; осмотр газовых перегородок, деталей креплений труб и змеевиков — 1 раз в 3 мес.

ППО арматуры и трубопроводов: проверка состояния и плотности резьбовых и фланцевых соединений арматуры и трубопроводов в пределах котла и котельной; проверка запорных устройств на легкость хода и смазка подвижных деталей; проверка состояния опор, деталей, креплений и компенсаторов — не реже 1 раза в неделю;

— проверка запорных устройств на плотность — 1 раз в месяц;

— испытания трубопроводов на плотность — 1 раз в 6 мес.

ППО дымососов, вентиляторов, насосов: проверка состояния и плотности газоходов и воздуховодов, а также их элементов и устройств; проверка наличия смазки в подшипниках, доливка масла, прочистка отверстий в маслоуказателях; проверка вибрации ходовой части и прослушивание механизма — 1 раз в неделю.

ППР котлов: полная внутренняя и наружная очистка и промывка поверхностей нагрева; устранение механических повреждений труб и других элементов; замена изношенных деталей; перезаливка (замена) легкоплавких пробок; ремонт рычажных и пружинных предохранительных клапанов; ремонт обмуровки торкрета; замена асбестовых мембран клапанов; воздушная опрессовка воздухонагревателей; гидравлическое испытание и опробование котла на напорную плотность — не реже 1 раза в год.

ППР арматуры и трубопроводов: вскрытие и очистка уплотнительных поверхностей; смена прокладок и сальниковой набивки; вскрытие и очистка грязевиков и фильтров; замена изношенных участков трубопроводов; ремонт опор и деталей крепления; восстановление изоляции; окраска арматуры и трубопроводов — не реже 1 раза в год.

ППР дымососов, вентиляторов, насосов: разъединение и проверка состояния полумуфт; частичное вскрытие механизмов и направляющих аппаратов; проверка состояния уплотнений, подшипников, рабочих колес и вала; замена изношенных деталей; очистка масляного картера и гидравлическое испытание системы охлаждения; обкатка оборудования; проверка подшипников электродвигателей, измерение сопротивления изоляции и проверка контура заземления — не реже 1 раза в год.

Капитальный ремонт выполняют, как правило, специализированные ремонтные организации. Основанием

для проведения этого вида работ является дефектная ведомость, составленная в процессе межремонтного обслуживания и по результатам проведенных текущих ремонтов. Предварительно необходимо провести следующие мероприятия: составить ведомость объемов и график проведения ремонтных работ, которые уточняют после вскрытия и осмотра котла; заготовить согласно ведомости объемов работ необходимые материалы и запасные части; составить и утвердить техническую документацию на работы по реконструкции, намеченные к выполнению во время капитального ремонта, и подготовить материалы и оборудование для их проведения; укомплектовать и привести в исправное состояние инструмент, приспособления, такелажное оборудование и ремонтно-транспортные механизмы; подготовить рабочие места для ремонта, произвести планировку площадки с указанием мест размещения частей и деталей; укомплектовать и проинструктировать ремонтные бригады.

Документация по капитальному ремонту оборудования должна быть утверждена заказчиком и согласована с ответственным руководителем работ ремонтного предприятия.

До остановки котла для ремонта производят его наружный осмотр в доступных местах для проверки технического состояния и уточнения объема работ. Все операции по отключению, снижению давления и охлаждению элементов котла выполняет дежурный эксплуатационный персонал. Приводы отключающих устройств обесточивают (удаляют плавкие вставки) и запирают на замки, ключи от которых передают по смене, а на запорные устройства и шиберы вешают плакаты «Не включать — работают люди».

7.8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНЫХ

Обеспечение безопасности при эксплуатации систем газоснабжения предприятия (в том числе котельной) и использовании газа в качестве топлива возлагается на руководителя предприятия (владельца котельной). Техническое обслуживание и ремонт газопроводов и газового оборудования могут производить газовые службы предприятий в соответствии с «Типовым положением» [27], подразделения газосбытовой организации или специализированные организации по договору.

Газовая служба предприятия может быть централизованной для всего предприятия или организованной по цеховому принципу (в каждом цехе и котельной своя служба). Если техническое обслуживание и ремонт систем газоснабжения переданы по договору специализированной организации, за газовой службой предприятия остается ежедневное техническое обслуживание и право постоянного технического надзора за своевременным и качественным выполнением работ специализированной организацией.

Для содержания в исправном состоянии и обеспечения нормальной эксплуатации системы газоснабжения, котлов, вспомогательного оборудования необходимо:

— назначить приказом лицо, ответственное за газовое хозяйство;

— обеспечить эксплуатацию котлов, газопроводов, газового оборудования, систему водоподготовки персоналом необходимой квалификации и проводить периодическое обучение ИТР и рабочих по программам, утвержденным главным инженером предприятия;

— иметь производственные инструкции по отдельным видам работ, а также планы ликвидации возможных аварий;

— обеспечить учет расхода газа и тепловой энергии;

— вести требуемую эксплуатационную документацию;

— выполнять предписания инспектирующих органов;

— обеспечить своевременное проведение режимно-наладочных работ;

— ежегодно составлять план организационно-технических мероприятий по улучшению технического состояния и эксплуатации газоиспользующих установок, по рациональному использованию газа и снижению удельных норм расхода топлива;

— собственными силами или с привлечением специализированной организации проверять в установленные сроки соответствие условий работы котлов режимным картам с определением: коэффициента избытка воздуха за котлами, полноты сгорания газа, наличия вредных примесей в воздухе котельной, состояния устройств вентиляции.

Ответственные за газовое хозяйство назначаются из числа руководящих инженерно-технических работников. Они должны пройти соответствующую подготовку, сдать экзамен комиссии с участием представителя местного органа госгортехнадзора и иметь удостоверение на право выполнения обязанностей ответственного за газовое хозяйство.

На время болезни или отпуска лица, ответственного за газовое хозяйство, его должен замещать другой работник из числа ИТР, прошедший подготовку, имеющий удостоверение и также назначенный приказом.

В обязанности лица, ответственного за газовое хозяйство входят:

— общее руководство работой системы газоснабжения и контроль за безопасным и экономичным использованием газа;

— разработка и согласование должностных положений и производственных инструкций по эксплуатации газопроводов, газового оборудования, средств измерений, систем автоматики; разработка планов ликвидации возможных аварий, организация тренировочных занятий с персоналом котельной по ликвидации аварий;

— контроль за проверкой в установленные сроки знания инженерно-техническим персоналом правил, норм и инструкций по технике безопасности и знания рабочими безопасных методов работы;

— контроль соблюдения сроков, качества и объемов выполняемых профилактических осмотров и ремонтов; проверка правильности и своевременности ведения персоналом записей в вахтенных, сменных, ремонтных и других журналах и в эксплуатационных паспортах;

— участие в рассмотрении проектов новой или дополнительной газификации, а также реконструкции системы газоснабжения; участие в комиссиях по испытанию и приемке газопроводов, газового оборудования, систем автоматики после монтажа и ремонта.

Лицу, ответственному за газовое хозяйство, предоставляется право:

— не допускать или отстранять от обслуживания котлов, газового оборудования и выполнения газоопасных работ персонал, не прошедший проверки знаний безопасных методов работы;

— делать представление руководителю предприятия о дисциплинарном наказании и об отстранении от работы инженерно-технических работников, не прошедших проверку знаний правил безопасности или допустивших нарушения требований техники безопасности и эффективного сжигания газового топлива;

— приостанавливать работу (подачу газа) газопроводов и газового оборудования, имеющих значительный износ и опасных для эксплуатации, введенных в эксплуатацию без испытаний и приемки комиссией, самовольно введенных в эксплуатацию, не обеспечиваемых персоналом, имеющим право и допуск на обслуживание газового хозяйства, а также при отсутствии утвержденных производственных инструкций.

В объем работ по эксплуатации систем газоснабжения (газопроводов, газового оборудования ГРП, ГРУ и котельных, систем автоматического регулирования и безопасности сжигания газа) входят: техническое обслуживание, плановые и капитальные ремонты, аварийно-восстановительные работы. Все работы по эксплуатации систем газоснабжения должны выполняться с соблюдением производственных (технологических) инструкций, разработанных и утвержденных в установленном порядке.

Техническое обслуживание и плановые текущие ремонты выполняются в сроки, предусмотренные графиками, которые должны быть составлены исполнителями (начальник котельной, специализированная организация) и утверждены руководством предприятия. При составлении графиков необходимо учитывать сроки проверки технологического оборудования и местные условия безопасной эксплуатации. Графики технического обслуживания и текущего ремонта систем автоматического регулирования и безопасности сжигания газа составляют на основании сроков, указанных в эксплуатационных инструкциях заводов-изготовителей.

Результаты выполнения работ по обслуживанию и ремонту газопроводов, газового оборудования ГРП (ГРУ) и котлов должны отмечаться в эксплуатационно-технической документации (журналы работ, ремонтные карты, прилагаемые к паспортам газопровода или ГРП).

7.8.1. Эксплуатация газопроводов. Нормативных документов, устанавливающих границы обслуживания потребителями газового ввода, в настоящее время нет. Эти границы указаны в положениях о газовых хозяйствах и утверждаются исполкомами городских (поселковых) Советов народных депутатов. Обычно границей является Красная линия застройки. Если котельная присоединена к системе газоснабжения предприятия, границу обслуживания газопровода котельной определяет лицо, ответственное за газовое хозяйство предприятия.

Наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них осуществляется путем обхода трассы газопровода. При определении периодичности обхода можно пользоваться изложенными ниже рекомендациями *. Приводимые ниже сроки должны уточняться с учетом местных условий.

Подземные газопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии, со сроком службы менее 25 лет: низкого давления, а также среднего давления, проложенные в незастроенной части населенного пункта — 2 раза в месяц; среднего давления в застроенной части — 1 раз в неделю.

Подземные газопроводы низкого давления, прослужившие более 25 лет, а также со сроком менее 25 лет, находящиеся в анодных и знакопеременных зонах или в сильнопучинистых грунтах, эксплуатируемые при отсутствии эффективной электрозащиты — 1 раз в неделю.

Газопроводы среднего давления в застроенной части населенного пункта — 2 раза в неделю; то же, в незастроенной части — 1 раз в неделю.

Техническое состояние надземных газопроводов проверяют независимо от давления газа и места их прокладки не реже 1 раза в 3 мес.

Обход газопроводов, имеющих дефекты, должен производиться ежедневно. Зимой, в периоды снегопадов и гололеда должны производиться внеплановые обходы трассы для очистки колодцев и коверов от снега и льда. При обходах выполняют следующие работы: проверяют состояние трассы, загазованность колодцев, подвалов, контрольных трубок, выявляют утечки газа по внешним признакам (пожелтение растительности на трассе, бурые пятна на снегу, выделение пузырьков газа и т. д.); удаляют с крышек колодцев, с поверхности и внутренней части коверов снег, лед, грязь; проверяют наличие конденсата в конденсатосборниках.

Наличие газа в колодцах, подвалах, коллекторах, расположенных на расстоянии 15 м по обе стороны от газопровода, следует проверять с помощью газоиндикаторов. Применение для этой цели огня категорически запрещается. При обнаружении газа в каком-либо из сооружений необходимо известить ответственного за газовое хозяйство, а при его отсутствии — аварийно-диспет-

* См. «Положение о планово-предупредительном ремонте газопроводов и сооружений на них», разработанное ГипроНИИгазом, предназначенное для использования в газовых хозяйствах МЖКХ РСФСР.

черскую службу (АДС) газосбытовой организации и проверить подвалы зданий и другие подземные сооружения в радиусе 50 м от газопровода. При наличии в них газа необходимо действовать в соответствии с планом ликвидации возможных аварий.

При осмотре надземных газопроводов проверяют: состояние изоляции (если она имеется) и окраски труб; состояние опор и средств защиты газопроводов от падения электропроводов в местах их пересечения; исправность площадок, лестниц и ограждений, защитных козырьков; наличие коррозии или трещин на корпусах арматуры; плотность сальников и наличие смазки в резьбовых соединениях арматуры; отсутствие утечек газа; производят очистку от наледи и снега.

Не принятые в эксплуатацию участки газопровода должны быть отключены металлическими заглушками от действующего газопровода, а запорные устройства перед этими участками опломбированы в закрытом положении. Бездействующие газопроводы должны быть отрезаны с обеих сторон и продуты воздухом.

Текущий ремонт газопроводов, выполняемый по мере необходимости, включает: устранение мелких дефектов, выявленных при техническом обслуживании; закрепление опор и креплений надземных газопроводов; устранение перекосов и оседаний крышек колодцев и коверов и их окраску (но не реже 1 раза в год); наращивание или обрезку выводимых трубок конденсатосборников, гидрозатворов и контрольных трубок; замену неисправных и других деталей конденсатосборников и гидрозатворов; окраску задвижек и компенсаторов; окраску надземных газопроводов (но не реже 1 раза в 5 лет); ремонт отдельных мест стенок колодцев, заделку выбоин горловин и восстановление отмостки.

К работам, выполняемым по специальному графику, утвержденному главным инженером предприятия, относятся: ремонт отдельных мест изоляции; усиление сварных стыков, целостность которых не нарушена, путем установки муфт с гофрами или лепестковых муфт; устранение провеса газопровода путем выпрямления уклона.

К работам, выполняемым немедленно, относятся: устранение утечек, ремонт разрыва стыка аварийной катушкой; устранение повреждений оголовков стояков конденсатосборников и гидрозатворов; устранение снежноледяных закупорок с последующим удалением конденсата.

Не реже 1 раза в год следует выполнять следующие работы: очистку колодцев от грязи и посторонних предметов; проверку и закрепление лестниц и скоб в колодцах и ограждений наружных вводов; очистку задвижек и компенсаторов от грязи и ржавчины; «разгон» червяка задвижки и его смазку; проверку плотности и набивки сальников; проверку плотности всех соединений задвижек и компенсаторов с помощью мыльной эмульсии; проверку состояния компенсаторов (при снятых стяжных болтах).

Не реже 1 раза в 5 лет следует проводить проверку плотности и состояния изоляции подземных газопроводов всех давлений с помощью приборов или методом бурового и шурфового осмотра. Допускается испытание газопроводов на плотность воздухом, по нормам, принятым для таких испытаний после окончания строительства газопровода.

Буровой осмотр осуществляется бурением скважин через 3 м или у сварных стыков на расстоянии 0,3—0,5 м от стенки газопровода на глубину укладки его, а зимой в случае промерзания грунта — на глубину промерзания. В местах расположения контрольных трубок скважины не бурятся. Наличие газа в скважинах определяется газоиндикатором, а при расположении ее более чем в 3 м от зданий, колодцев и других сооружений — применением огня. Если газ не загорелся, скважина должна быть проверена газоиндикатором.

Для определения состояния изоляции и труб подземного газопровода отрываются шурфы длиной 1,5—2 м на 200 м газопровода, а также в местах расположения конденсатосборников. Данные бурового и шурфового осмотров заносятся в эксплуатационный паспорт газопровода.

Ремонт (ревизия) внутренних газопроводов и газового оборудования должен производиться не реже 1 раза в год, если согласно паспортам заводов-изготовителей на оборудование и приборы автоматики не требуется проведения ремонта в более короткие сроки.

Капитальный ремонт газопроводов составляют следующие работы: замена отдельных участков труб или отдельных мест изоляции, замена внутренних газопроводов при капитальном ремонте котельной, замена коверов, ремонт колодцев (перекладка горловин колодцев, наращивание колодцев, ремонт гидроизоляции или штука-

турки, смена лестниц и др.), замена неисправных отключающих и сетевых устройств.

7.8.2. Эксплуатация ГРП (ГРУ). По принятым для газовых хозяйств МЖКХ РСФСР нормативам надзор за работой ГРП (ГРУ) следует осуществлять в сроки, обеспечивающие безопасность эксплуатации оборудования *. Для предприятий и котельных следует рекомендовать посещение помещений ГРП не реже 1 раза в сутки.

Надзор за работой ГРП (ГРУ) включает: проверку исправности технологического оборудования; контроль правильности положения и надежности сцепления рычагов и молотка ПЗК; проверку перепада давления в фильтре; смену картограмм регистрирующих приборов; прочистку перьев, заливку чернил, завод часовых механизмов, снятие показаний приборов. На регулирующей и предохранительной арматуре не должно быть различных не предусмотренных конструкцией проволочных скруток, прокладок и т. п.

В ГРП производят: внешний и внутренний осмотр здания и помещений; проверку наличия газа в воздухе помещения, а при необходимости — проверку всех соединений и арматуры; проверку плотности стен, разделяющих основное помещение, где расположена отопительная установка; проверку состояния систем отопления (отопительных элементов шкафных ГРП), устройств вентиляции, освещения, телефона; измерение температуры воздуха внутри помещения; проверку наличия и состояния противопожарного инвентаря.

Периодически выполняют следующие работы:

— настройку ПЗК на верхний и нижний предел срабатывания, ПСУ «на сброс» при давлении, равном 1,15 $p_р$ — не реже 1 раза в 2 мес;

— осмотр рабочих манометров и их сверку с контрольным прибором для определения погрешности показаний в рабочей точке и возврата стрелки к нулевой точке — не реже 1 раза в 6 мес;

— промывку фильтров, очистку или замену фильтрующего материала при перепаде давления в нем, превышающем допустимый — по мере надобности, но не реже 1 раза в год;

* Инструкция по эксплуатации газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок. Руководящий документ РД3-99—87.

— продувку импульсных трубок к средствам измерений, ПЗК и регулятору давления, проверку отверстий дросселей — не реже 1 раза в 2 мес в холодное время года, летом при проведении текущего ремонта.

Показания приборов и результаты осмотра должны быть занесены в журнал обслуживания, который должен находиться в помещении ГРП, а журналы ГРУ и шкафных ГРП должны находиться на рабочем месте дежурного персонала.

Плановый ремонт (ревизию) оборудования ГРП (ГРУ) следует производить не реже 1 раза в год. При этом выполняются следующие работы: ликвидация дефектов, выявленных при обслуживании; разборка оборудования и запорных устройств, ремонт или замена изношенных частей и деталей, смазка трущихся частей, кроме находящихся в потоке газа (что может привести к налипанию на них пыли).

До начала работ необходимо осмотреть оборудование с целью выявления видимых дефектов, проверить вероятные места утечек газа (не подлежащие разборке). При отключении оборудования убедиться в правильной работе регулятора, плотности закрытия запорных клапанов регулятора, ПЗК, ПСУ, запорных устройств, а также проверить работу регулятора, ПЗК, ПСУ. Ревизию мембранных приводов РДБК выполняют 1 раз в 3 года.

Работы относятся к газоопасным и их выполняют по специальному наряду бригадой, возглавляемой инженерно-техническим работником, имеющим допуск к руководству газоопасными работами.

Для проведения ремонтных работ необходимо отключить ремонтируемый участок запорными устройствами и установить металлические заглушки. До этого следует проверить плотность запорных устройств, которую определяют по манометру на отключенном участке (без расхода газа). При неплотных запорных устройствах отключение производят предыдущим по ходу газа устройством с последующей установкой металлической заглушки.

Закрывая задвижки, следует обращать внимание на отсутствие заеданий и кривизны штока при вращении штурвала. Пробковый кран следует закрывать накидным ключом; пробка крана должна вращаться без больших усилий и иметь ограничитель поворота на 90°. Запорные устройства, которые не закрываются при отключении оборудования, подлежат такой же проверке.

В ремонт ПЗК входят: очистка внутренней полости, очистка и осмотр седла и плунжера затвора, перепускного клапана (если он имеется), мембраны, штока; проверка и ремонт рычагов, определение надежности соединения рычагов со штоком; смазка трущихся частей; проверка герметичности обратного клапана в ПКК-40; замена сальниковой набивки оси рычага; проверка настройки и плотности закрытия (последнее при включении газа).

При осмотре деталей ПЗК, а также регулятора и ПСУ следует обратить внимание на отпечатанную окружность по краю плунжера, характеризующую равномерность и плотность прилегания последнего к седлу. Мягкое уплотнение при необходимости следует заменить.

Плотность закрепления мембран следует проверять воздухом или газом (после его включения) при рабочем давлении.

В ремонт регулятора входят: очистка внутренней полости, проверка состояния основного плунжера и пилота, седел, мембран, штоков, рычагов; промывка керосином и протирка трущихся частей; проверка свободного перемещения всех подвижных узлов и деталей; смазка узлов и деталей.

Далее следует проверка состояния и очистка от пыли и грязи калиброванных отверстий, импульсных трубок и присоединение последних. Прочистка калиброванных отверстий жесткой проволокой или стальными иглами не рекомендуется, так как это может привести к изменению сечения отверстия. Ремонт заканчивают проверкой работы регулятора.

В ремонт ПСУ входят: очистка внутренней полости от грязи, осмотр состояния седла плунжера, мембраны, пружины; очистка указательных стекол и штуцеров у гидропредохранителей; проверка проходимости сбросного трубопровода (имеется ли свободный выход газа).

При очистке фильтра корпус внутри протирают ветошью, смоченной в керосине. Очистку сетки сетчатых фильтров, а также разборку кассеты и чистку фильтрующего материала производят вне помещения. Материал встряхиванием освобождают от твердых частиц, а затем промывают в бензоле, ксилоле или другом растворителе. Заполненную сухую кассету опускают в ванну с висциновым маслом (ГОСТ 7611—75). Затем кассету вынимают, дают полностью стечь излишнему маслу, и после этого

она вновь пригодна для установки. Перфорированный лист (рис. 3.23) должен быть расположен за кассетой по ходу газа.

В ремонт запорной арматуры входят: проверка уплотнительных поверхностей, очистка от грязи и старой смазки (желательно промыть в уайтспирите или керосине); смазка пробок кранов, штоков задвижек, притирка уплотнительных поверхностей; замена сальникового уплотнения; сборка и проверка легкости хода и отсутствие «биения» штока задвижки («биение» часто приводит к утечкам газа); ремонт ограничителей поворота, углубление рисок на пробках кранов; замена смазки в самосмазывающихся кранах.

После окончания ремонта (ревизии) следует проверить работу оборудования ГРП на режимах, предусмотренных графиком. При обнаружении неисправностей необходимо провести повторную разборку и проверку всех деталей. Последний этап работ — проверка плотности всех соединений и арматуры с помощью мыльной эмульсии.

Работу регулятора проверяют путем изменения расхода газа. Если регулятор исправен, то при быстром включении одного из работающих котлов или части горелок единственно работающего котла давление за регулятором повышается, а затем плавно восстанавливается. При быстром увеличении расхода газа давление за регулятором должно понизиться, а затем восстановиться. При медленном изменении расхода газа давление его в контрольной точке не должно изменяться.

Для проверки плотности односедельного регулятора медленно прекращают подачу газа. Давление за регулятором не должно повыситься более чем на 10 % от давления настройки.

Плотность закрытия ПСУ проверяют путем анализа пробы среды, отобранной из сбросного трубопровода.

Убедившись в плотности закрытия регулятора и ПСУ, проверяют плотность закрытия ПЗК. Для этого следует закрыть ПЗК, открыть кран на продувочном трубопроводе ГРП (ГРУ), проследить по манометру за падением давления за регулятором до нуля и закрыть кран на продувочном трубопроводе. Давления газа за регулятором не должно быть.

Проверку срабатывания ПЗК и ПСУ желательно проводить воздухом. Проверку ПЗК производят через штуцер за краном на импульсной трубке. Эту проверку можно

производить при работающем и неработающем оборудовании ГРП (ГРУ) или при работе по байпасу. Для проверки кран закрывают, а к штуцеру присоединяют тройник с манометром и шлангом, через который подают воздух. Момент срабатывания определяют по расцеплению рычага с молоточком. Во время проверки срабатывания на работающем оборудовании нельзя допускать удара молоточка по рычагу клапана во избежание прекращения подачи газа. Для исключения этого рычаги ПЗК только на время проверки должны быть связаны.

Проверку запорных клапанов типа ПКК-40 и ПЗК-50 можно вести только газом, причем давление повышают регулятором, а срабатывание клапанов контролируют по манометру за ГРП (ГРУ). В момент срабатывания давление должно упасть до нуля.

Ремонт систем и установок отопления, проверку и прочистку дымоходов ГРП производят 1 раз в год перед отопительным сезоном, ремонт здания — по мере необходимости; проверку плотности внутренних стен, побелку или окраску стен здания и окраску кровли — по мере необходимости, но не реже 1 раза в 3 года; проверку окраски газопроводов и оборудования — 1 раз в год. Ремонт устройств вентиляции, освещения и связи выполняется немедленно по выявлении необходимости.

Плановый ремонт молниезащиты ГРП и заземления осуществляют в следующие сроки: проверку сопротивления заземляющего устройства с выборочным вскрытием грунта и осмотром состояния заземлителей — через 1 год после начала эксплуатации, а затем не реже 1 раза в 3 года; проверку общего сопротивления заземлений растеканию тока — 1 раз в год, в период, когда грунт имеет наименьшую проводимость (поочередно летом и зимой); проверку исправности контактов, соединительных проводников, перемычек, шин и приведение их в порядок — 1 раз в 3 года; окраску молниеприемников и токоотводов (кроме заземлителей) — по мере необходимости.

Не реже 1 раза в год следует проверять состояние изолирующих фланцев, измерять падение напряжения на них и синхронно разность потенциалов по обеим сторонам фланцев по отношению к земле.

Замену устаревшего и износившегося оборудования ГРП (ГРУ) и капитальный ремонт зданий ГРП производят по мере необходимости, в среднем через 10 лет.

7.8.3. Ремонт газовых горелок. Планово-предупредительный ремонт газогорелочных устройств следует проводить не реже 1 раза в год. Чаще всего подлежат ремонту туннели, огневые насадки, стабилизаторы горения. При нарушении прочности туннеля (трещины, обгорание, оплавление) следует изготовить новый туннель в соответствии с указаниями, приведенными в гл. 5 и с соблюдением проектных размеров. Необходимо проверить и, если потребуется, отремонтировать коллекторы, кирпичную кладку щелей и смесителей подовых и форкамерных горелок, стабилизирующие решетки и горки, защитную обмуровку топочных экранов, торкрета барабанов.

В горелках следует проверить состояние металла устья горелки, чистоту газовыходных отверстий, состояние лопаток закручивающих устройств, состояние вентиляторов блочных горелок, уплотнение места примыкания горелок к обмуровке котлов, прочность и устойчивость опор горелок.

Ремонт горелок в необходимых случаях может быть произведен силами владельца котельной при условии строгого соблюдения всех геометрических размеров горелок данного типоразмера. После установки отремонтированной горелки на место следует проверить соответствие ее работы режимной карте при различной производительности котла.

7.8.4. Эксплуатация автоматики и средств измерений. Обслуживание систем автоматики производится представителями специализированной организации или работниками котельной, прошедшими специальную подготовку и получившими удостоверение о допуске к обслуживанию. Сроки проведения технического обслуживания (профилактического осмотра) систем автоматики — не реже 1 раза в 3 мес, ремонт — не реже 1 раза в год.

Состав работ при техническом обслуживании и ремонте устанавливают в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей или проектной документацией на устройство автоматики. График проведения работ должен быть утвержден главным инженером предприятия.

Профилактические осмотры включают: проверку исправности аппаратуры; продувку импульсных трубок; проверку состояния монтажа (контактов, клеммных винтов, паек и т. д.), наличия смазки в редукторах реверсивных двигателей; обдувку внутренних полостей приборов

сухим чистым воздухом давлением до 0,1 кгс/см²; проверку работоспособности и настройку приборов автоматики согласно монтажно-эксплуатационным инструкциям. Проверка срабатывания устройств защиты по контролируемым параметрам осуществляется путем имитации аварийных режимов.

Обслуживание предусматривает также выполнение ряда операций в процессе эксплуатации автоматики, необходимых для ее нормальной работы: наблюдение за состоянием оборудования с целью обнаружения и устранения мелких дефектов, проверку правильности работы автоматики по регистрирующим приборам, фиксирующим протекание технологических процессов, исправность электрических соединений путем внешнего осмотра.

При необходимости длительного отключения системы автоматики (например, после окончания отопительного сезона) производят ее ревизию (разборка и очистка от грязи, промывка, продувка импульсных трубок, зачистка контактов, замена износившихся деталей и т. д.), а также проверку приборов согласно инструкции по их лабораторной проверке. Для защиты от загрязнения и коррозии производят консервацию автоматики. При этом приборы (регуляторы, стабилизаторы, щиты, сигнализаторы, датчики, клапаны, исполнительные механизмы и т. д.) зачехляют, незащищенные места крепления импульсных трубок снабжают предупреждающими надписями. Неокрашенные металлические детали тщательно очищают и покрывают тонким слоем технического вазелина.

При обслуживании средств измерений проверяют: дату государственной поверки, соответствие диапазона измерений прибора измеряемым значениям, исправность стекол. Обслуживание регистрирующих приборов должно выполняться в соответствии с указаниями заводов-изготовителей.

В узлах учета расхода газа проверяют наличие пломб на запорном устройстве байпаса ротационных счетчиков и их счетных механизмах, на запорном устройстве продувочного трубопровода перед узлом.

Профилактическое обслуживание ротационных счетчиков осуществляется в следующие сроки:

— контроль уровня заправки маслом редуктора ротационного счетчика, смазка счетного механизма и заливка масла в местах расположения отверстий-масленок — не реже 1 раза в неделю;

— промывка счетчика при резком возрастании или колебании перепада давления или стуке в счетчике — по мере необходимости;

— замена масла в редукторе после промывки камер, шестерен бензином или керосином — не реже 1 раза в 3 мес.

Для залива подкрашенной воды в дифманометр последний должен быть отключен от счетчика, а залив и спуск масла можно производить только при отключенном счетчике. Для промывки внутренней полости роторы проворачивают специальной рукояткой, через верхнюю горловину заливают бензин (керосин), стекающий через спускной штуцер в посуду. Вращение роторов должно быть легким. При вращении роторов можно убедиться в работе счетного механизма.

Узлы учета расхода газа с расходомерами переменного перепада давления обслуживают специализированные службы или лица, ответственные за учет расхода газа. Проверку герметичности импульсных трубок следует производить не реже 1 раза в неделю. Также раз в неделю проверяют возвращение стрелки (пера) измерительного прибора на нуль при отсутствии расхода. Соответствие перепада давления в сужающем устройстве табличным значениям проверяют не реже 1 раза в месяц.

Рабочие средства измерений, предназначенные для взаимных расчетов, обеспечения безопасности персонала и охраны окружающей среды, подлежат проверке в следующие сроки:

— расходомеры (в том числе манометры и термометры, работающие в комплекте с расходомерами), термометры и манометры всех типов — 1 раз в год;

— тягонапоромеры, газо-, водо-, теплосчетчики — 1 раз в 2 года;

— газоанализаторы всех типов, хроматографы — 1 раз в 6 мес;

— калориметры газовые — 1 раз в 3 мес.

Сроки проверки средств измерений, предназначенных для учетных операций, в том числе и применяемых при режимно-наладочных работах, устанавливаются территориальными органами Госстандарта СССР.

7.8.5. Эксплуатация устройств электрохимической защиты. Защиту подземных сооружений от коррозии, контроль их коррозионного состояния и эксплуатацию установок электрозащиты производит специализирован-

ная контора «Подземметаллзащита» или специальные службы, входящие в состав организаций, эксплуатирующих данные сооружения. Эксплуатация средств электрохимической защиты разрешается лицам, сдавшим экзамен на знание соответствующих правил и инструкций, допущенных к выполнению данного вида работ. Периодичность и объем работ по проверке эффективности действия и регулировке режимов работы установок и оборудования электрохимической защиты должны соответствовать действующим нормативам [14]. Этим же документом определяются формы технической документации, порядок их ведения и хранения.

Техническое обслуживание установок должно производиться звеном из двух человек, один из которых имеет допуск к работе на электроустановках с напряжением до 1 кВ и квалификационную группу не менее III по технике безопасности ПТЭ и ПТБ. Работникам, осуществляющим техническое обслуживание установок электрохимической защиты, запрещено производить работы в газовых колодцах и колодцах других подземных сооружений.

Наличие и уровень блуждающих токов определяют при помощи коррозионного высокоомного вольтметра, плюсовый зажим которого соединен с выводом контактной трубки, приваренной к газопроводу, а минусовый — с электродом заземления. Наличие положительного потенциала между газопроводом и землей указывает на возможность поражения газопровода блуждающими токами.

7.8.6. Содержание территории и здания котельной. Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории и здания котельной необходимо содержать в исправном состоянии: трассу подземного газопровода (отсутствие складов материалов, временных построек); системы отвода поверхностных и грунтовых вод; дороги и подъезды к пожарным гидрантам; сети водопровода, канализации, теплоснабжения, дренажи. Подземные устройства этих систем и кабелей должны иметь на поверхности земли указатели.

Контроль за состоянием конструкций и инженерного оборудования котельной должен осуществляться путем проведения плановых и частичных осмотров. Фундаменты котельной в первый год эксплуатации следует осматривать не реже 1 раза в месяц, а в последующие годы — при необходимости выявления причин появления трещин или других дефектов в ограждениях, но не реже 1 раза в 5 лет. Дымовые трубы следует осматривать снаружи 1 раз в год, а внутри — 1 раз в 4 года.

Пробивать отверстия и проемы в строительных конструкциях, перемещать оборудование без проведения проверочных расчетов не разрешается. Деревянные перекрытия следует вскрывать для проверки в наиболее ответственных местах (у карнизов) не реже 1 раза в год. Текущий и капитальный ремонт котельной следует выполнять по ежегодным календарным планам, утвержденным руководителем предприятия (владельцем котельной).

Все грозозащитные устройства следует подвергать плановым осмотрам (ревизиям), а молниеприемники, токоотводы, соединения, заземлители — периодическому контролю. Ревизии грозозащитных устройств необходимо производить ежегодно перед грозовым периодом.

7.8.7. Пуск газа после длительного перерыва. Ко времени включения газа после расконсервации или сезонного перерыва котельная должна быть укомплектована обученным персоналом, специалистом по автоматике или должен быть заключен договор со специализированной организацией на обслуживание автоматики, котельная должна быть обеспечена инструкциями по эксплуатации системы газоснабжения, котлов и вспомогательного оборудования, графиками плановых осмотров и ремонтов, противопожарным инвентарем.

Обследование и приемку котельной производит комиссия, в состав которой входят ответственный за газовое хозяйство и представитель газосбытовой организации. К моменту пуска газа необходимо выполнить, с оформлением соответствующих актов, следующие работы:

— ревизию, необходимый ремонт и проверку герметичности запорных устройств с помощью керосина или воздухом под давлением;

— ревизию и необходимый ремонт оборудования ГРП (ГРУ), настройку оборудования на параметры, предусмотренные проектом;

— проверку исправности и правильности присоединения приборов учета расхода газа, герметичности импульсных трубок; проверку сроков госповерки средств измерений, наличия полного их комплекта, соответствия шкал расчетным значениям измеряемых параметров, прокладки и присоединения импульсных трубок;

— замену поврежденных и ставших жесткими мембран взрывных клапанов, установку защитных кожухов; уплотнение обмуровки; очистку топок и газоходов; закладку открытых лазов; проверку исправности и легкости хода шиберов, регулирующих и отключающих устройств; проверку вручную хода ротора тягодутьевых машин; устранение подсосов в газовом тракте и утечек воздуха в воздушном тракте;

— заполнение включаемых котлов водой и проверку эксплуатационной готовности паровой и водяной систем;

— проверку правильности отсоединения невключаемых котлов — наличие заглушки за запорным устройством на газопроводе перед котлом, на газопроводе безопасности (продувочный трубопровод должен оставаться в открытом состоянии); наличие в газоходе за котлом шибера, не имеющего отверстия, или кирпичной перемычки;

— проверку состояния приточных жалюзийных решеток, приточных и вытяжных воздуховодов, исправности дефлекторов, наличия в них шиберов, предусмотренных проектом, исправности устройств для управления шиберами; выявление трещин или швов в стенах и потолках котельных, встроенных в жилые и общественные здания;

— проверку состояния экономайзеров, установки водоподготовки всех подлежащих включению насосов и другого вспомогательного оборудования;

— проверку состояния и срабатывания систем автоматики по всем контролируемым параметрам путем имитации отклонения последних от предельных значений.

Котельные, встроенные в жилые и общественные здания, должны быть проверены на плотность (герметичность), а также на обособленность от других смежных помещений с представлением соответствующего акта.

Контрольная опрессовка газопроводов и пуск газа выполняются специализированной бригадой газовой службы или подготовленным персоналом владельца котельной в присутствии ответственного за газовое хозяйство и представителя газосбытовой организации.

7.8.8. Отключение систем газоснабжения. О необходимости отключения системы газоснабжения или отдельного котла на длительный период или для ремонта потребитель должен известить газосбытовую организацию не менее чем за 3 сут. Отключение производят установкой металлической заглушки на газопроводе за запорным

устройством (по ходу газа) котельной или котла. На хвостике заглушки должны быть выбиты диаметр трубопровода, на который можно ее установить, и давление, на которое она рассчитана. Заглушку разрешается устанавливать персоналу, имеющему право на выполнение данного вида газоопасных работ. Отключение оформляется актом с участием представителя газосбытовой организации.

7.8.9. Газоопасные и аварийно-восстановительные работы. Газоопасными считаются работы, которые выполняются в загазованной среде или при которых возможен выход газа. К таким работам в котельных относятся: присоединение новых газопроводов к действующим сетям («врезка под газом»); установка и снятие заглушек на газопроводах, находящихся под газом; ввод в эксплуатацию газопроводов, ГРП (ГРУ), газопотребляющих установок («пуск газа»); техническое обслуживание и ремонт действующих (подземных, надземных, расположенных в помещениях, колодцах, туннелях) газопроводов и устройств на них; техническое обслуживание и ремонт внутреннего газового оборудования и арматуры; прочистки газопроводов и заливка растворителя с целью удаления гидратных образований; демонтаж газопроводов, отключенных от действующих сетей; консервация и реконсервация газопроводов и газового оборудования; раскопка грунта в местах утечки газа до ее устранения; все виды ремонта, связанные с выполнением сварочных работ на действующем газопроводе.

Газоопасные работы должны выполнять два человека, а в колодцах, туннелях, топках котлов, ГРП, траншеях (глубиной более 2 м) — три человека под непосредственным руководством инженерно-технического работника и по наряду установленной формы. К выполнению и руководству газоопасными работами допускаются лица, обученные и сдавшие экзамен по технологии проведения таких работ, знающие требования к применяемым при этом инструментам, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой помощи, прошедшие практическую стажировку по выполнению газоопасных работ.

Право на выдачу нарядов на проведение газоопасных работ имеют инженерно-технические работники, прошедшие соответствующую подготовку и определенные приказом по предприятию. Порядок обучения и проверка

знаний инженерно-технических работников и рабочих по выполнению газоопасных работ изложены в «Правилах безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР.

Перед началом газоопасных работ ответственный за их проведение обязан непосредственно на месте выполнения работ провести инструктаж всех рабочих о необходимых мерах безопасности. После получения инструктажа каждый рабочий расписывается в наряде. Наряды должны храниться не менее одного года.

Обход трасс подземных газопроводов и сооружений на них, проверка на загазованность колодцев и подвалов производятся без нарядов. Категорически запрещается проверка огнем плотности газопроводов, оборудования, арматуры и наличия газа в колодцах.

Аварийно-восстановительные работы выполняются в случаях нарушения целости газопровода, сооружений на нем или газового оборудования, создающих аварийную ситуацию. Если эксплуатация систем газоснабжения осуществляется газовой службой предприятия, то аварийно-восстановительные работы выполняются этой же службой. Аварийные работы должны выполняться немедленно и без наряда до устранения прямой угрозы жизни людей и материальным ценностям. После ликвидации опасности или ликвидации последствий аварии восстановительные работы ведутся по разовому наряду, а при необходимости — по специальному плану проведения этих работ.

В каждой котельной должен иметься план предприятия и ликвидации возможных аварий. План разрабатывается лицом, ответственным за газовое хозяйство, согласовывается с начальником газовой службы (если она имеется) и утверждается главным инженером предприятия.

7.9. ПРОКЛАДОЧНЫЕ, УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ И ПРИТИРОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Прокладочные материалы. Для уплотнения фланцевых соединений на газопроводах и газовом оборудовании следует применять прокладки из следующих материалов: газопроводы с давлением $p \leqslant 16$ кгс/см^2 — паронит толщиной 1—4 мм (марка ПМБ, ГОСТ 481—80); газопроводы с давлением $p \leqslant 6$ кгс/см^2 — резина маслобензостойкая толщиной 3—5 мм (ГОСТ 7338—77); газопроводы всех давлений, в том числе транспортирующие

сернистый газ, — алюминий толщиной 1—4 мм (ГОСТ 21631—76 или ГОСТ 13726—78); газопроводы всех давлений, кроме транспортирующих сернистый газ, — медь толщиной 1—4 мм (ГОСТ 495—77, марка М1, М2). На трубопроводах горячей воды и пара паронитовые прокладки можно применять при давлении в них до 60 кгс/см^2 и температуре до 425 °С.

Паронит изготовляют из асбеста, каучука и наполнителей. Выпускают паронит в виде листов толщиной от 0,4 до 6 мм и размером от 300×400 до 1200×1700 мм или в виде готовых прокладок. Плотность паронита 1,5—2 г/см^3. Перед установкой паронитовые прокладки следует натирать графитом с обеих сторон. Паронит должен быть защищен от действия прямых солнечных лучей и храниться в помещении с температурой не выше 30 °С. При этом его следует хранить на расстоянии не менее 1 м от теплоизлучающих приборов и предохранять от действия прямых солнечных лучей, масел, бензина и других разрушающих веществ. Гарантийный срок хранения паронита 24 мес.

Графит — кристаллическое вещество серо-стального цвета, мягкое и жирное на ощупь, выпускается в виде тонкоразмолотого порошка и в виде чешуек. Смешанный перед употреблением с маслом (олифой), графит образует мастику, заполняющую неровности на поверхности фланцев арматуры и труб. Хранить графит необходимо в сухих помещениях.

Паронит испытывают на уплотняющую способность в жидкой среде (керосине) в лабораторном автоклаве. При испытании паронит покрывают маслографитовой пастой (состав 1 : 2,5). Наличие смазки на торцевой части образцов не допускается. Образцы обеспечивают герметичность уплотняемых соединений, если в процессе испытания отсутствует утечка керосина.

Пластины резиновые и резинотканевые выпускают трех марок: тепломорозокислотощелочестойкую (ТКМЩ), маслостойкую (МС) и маслобензостойкую (МБС). Степень твердости всех марок: мягкая (М), средней твердости (С) и повышенной твердости. Толщина листов от 2 до 60, рулонов — от 0,5 до 50 мм. Ширина листов от 250 до 1000, длина — от 250 до 750 мм; ширина рулонов от 200 до 1350, длина — от 500 до 30 000 мм.

Температурный интервал перемещаемой среды от —30 до +80 °С. Хранить пластины и изделия из них нужно в помещениях при температуре от 0 до +25 °С и предохранять от попадания масел, бензина, других разрушающих веществ и теплоизлучающих приборов.

Картон прокладочный (ГОСТ 9347—74) выпускают марки А (пропитанный) листами толщиной от 0,3 до 1,5 мм и марки Б (непропитанный) листами толщиной от 0,3 до 2,5 мм. Плотность картона 0,8—0,85 г/см^3. Перед установкой прокладки из картона смачивают водой и проваривают в олифе. Подготовленный картон должен храниться в закрытых вентилируемых помещениях при температуре 25 ± 10 °С и относительной влажности воздуха 65 ± 10 %.

Картон асбестовый (ГОСТ 2850—80) выпускают следующих марок: КАОН-1, КАОН-2 общего назначения, КАП — прокладочный. Толщина КАОН от 2 до 10 мм, КАП — от 1,3 до 2,5 мм. Применяют КАОН-1 для тепловой изоляции при температуре изолируемой поверхности до 500 °С, КАОН-2 — для уплотнения соединений приборов, арматуры при давлении до 6 кгс/см^2,

КАП — в карбюраторных и дизельных двигателях. При транспортировке и хранении картон асбестовый следует оберегать от попадания на него воды, масла и других загрязняющих веществ.

Фибру листовую изготавливают толщиной от 0,6 до 5 мм. Применяют фибру в качестве прокладок на трубопроводах и установках нефтяного топлива, смазочных масел, кислорода, углекислоты, а также в кранах и вентилях систем горячего водоснабжения.

Уплотнительные и набивочные материалы. Для уплотнения резьбовых соединений применяют длинноволокнистый лен трепаный, который выпускают в виде прядей (ГОСТ 10330—76). При навертывании на резьбу лен пропитывают суриком (ГОСТ 19151—73) или свинцовыми белилами (ГОСТ 12287—77), разведенными на натуральной олифе (ГОСТ 7931—76). Для указанной цели при температуре теплоносителя более 105 °С используют асбестовые нити, пропитанные графитом.

Пакля смоляная представляет собой обработанные древесной смолой лубяные волокна, получаемые в виде отходов переработки пеньки и льна. Ее применяют при заделке раструбов чугунных, водопроводных, канализационных труб пространства между газопроводами и футлярами, в местах пересечения строительных конструкций.

Лента ФУМ (фторопластовый уплотнительный материал) предназначена для уплотнения резьбовых соединений трубопроводов, работающих в диапазоне температур от —60 до +200 °С, при давлении до 100 кгс/см². Цвет ленты белый с различными цветовыми оттенками, поверхность ровная и без разрывов. Допускается наличие темных пятен и отдельных включений, а также наличие волнистости.

При работе с лентой ФУМ запрещается курение, применение открытого огня и проведение сварочных работ, которые могут явиться источником разложения фторопласта с выделением вредных газов.

Для уплотнения сальниковых соединений в арматуре, насосах и неподвижных соединениях аппаратов применяют набивки, изготовленные из асбестовых и неасбестовых материалов. Крученые, плетеные и скатанные шнуры набивок имеют круглую, квадратную или прямоугольную форму, диаметр или размер от 2 до 70 мм (ГОСТ 5152—84).

Из пригодных для применения в котельных следует отметить следующие набивки

— АП-31 — асбестовая, плетеная, пропитанная жировым антифрикционным составом, графитизированная, квадратная;

— АС — асбестовая, плетеная, сухая, квадратная и круглая;

— АПП — асбестовая, прорезиненная, пропитанная антифризным составом, графитизированная, со сквозным или однослойным оплетением сердечника, квадратная и прямоугольная;

— АФ-1 — асбестовая, с однослойным оплетением сердечника, пропитанная суспензией фторопласта, квадратная и прямоугольная;

— ХБТС — хлопчатобумажная, с однослойным или многослойным плетением талькового сердечника, круглая и квадратная.

Области применения набивок приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Набивки для сальниковых уплотнителей

Набивка	Рабочая среда	Условия работы		Узел уплотнения
		Давление, кгс/см²	Температура, °С	
АП-31	Жидкие и газообразные среды, водяной пар	45	От —70 до +300	Арматура
АС	Жидкие и газообразные среды	45	400	»
	Газообразные среды	10	600	Неподвижные соединения аппаратов
АПП	Воздух, водяной пар, вода, газы	325	От —80 до +200	
АФ-1	Техническая и питьевая вода, конденсат	30	260	Насосы
	Пар водяной	40	250	Арматура
ХБТС	Техническая вода, водяной пар	10	130	Арматура, насосы

Для приготовления колец набивки шнур навивают на деревянный стержень диаметром, равным диаметру уплотняемого штока арматуры, и делают косые разрезы под углом 45°. Кольца набивки укладывают в сальниковую камеру таким образом, чтобы косые срезы стыков располагались вразбежку. Обтяжку набивки производят после установки каждых двух-трех колец.

Притирочные материалы. Плотное (герметичное) прилегание плунжеров (золотников) к седлам, пробок к корпусам кранов и т. п. достигается притиркой, которую производят при помощи притира и притирочного материала. Притиры изготавливают из чугуна, мягкой стали, меди, твердых пород дерева, фибры и других материалов. Они имеют форму плиты, бруска, цилиндра, кольца, конуса или специальной фигуры — в зависимости от притираемой детали. Притирку сопрягающихся поверхностей, например пробок кранов или клапанов, производят непосредственно, без притиров.

В качестве притирочных материалов служат порошки, приготовленные из наждака, корунда, карборунда, а также толченое стекло и различные пасты. Наиболее широкое распространение получила паста ГОИ, изготавливаемая на основе оксида хрома. Эта паста по притирочной способности разделяется на грубую, среднюю и тонкую — для придания поверхности зеркального блеска. Изготавливают пасту в виде цилиндрических брусков темно-зеленого (грубая и средняя) и светло-зеленого (тонкая) цвета. Для работы приготовляют полужидкую смесь порошка или пасты со смазкой. Смазка предотвращает быстрое притупление зерен притирочного материала и чрезмерный нагрев детали. В качестве смазки применяют различные вещества в зависимости

от материала притира: для чугуна — газолин, керосин, скипидар, лярдовое масло; для мягкой стали — машинное или лярдовое масло; для меди — машинное масло, скипидар, содовую воду, спирт.

Наиболее часто в местных условиях приходится притирать пробочные материалы. Для этого с пробки удаляют ограничитель поворота, пробку и гнездо промывают и насухо вытирают. Затем наносят равномерный слой притирочной смеси на поверхность пробки и вставляют ее в гнездо. При помощи ключа или специального зажима поворачивают пробку вправо и влево на угол 90—100° После пяти-шести поворотов пробку приподнимают, поворачивают на 180° и повторяют цикл поворотов. Затем пробку и гнездо вновь протирают насухо, наносят новый слой притирочной смеси и продолжают притирку. Притирка считается законченной, если нанесенные на пробку карандашом два-три продольных штриха стираются при нескольких поворотах пробки в гнезде на 30—40°.

Глава 8
НАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ В КОТЕЛЬНЫХ

8.1. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЖИГАНИЯ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА

8.1.1. Тепловой баланс котла. Соотношение между теплотой, поступающей в топку котла, полезно использованной в котле теплотой и потерями выражается тепловым балансом, отнесенным к 1 кг или 1 м³ сжигаемого топлива. В общем случае тепловой баланс газового котла выражается равенством, ккал/м³,

$$Q_н + Q_{ф.т} + Q_{ф.в} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5, \qquad (8.1)$$

где $Q_н$ — низшая теплота сгорания топлива; $Q_{ф.т}$ — физическая теплота топлива; $Q_{ф.в}$ — физическая теплота воздуха; Q_1 — полезно используемая теплота, расходуемая на нагрев воды или получение пара; Q_2 — теплота, теряемая с отходящими газами; Q_3 — теплота, теряемая вследствие химической неполноты сгорания; Q_5 — теплота, теряемая наружными поверхностями котла в окружающую среду.

Физическая теплота, внесенная газом и воздухом, обычно учитывается не в приходной части теплового

баланса, а соответствующим уменьшением количества теплоты, теряемой с отходящими газами. Физическая теплота предварительно подогретого воздуха учитывается только в том случае, если он подогрет вне котла. С учетом вышеизложенного равенство (8.1) в процентных отношениях примет вид

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_5, \qquad (8.2)$$

где $q_1 = Q_1 \cdot 100/Q_н$, $q_2 = Q_2 \cdot 100/Q_н$ и т. д.

Кпд котла брутто, характеризующий полезно использованную теплоту, выражается формулой

$$\eta_{бр} = q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_5). \qquad (8.3)$$

Для определения кпд применяют методы прямого и обратного теплового баланса. В первом случае определяют непосредственно Q_1, для чего необходимо измерять параметры и количества выработанного пара или нагретой воды, количество, температуру, давление, состав газового топлива. При этом неизвестными остаются значения других составляющих теплового баланса. Указанные измерения трудоемки и связанные с ними погрешности достигают 3 %.

По методу обратного теплового баланса раздельно определяют потери теплоты с отходящими газами и вследствие химической неполноты сгорания по данным температуры и состава газов. Погрешности этих измерений не превышают 1,5 %.

Полезно использованную теплоту в расчете на 1 м³ сжигаемого газа для паровых котлов определяют по формуле

$$Q_1 = [D_{п.п}(i_{п.п} - i_{п.в}) + D(i_п - i_{п.в}) + G_{пр}(i_{к.в} - i_{п.в})]/V_г; \qquad (8.4)$$

при выработке насыщенного пара и продувке не более 2 % (с некоторым приближением)

$$Q_1 = D(i_п - i_{п.в})/V_г; \qquad (8.5)$$

для водогрейных котлов

$$Q_1 = G_в(i_2 - i_1)\, c/V_г, \qquad (8.6)$$

где $D_{п.п}$, D — количество перегретого и насыщенного пара, кг/ч; $i_{п.п}$, $i_п$, $i_{п.в}$, $i_{к.в}$ — энтальпия перегретого и насыщенного пара, питательной и котловой воды, ккал/кг; $G_{пр}$ — расход продувочной воды, кг/ч; $G_в$ —

расход воды через водогрейный котел, кг/ч; i_1, i_2 — энтальпия воды на входе в котел и на выходе из него, ккал/кг; c — теплоемкость воды, принимаемая равной 1.

Потери теплоты с отходящими газами определяют с учетом физической теплоты, внесенной воздухом $Q_{ф.в}$ и газом $Q_{ф.г}$:

$$Q_2 = Q_{о.г} - (Q_{ф.в} + Q_{ф.т}). \quad (8.7)$$

Первое слагаемое этого равенства

$$Q_{о.г} = (V_{с.г}c_{с.г} + V_{в.п}c_{в.п})t_{о.г}, \quad (8.8)$$

где $V_{с.г}$ — объем сухих отходящих газов, м³/м³; $V_{в.п}$ — объем водяных паров, содержащихся в отходящих газах, м³/м³; $c_{с.г}$, $c_{в.п}$ — средневзвешенная объемная теплоемкость сухих газов и средняя теплоемкость водяного пара в интервале температур от 0 °С до $t_{о.г}$ (табл. 1.6), ккал/(м³·°С); $t_{о.г}$ — температура отходящих газов за котлом (экономайзером, воздухоподогревателем), °С.

Как видно из формулы (8.8), потери теплоты с отходящими газами тем больше, чем больше их объем (т. е. выше коэффициент избытка воздуха α) и выше температура.

Количество физической теплоты, внесенной в котел с воздухом,

$$Q_{ф.в} = V_0 c_в t_в \alpha, \quad (8.9)$$

а с газовым топливом

$$Q_{ф.т} = 0{,}01 \sum V_с c_с t_г, \quad (8.10)$$

где V_0 — теоретически необходимое количество воздуха для сгорания 1 м³ газового топлива, м³/м³; $c_в$, $c_с$ — теплоемкость воздуха и отдельных составляющих газа, ккал/(м³·°С); $t_в$, $t_г$ — температура воздуха и газа, °С; $V_с$ — содержание отдельных составляющих газа, %; α — коэффициент избытка воздуха.

Значение V_0 определяют по формуле (1.47), а в прикидочных расчетах V_0 можно принимать равным $Q_в/1000$. Значение α определяют по формуле (1.49).

В тех случаях, когда полный анализ состава сжигаемого газа затруднен, при полном сгорании топлива можно пользоваться формулой

$$\alpha = (O_2' + \psi CO_2')/(\psi CO_2'), \quad (8.11)$$

где ψ — коэффициент, показывающий отношение объема теоретически необходимого для горения кислорода к объ-

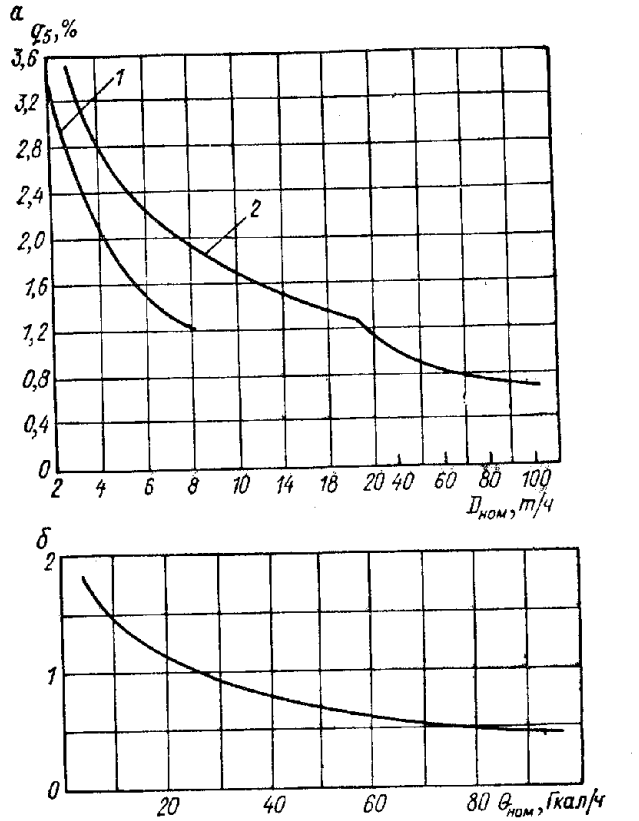


Рис. 8.1. Потери теплоты в окружающую среду паровыми (*а*) и водогрейными (*б*) котлами.
1 — без хвостовых поверхностей нагрева; *2* — с хвостовыми поверхностями нагрева.

ему получаемого углекислого газа (при стехиометрическом соотношении газа и воздуха); для природного газа $\psi = 2$, нефтепромыслового — 1,75—1,87, нефтезаводского — 1,75.

Потери из-за химической неполноты сгорания обусловлены содержанием в продуктах сгорания водорода, оксида углерода и метана. Величина Q_3 характеризует ту теплоту, которая могла бы дополнительно выделиться при сгорании этих газов. Подсчет q_3 ведут по объемному содержанию горючих

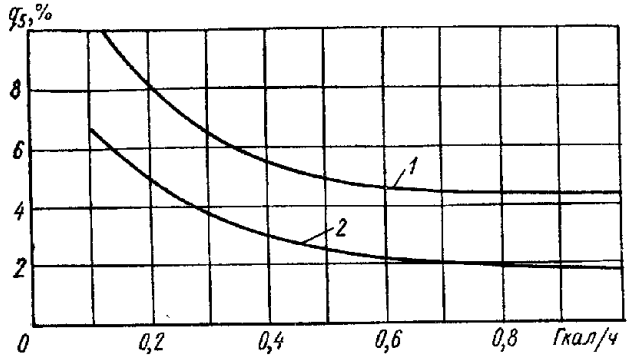


Рис. 8.2. Потери теплоты в окружающую среду секционными котлами при работе на твердом топливе.
Высота цоколя котла: *1* — более 1300 мм, *2* — не более 1300 мм.

составляющих в продуктах сгорания и их теплоте сгорания:

$$q_3 = \frac{V_{H_2'} \cdot 2580 + V_{CO'} \cdot 3016 + V_{CH_4'} \cdot 8570}{Q_н} \cdot 100, \quad (8.12)$$

где $V_{H_2'}$ и т. д. — объемы горючих составляющих продуктов сгорания, м³/м³.

Потери теплоты в окружающую среду связаны с наружным охлаждением элементов котла и зависят от размеров, толщины и качества обмуровки, степени экранирования топки, наличия хвостовых поверхностей нагрева, температуры наружных поверхностей.

Значения q_5 принимают по графикам, приведенным на рис. 8.1 и 8.2. Если фактическая производительность котла отличается от указанной на графиках, то вводят поправку

$$q_5 = q_{5ном} D_{ном}/D_ф \quad \text{или} \quad q_5 = q_{5ном} Q_{ном}/Q_ф, \quad (8.13)$$

где $D_{ном}$ ($Q_{ном}$) — номинальная паропроизводительность, т/ч (теплопроизводительность, Гкал/ч); $q_{5ном}$ — потери теплоты при номинальной производительности, %; $D_ф$ ($Q_ф$) — фактическая производительность.

Графики для определения потерь теплоты в окружающую среду были составлены по данным испытаний котлов с тяжелой обмуровкой, работавших на твердом топливе. Поэтому определение q_5 по этим графикам является условным, так как последние не отражают конструктивных особенностей различных котлов, взаимной их компоновки и других условий, влияющих на потери теплоты. По данным Союзтехэнерго * отклонения фактических значений q_5 от указанных на рис. 8.1 могут достигать для некоторых котлов 100 %. При работе чугунных котлов на газовом топливе по данным НИИСТ значения q_5, приведенные на рис. 8.2, уменьшаются на 2—1 % в зависимости от теплопроизводительности котла (0,1—1 Гкал/ч). Для современных газовых котлов q_5 указывается в прилагаемой к ним технической документации (паспорт, тепловой расчет).

8.1.2. Определение кпд экономайзеров. Индивидуальный поверхностный экономайзер можно рассматривать как составную часть котла, при определении кпд которого измерения температуры и состава отходящих газов производят за экономайзером. Приращение кпд котла за счет работы экономайзера составляет

$$\Delta\eta_э = \eta_а - \eta_к \quad (8.14)$$

или

$$\Delta\eta_э = q_{1э} = (Q_{1э}/Q_н) \cdot 100, \quad (8.15)$$

где $\eta_а$ — общий кпд брутто котла; $\eta_к$ — кпд брутто без экономайзера; $Q_{1э}$ — количество полезно использованной в экономайзере теплоты, отнесенное к 1 м³ сожженного газа, ккал/м³.

Значение $Q_{1э}$ можно подсчитать по формуле (8.6) с подстановкой соответствующих значений количества воды и ее энтальпии на входе в экономайзер и выходе из него.

Для контроля эффективности экономайзера следует периодически проверять его кпд по приближенной формуле

$$\eta_э = \Delta\eta_э \cdot 100/(q_2^к a), \quad (8.16)$$

где $q_2^к$ — потери теплоты продуктов сгорания по измерениям, выполненным за конвективным пучком котла, %; a — доля той части общего объема продуктов сгорания, которая проходит через экономайзер.

* Обобщение материалов ОРГРЭС по потерям теплоты в окружающую среду (q_5) современными котлоагрегатами. СЦНТИ ОРГРЭС № Т-11/70. М., 1970.

Если обводная линия, имеющаяся у экономайзера, отключена и продукты сгорания проходят через экономайзер в полном объеме, $a = 1$.

Экономия топлива за счет работы экономайзера, %, может быть определена по формуле

$$\Delta V_г = \Delta\eta_э \cdot 100/\eta_a. \qquad (8.17)$$

Если вся вода, поступающая в котел, проходит через экономайзер, то экономию топлива от применения последнего можно приближенно определить из соотношения

$$\Delta V_г = (i''_э - i'_э) \cdot 100/(i_к - i'_э), \qquad (8.18)$$

где $i'_э$, $i''_э$ — энтальпия теплоносителя на входе в экономайзер и на выходе из него, ккал/(кг·°С); $i_к$ — энтальпия теплоносителя на выходе из котла, ккал/(кг·°С).

Теплотехнические показатели группового или теплофикационного экономайзера определяют независимо от показателей котла на основании следующих расчетов. Приход теплоты в экономайзере, отнесенный к 1 м³ сожженного газа без учета физической теплоты воздуха, поступившего в экономайзер через неплотности, соответствует количеству теплоты, отданной продуктами сгорания, а расход теплоты — полезно использованной теплоте $Q_{1э}$ плюс потерям в окружающую среду $Q_{5э}$:

$$I'_э + I''_{в.\,э} = Q_{1э} + Q_{5э}, \qquad (8.19)$$

где $I'_э$, $I''_э$ — энтальпия продуктов сгорания перед экономайзером и за ним, ккал/м³.

Значения энтальпий продуктов сгорания определяют по формуле

$$I'_э(I''_э) = \left(\sum V_{с.\,г.\,э} c_{с.\,г.\,э} + V_{в.\,п.\,э} c_{в.\,п.\,э}\right) t_э, \qquad (8.20)$$

где $V_{с.\,г.\,э}$ — объем сухих газов перед экономайзером и за ним, м³/м³; $c_{с.\,г.\,э}$ — теплоемкость сухих газов, ккал/(кг·°С); $V_{в.\,п.\,э}$ — объем водяных паров, м³/м³; $c_{в.\,п.\,э}$ — теплоемкость водяных паров, ккал/(кг·°С); $t_э$ — температура газов перед экономайзером и за ним, °С.

При наличии водомера количество теплоты, полученной в экономайзере, отнесенное к 1 м³ газа, определяют по формуле

$$Q_{1э} = G_э(t''_{п.\,в} - t'_{п.\,в})\, c/V_г = Q_э/V_г, \qquad (8.21)$$

где $G_э$ — объем воды, прошедшей через экономайзер, кг/ч.

Величина $Q_{5э}$ складывается из потерь теплоты через обмуровку и через калачи, выступающие за пределы обмуровки экономайзеров. Значения $Q_{5э}$ можно принимать равными (0,03÷0,06) $Q_{1э}$. Бóльшие из указанных значений относятся к чугунным экономайзерам с кирпичной обмуровкой при температуре газов на входе в экономайзер 250—300 °С.

Кпд группового экономайзера определяют по формуле

$$\eta_э = Q_{1э} \cdot 100/I'_э. \qquad (8.22)$$

Объем газа, который пришлось бы израсходовать в котле для получения количества теплоты, равного полученному в групповом или теплофикационном экономайзере,

$$V_г = Q_э/(Q_н\eta_{бр}). \qquad (8.23)$$

8.2. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПО МЕТОДИКЕ М. Б. РАВИЧА

Методика, разработанная проф. М. Б. Равичем [34], позволяет определить потери теплоты с отходящими газами и из-за химической неполноты сгорания по составу и температуре отходящих газов. Методика основана на использовании ряда обобщенных теплотехнических характеристик, незначительно колеблющихся при изменении состава топлива. Рассчитывают эти характеристики следующим образом.

Количество теплоты, выделяемой при полном сгорании топлива в теоретическом ($\alpha = 1$) объеме воздуха, отнесенное к 1 м³ сухих продуктов сгорания, ккал/м³ (табл. 8.1),

$$P = Q_н/V_{с.\,г}. \qquad (8.24)$$

Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения при полном сгорании топлива в теоретически необходимом объеме воздуха (табл. 8.1)

$$B = (V_{CO'_2} + V_{N'_2})/(V_{CO'_2} + V_{N'_2} + V_{H_2O}). \qquad (8.25)$$

Отношение средней теплоемкости не разбавленных воздухом продуктов сгорания в температурном интервале от 0 °С до температуры отходящих газов $t_{о.\,г}$ к их теплоемкости в температурном интервале от 0 °С до t_{max} (табл. 8.2)

$$c' = c_{0 \div t_{о.\,г}}/c_{0 \div t_{max}}. \qquad (8.26)$$

Таблица 8.1

Обобщенные теплотехнические характеристики газового топлива

Газ	B	P, ккал/м³	l	t'_{max}, °С	CO_{2max}, %
Природный	0,81	1000	0,85	2010	11,8
Нефтегазовый	0,84	1000	0,83	2050	13,0
Коксовый	0,77	1080	0,79	2090	10,4
Сланцевый	0,82	1000	0,7	1950	16,2

Таблица 8.2

Значения коэффициентов c' и k

Температура отходящих газов, °С	Жаропроизводительность, °С			
	2000 и выше		Ниже 2000	
	c'	k	c'	k
100	0,82	0,77	0,83	0,79
200	0,83	0,78	0,84	0,79
300	0,84	0,79	0,86	0,80
400	0,86	0,80	0,87	0,81
500	0,87	0,81	0,88	0,82
600	0,88	0,82	0,90	0,83

Отношение средней теплоемкости 1 м³ воздуха в температурном интервале от 0 °С до $t_{о.г}$ к средней теплоемкости не разбавленных воздухом продуктов сгорания в температурном интервале от 0 °С до t_{max} (табл. 8.2)

$$k = c_{в0 \div t_{о.г}} / c_{0 \div t_{max}}. \qquad (8.27)$$

l — коэффициент, показывающий отношение объема воздуха, умноженного на теплоемкость воздуха, к объему продуктов сгорания, умноженному на теплоемкость продуктов сгорания (табл. 8.1).

h — изменение объема сухих продуктов сгорания по сравнению с теоретическим вследствие разбавления воздухом, а также неполноты сгорания. Значение h (коэффициента разбавления) определяют по формуле

$$h = CO_{2\,max} / (CO'_2 + CO' + CH'_4). \qquad (8.28)$$

Для серосодержащих газов в выражения для определения характеристик продуктов сгорания вместо CO_{2max} и CO'_2 следует вводить $RO_{2\,max}$ и $RO'_2 = CO'_2 + SO'_2$.

Таблица 8.3

Значения h и α в зависимости от состава продуктов полного сгорания природного газа ($CO_{2\,max} = 11,8$)

Содержание, %			Коэффициенты		Содержание, %			Коэффициенты	
CO'_2	O'_2	N'_2	h	α	CO'_2	O'_2	N'_2	h	α
11,8	0,0	88,2	1,00	1,00	7,8	7,1	85,1	1,51	1,46
11,6	0,4	88,0	1,02	1,02	7,6	7,5	84,9	1,55	1,50
11,4	0,7	87,9	1,03	1,03	7,4	7,8	84,8	1,59	1,53
11,2	1,1	87,7	1,05	1,05	7,2	8,2	84,6	1,64	1,57
11,0	1,4	87,6	1,07	1,06	7,0	8,5	84,5	1,68	1,61
10,8	1,8	87,4	1,09	1,08	6,8	8,9	84,3	1,73	1,66
10,6	2,1	87,3	1,11	1,10	6,6	9,2	84,2	1,79	1,71
10,4	2,5	87,1	1,13	1,12	6,4	9,6	84,0	1,85	1,76
10,2	2,8	87,0	1,15	1,14	6,2	10,0	83,8	1,90	1,82
10,0	3,2	86,8	1,18	1,16	6,0	10,3	83,7	1,96	1,87
9,8	3,6	86,6	1,20	1,18	5,8	10,7	83,5	2,03	1,94
9,6	3,9	86,5	1,23	1,20	5,6	11,0	83,4	2,11	2,00
9,4	4,2	86,4	1,25	1,22	5,4	11,4	83,3	2,18	2,07
9,2	4,6	86,2	1,28	1,25	5,2	11,8	83,0	2,26	2,15
9,0	5,0	86,0	1,31	1,28	5,0	12,1	82,9	2,36	2,22
8,8	5,3	85,9	1,34	1,30	4,8	12,5	82,7	2,46	2,31
8,6	5,7	85,7	1,37	1,33	4,6	12,8	82,6	2,56	2,41
8,4	6,1	85,5	1,40	1,36	4,4	13,2	82,4	2,68	2,51
8,2	6,4	85,4	1,44	1,40	4,2	13,5	82,3	2,81	5,62
8,0	6,8	85,2	1,47	1,43	4,0	13,9	82,1	2,94	2,75

Коэффициенты h и α связаны равенством

$$V_{изб} = (\alpha - 1)\, V_0 = (h - 1)\, V_{с.г}. \qquad (8.29)$$

Значения h и α для природного газа приведены в табл. 8.3, а нефтепромыслового газа — в табл. 8.4.

Потери теплоты с отходящими газами при $h \geqslant 1$

$$q_2 = \frac{t_{о.г} - l t_в}{t'_{max}} [c' + (h - 1)\, kB] \cdot 100; \qquad (8.30)$$

при $h < 1$

$$q_2 = \frac{t_{о.г} - l t_в}{t'_{max}} c' h \cdot 100, \qquad (8.31)$$

где $t_в$ — температура холодного воздуха, °С; t'_{max} — жаропроизводительность, °С.

С учетом физической теплоты газа и воздуха, нагретых вне котла, потери теплоты с отходящими газами

$$q_2 = \frac{t_{о.г} - l t_в}{t'_{max}(1 + m_2 + n_2)} [c' + (h - 1)\, kB] \cdot 100, \qquad (8.32)$$

Таблица 8.4

Значения h и α в зависимости от состава продуктов полного сгорания нефтепромыслового газа ($CO_{2\,max} = 13{,}0$)

Содержание, %			Коэффициенты		Содержание, %			Коэффициенты	
CO_2'	O_2'	N_2'	h	α	CO_2'	O_2'	N_2'	h	α
13,0	0,0	87,0	1,00	1,00	9,0	6,4	84,6	1,44	1,40
12,8	0,3	86,9	1,02	1,02	8,8	6,8	84,4	1,48	1,44
12,6	0,6	86,7	1,03	1,03	8,6	7,1	84,3	1,51	1,46
12,4	1,0	86,6	1,05	1,04	8,4	7,4	84,2	1,55	1,50
12,2	1,3	86,5	1,06	1,05	8,2	7,7	84,1	1,58	1,53
12,0	1,6	86,4	1,08	1,07	8,0	8,1	83,9	1,62	1,56
11,8	1,9	86,3	1,10	1,09	7,8	8,4	83,8	1,67	1,61
11,6	2,2	86,2	1,12	1,11	7,6	8,7	83,7	1,71	1,65
11,4	2,6	86,0	1,14	1,13	7,4	9,0	83,6	1,76	1,68
11,2	2,9	85,9	1,16	1,15	7,2	9,4	83,4	1,81	1,74
11,0	3,2	85,8	1,18	1,16	7,0	9,7	83,3	1,86	1,78
10,8	3,5	85,7	1,20	1,18	6,8	10,0	83,2	1,91	1,83
10,6	3,9	85,5	1,23	1,21	6,6	10,3	83,1	1,97	1,88
10,4	4,2	85,4	1,25	1,23	6,4	10,7	82,9	2,03	1,94
10,2	4,5	85,3	1,27	1,25	6,2	11,0	82,8	2,10	2,00
10,0	4,8	85,2	1,30	1,27	6,0	11,3	82,7	2,17	2,06
9,8	5,1	85,1	1,33	1,30	5,8	11,6	82,6	2,24	2,13
9,6	5,5	84,9	1,35	1,32	5,6	12,0	82,4	2,32	2,20
9,4	5,8	84,8	1,38	1,35	5,4	12,3	82,3	2,41	2,28
9,2	6,1	84,7	1,41	1,37	5,2	12,6	82,2	2,50	2,37
					5,0	12,9	82,1	2,60	2,46

где m_2 — поправка на физическую теплоту газа; n_2 — поправка на физическую теплоту воздуха; $m_2 = 0{,}0005$ при нагреве газа до температуры t (для природного и попутного газов);

$$n_2 = r\,\Delta t\beta', \qquad (8.33)$$

где Δt — прирост температуры при подогреве воздуха, °С; β' — отношение объема нагретого воздуха к теоретически необходимому; r — коэффициент, равный для природного, нефтепромыслового и нефтезаводского газов 0,00035, для коксового газа — 0,0003.

Если положить $\frac{c' + (h-1)\,kB}{l'_{max}} \cdot 10^4 = z$ (табл. 8.5 и 8.6), то формула (8.32) примет вид

$$q_2 = 0{,}01z\,(t_{о.г} - lt_в). \qquad (8.34)$$

Таблица 8.5

Значения z для природных газов

$CO_2'+CO'+$ $+CH_4'$, %	$t_{о.г}$, °С							
	100	150	200	250	300	350	400	450
11,8	4,08	4,10	4,13	4,15	4,18	4,23	4,28	4,30
11,6	4,14	4,16	4,19	4,21	4,24	4,29	4,34	4,37
11,4	4,17	4,19	4,22	4,24	4,27	4,32	4,37	4,40
11,2	4,23	4,26	4,28	4,31	4,33	4,39	4,44	4,47
11,0	4,30	4,32	4,35	4,37	4,40	4,45	4,50	4,53
10,8	4,36	4,38	4,41	4,44	4,47	4,52	4,57	4,60
10,6	4,42	4,45	4,48	4,50	4,53	4,58	4,63	4,66
10,4	4,48	4,51	4,54	4,56	4,59	4,64	4,70	4,72
10,2	4,55	4,57	4,60	4,63	4,66	4,71	4,76	4,79
10,0	4,64	4,66	4,70	4,72	4,75	4,80	4,86	4,89
9,8	4,70	4,73	4,76	4,79	4,82	4,87	4,92	4,95
9,6	4,79	4,82	4,85	4,88	4,91	4,97	5,02	5,05
9,4	4,86	4,89	4,92	4,95	4,98	5,03	5,08	5,11
9,2	4,95	4,98	5,01	5,04	5,07	5,13	5,18	5,21
9,0	5,04	5,07	5,10	5,13	5,17	5,22	5,28	5,31
8,8	5,13	5,16	5,19	5,22	5,26	5,31	5,37	5,41
8,6	5,22	5,26	5,29	5,32	5,36	5,41	5,47	5,50
8,4	5,32	5,35	5,39	5,42	5,45	5,51	5,57	5,60
8,2	5,44	5,47	5,50	5,53	5,56	5,62	5,68	5,72
8,0	5,54	5,57	5,60	5,63	5,67	5,73	5,79	5,83
7,8	5,66	5,70	5,73	5,77	5,80	5,86	5,92	5,96
7,6	5,79	5,82	5,86	5,89	5,93	5,99	6,05	6,09
7,4	5,91	5,94	5,98	6,02	6,05	6,12	6,18	6,22
7,2	6,06	6,10	6,14	6,18	6,21	6,28	6,34	6,38
7,0	6,18	6,23	6,27	6,30	6,34	6,41	6,47	6,51
6,8	6,34	6,38	6,42	6,46	6,50	6,57	6,63	6,67
6,6	6,53	6,57	6,61	6,65	6,69	6,76	6,82	6,87
6,4	6,72	6,76	6,80	6,84	6,89	6,95	7,02	7,06
6,2	6,87	6,91	6,96	7,00	7,04	7,11	7,18	7,22
6,0	7,06	7,10	7,15	7,19	7,23	7,30	7,37	7,42
5,8	7,27	7,32	7,37	7,41	7,46	7,52	7,59	7,65
5,6	7,52	7,57	7,62	7,67	7,71	7,79	7,85	7,91
5,4	7,72	7,79	7,84	7,89	7,94	8,01	8,08	8,13
5,2	7,96	8,04	8,08	8,14	8,19	8,27	8,34	8,39
5,0	8,27	8,34	8,40	8,46	8,51	8,59	8,66	8,72
4,8	8,58	8,66	8,72	8,77	8,83	8,91	8,99	9,04
4,6	8,89	8,98	9,03	9,09	9,15	9,23	9,31	9,36
4,4	9,26	9,35	9,41	9,47	9,53	9,61	9,70	9,75
4,2	9,60	9,76	9,82	9,88	9,94	10,02	10,11	10,18
4,0	10,06	10,16	10,23	10,29	10,36	10,44	10,53	10,60

Таблица 8.6

Значения z для попутных (нефтепромысловых) газов

$CO_2'+CO'+$ $+CH_4'$, %	$t_{о.г}$, °С							
	100	150	200	250	300	350	400	450
13,0	4,00	4,02	4,05	4,07	4,10	4,15	4,19	4,22
12,8	4,05	4,07	4,10	4,12	4,15	4,20	4,24	4,27
12,6	4,09	4,12	4,15	4,17	4,20	4,24	4,29	4,32
12,4	4,15	4,18	4,21	4,23	4,26	4,31	4,36	4,39
12,2	4,19	4,21	4,24	4,26	4,29	4,34	4,39	4,42
12,0	4,25	4,27	4,30	4,33	4,36	4,41	4,45	4,48
11,8	4,32	4,34	4,37	4,39	4,42	4,47	4,52	4,55
11,6	4,38	4,40	4,43	4,45	4,47	4,53	4,58	4,61
11,4	4,44	4,47	4,50	4,52	4,55	4,60	4,65	4,68
11,2	4,50	4,53	4,56	4,59	4,61	4,67	4,72	4,75
11,0	4,57	4,59	4,62	4,65	4,68	4,73	4,78	4,81
10,8	4,63	4,66	4,69	4,72	4,75	4,80	4,85	4,88
10,6	4,72	4,75	4,78	4,81	4,84	4,89	4,94	4,97
10,4	4,79	4,82	4,85	4,88	4,91	4,96	5,01	5,04
10,2	4,85	4,88	4,91	4,94	4,97	5,02	5,08	5,11
10,0	4,95	4,98	5,00	5,04	5,07	5,12	5,13	5,21
9,8	5,04	5,07	5,10	5,14	5,17	5,22	5,28	5,31
9,6	5,10	5,14	5,17	5,20	5,23	5,29	5,34	5,37
9,4	5,20	5,23	5,26	5,30	5,33	5,39	5,44	5,47
9,2	5,29	5,33	5,36	5,39	5,42	5,48	5,54	5,57
9,0	5,39	5,42	5,46	5,49	5,52	5,58	5,64	5,67
8,8	5,51	5,55	5,58	5,62	5,65	5,71	5,77	5,80
8,6	5,61	5,64	5,68	5,71	5,75	5,81	5,87	5,90
8,4	5,73	5,77	5,80	5,84	5,88	5,94	6,00	6,04
8,2	5,83	5,86	5,90	5,94	5,98	6,04	6,10	6,13
8,0	5,96	5,99	6,03	6,07	6,11	6,17	6,23	6,26
7,8	6,11	6,15	6,19	6,23	6,27	6,33	6,39	6,43
7,6	6,24	6,28	6,32	6,36	6,40	6,46	6,52	6,56
7,4	6,40	6,44	6,48	6,52	6,56	6,62	6,68	6,73
7,2	6,55	6,59	6,63	6,68	6,72	6,78	6,85	6,89
7,0	6,71	6,76	6,79	6,84	6,88	6,94	7,01	7,05
6,8	6,87	6,91	6,96	7,00	7,04	7,11	7,18	7,22
6,6	7,06	7,10	7,15	7,19	7,24	7,31	7,38	7,42
6,4	7,25	7,29	7,34	7,39	7,43	7,50	7,57	7,62
6,2	7,46	7,54	7,56	7,61	7,66	7,63	7,80	7,85
6,0	7,69	7,74	7,79	7,83	7,88	7,96	8,03	8,08
5,8	7,91	7,96	8,01	8,06	8,11	8,19	8,26	8,31
5,6	8,16	8,22	8,27	8,32	8,37	8,45	8,52	8,57
5,4	8,45	8,50	8,56	8,61	8,66	8,74	8,82	8,87
5,2	8,73	8,79	8,84	8,90	8,95	9,03	9,11	9,17
5,0	9,05	9,11	9,16	9,22	9,28	9,36	9,44	9,50

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания

$$q_3 = \frac{0{,}01\,(3016CO' + 2580H_2' + 8570CH_4')\,h}{P} \cdot 100. \quad (8.35)$$

Для газов, у которых $P \approx 1000$ ккал/м^3, значение q_2 определяют по приближенной формуле

$$q_2 = (3{,}02CO' + 2{,}58H_2' + 8{,}56CH_4')\,h. \quad (8.36)$$

При установке за котлом контактного экономайзера, в котором происходит охлаждение отходящих газов ниже точки росы и частично используется теплота конденсации водяных паров, тепловой баланс составляется по $Q_в$. Потери теплоты с отходящими газами %, определяют по формуле

$$q_2^в = 0{,}01\,(t_{о.г} - t_в)\,z^в + q_{о.н}, \quad (8.37)$$

где $z^в$ — величина, определяемая по табл. 8.7; $q_{о.н}$ — потери теплоты, обусловленные содержанием в отходящих газах несконденсированного водяного пара.

Потери теплоты, подсчитанные по высшей и низшей теплоте сгорания, связаны зависимостью

$$q^в = \frac{q^н + (Q_в/Q_н - 1)\cdot 100}{Q_в/Q_н}. \quad (8.38)$$

8.3. НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВА

Основным показателем экономичности использования газа в котельных является его расход на производство 1 Гкал теплоты. Расход газа, как и других видов топлива, нормируют в килограммах условного топлива (кг у. т.).

Нормирование расхода топлива осуществляется в соответствии с «Основными положениями по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве», утвержденными постановлением Госплана СССР от 17 декабря 1979 г. № 190, и отраслевыми методиками и инструкциями по нормированию, утвержденными соответствующим министерством или ведомством.

Различают удельные расходы топлива на выработанную и на отпущенную теплоту. Удельный расход услов-

Таблица 8.7

Значения $z^в$ и $q_{о.н}$ в зависимости от количества углеродосодержащих газов в отходящих газах и их температуры

$CO'_2+CO'+CH'_4$	$z^в$	$t_{о.г}$, °С				$CO'_2+CO'+CH'_4$	$z^в$	$t_{о.г}$, °С			
		30	35	40	45			30	35	40	45
11,8	3,6	1,9	2,6	3,4	4,5	7,8	5,0	2,9	3,9	5,2	6,9
11,6	3,7	1,9	2,6	3,5	4,6	7,6	5,1	3,0	4,0	5,3	7,1
11,4	3,7	2,0	2,7	3,6	4,7	7,4	5,3	3,1	4,1	5,5	7,3
11,2	3,7	2,0	2,7	3,6	4,8	7,2	5,4	3,1	4,2	5,6	7,5
11,0	3,8	2,1	2,8	3,7	4,9	7,0	5,5	3,2	4,3	5,8	7,7
10,8	3,8	2,1	2,8	3,8	5,0	6,8	5,6	3,3	4,5	6,0	7,9
10,6	3,9	2,1	2,9	3,8	5,1	6,6	5,8	3,4	4,6	6,2	8,2
10,4	4,0	2,2	2,9	3,9	5,2	6,4	5,9	3,5	4,7	6,3	8,4
10,2	4,0	2,2	3,0	4,0	5,3	6,2	6,1	3,7	4,9	6,5	8,7
10,0	4,1	2,3	3,0	4,1	5,4	6,0	6,3	3,8	5,1	6,8	9,0
9,8	4,2	2,3	3,1	4,2	5,5	5,8	6,5	3,9	5,2	7,0	9,3
9,6	4,2	2,4	3,2	4,2	5,6	5,6	6,7	4,1	5,4	7,3	9,6
9,4	4,3	2,4	3,2	4,3	5,7	5,4	6,9	4,2	5,6	7,5	10,0
9,2	4,4	2,5	3,3	4,4	5,9	5,2	7,1	4,4	5,8	7,8	10,4
9,0	4,5	2,5	3,4	4,5	6,0	5,0	7,4	4,5	6,1	8,1	10,8
8,8	4,6	2,6	3,4	4,6	6,1	4,8	7,7	4,7	6,5	8,5	11,3
8,6	4,6	2,6	3,5	4,7	6,3	4,6	7,9	4,9	6,6	8,8	11,7
8,4	4,7	2,7	3,6	4,7	6,4	4,4	8,3	5,1	6,9	9,2	12,3
8,2	4,8	2,8	3,7	5,0	6,6	4,2	8,7	5,4	7,2	9,7	12,8
8,0	4,9	2,8	3,8	5,1	6,7	4,0	9,0	5,7	7,6	10,2	13,5

ного топлива на выработку 1 Гкал кг у. т./Гкал при известном кпд котла брутто определяют по формуле

$$b_у = 10^6/(7000\eta_{бр}) = 143/\eta_{бр}. \qquad (8.39)$$

Зависимость расхода условного топлива от кпд приведена в табл. 8.8. Для определения удельного расхода газового топлива в кубических метрах нужно воспользоваться соотношением

$$b_у^{м^3} = b_у \cdot 7000/Q_н. \qquad (8.40)$$

Фактический за определенный период удельный расход условного топлива определяют по формуле

$$b_у^ф = V_г Э_т/Q_к, \qquad (8.41)$$

Таблица 8.8

Зависимость удельного расхода условного топлива $b_у$, кг у. т. Гкал, от кпд

Кпд, %	$b_у$	Кпд, %	$b_у$	Кпд, %	$b_у$
80	178,8	85	168,2	90	158,9
81	176,5	86	166,3	91	157,1
82	174,4	87	164,4	92	155,4
83	172,3	88	162,5	93	153,8
84	170,2	89	160,7	94	152,1

где $V_р$ — объем газа, затраченного на выработку теплоты, м³; $Э_т$ — топливный эквивалент; $Q_к$ — количество выработанной котлом (котельной) теплоты, Гкал.

Для определения норм удельных расходов условного топлива на 1 Гкал отпущенной теплоэнергии нужно знать кпд нетто котельной $\eta_н$, учитывающий затраты теплоты на собственные нужды, который может быть определен по формуле

$$\eta_н = (Q_к - Q_{с.н}) \cdot 100/(7000 V_р Э_т) \qquad (8.42)$$

или

$$\eta_н = \eta_{бр} - q_{с.н}; \quad q_{с.н} = (Q_{с.н}/Q_н) \cdot 100. \qquad (8.43)$$

Расход теплоты на собственные нужды зависит от тепловой схемы, типа котлов, климатических условий,

Таблица 8.9

Расход топлива на пуск котла, кг у.т.

Площадь поверхности нагрева котла, м²	Длительность остановки котла перед растопкой, ч						
	2	6	12	18	24	48	Более 48
До 50	10	25	50	75	100	200	300
51—100	17	50	100	150	200	400	600
101—200	34	100	200	300	400	800	1200
201—300	52	150	300	450	600	1200	1800
301—400	68	200	400	660	800	1600	2400
401—500	85	250	500	750	1000	2000	3000
501—600	102	300	600	800	1200	2400	3600

эксплуатационного состояния оборудования. Полный расход теплоты на собственные нужды котельной $\sum Q_{с.н}$ слагается из следующих составляющих: нагрев воды, теряемой с периодической $Q_{п.пр}$ и непрерывной $Q_{н.пр}$ продувкой; расходы теплоты в установках химводоподготовки $Q_{х.в}$; растопка котлов $Q_р$ (табл. 8.9); привод паровых питательных насосов $Q_{н.п}$; отопление $Q_о$ и горячее водоснабжение $Q_{г.в}$ котельной; потери при охлаждении баков, трубопроводов и пр. $Q_{п.о}$:

$$\sum Q_{с.н} = Q_{п.пр} + Q_{н.пр} + Q_{х.в} + Q_р + Q_{н.п} + \\ + Q_о + Q_{г.в} + Q_{п.о}. \qquad (8.44)$$

Расходы теплоты на собственные нужды и потери могут быть определены путем непосредственных измерений при проведении наладочных работ или расчетом. Приближенно эти расходы относительно выработанной теплоты в зависимости от типа установленных котлов, работающих на газе, могут быть приняты равными $q_{с.н}$, %: паровые котлы производительностью до 2 т/ч — 4, паровые котлы производительностью от 2 до 20 т/ч — 2, водогрейные котлы — 1. При неудовлетворительном состоянии оборудования котельной значения $q_{с.н}$ могут достигать 6—8 %.

Для каждого типа котла по результатам балансовых испытаний могут быть определены наивысшие показатели экономичности для различной производительности, достижимые при оптимальных условиях эксплуатации. Индивидуальная норма расхода газа для котла должна рассчитываться на планируемый период эксплуатации с учетом его реальной производительности.

Средний расчетный кпд нетто котельной определяют по формуле

$$\eta_н^{кот} = \frac{Q_1^к \eta_1^к \tau_1 + Q_2^к \eta_2^к \tau_2 + \dots + Q_н^к \eta_н^к \tau_n}{Q_1^к \tau_1 + Q_2^к \tau_2 + \dots + Q_n^к \tau_n} - q_{с.н}^{кот}, \qquad (8.45)$$

где $Q_1^и$, $Q_2^к$, ..., $Q_n^к$ — среднечасовая производительность отдельных котлов за планируемый период, Гкал/ч; $\eta_1^к$, $\eta_2^к$, ..., $\eta_n^к$ — кпд отдельных котлов; τ_1, τ_2, ..., τ_n — предполагаемое число часов работы этих котлов за планируемый период, ч; $q_{с.н}^{кот}$ — расход теплоты в котельной на собственные нужды, %.

Продолжительность работы каждого котла на газе в течение года определяют, исходя из графика планово-предупредительных ремонтов

$$\tau_{год} = 8760 - (\tau_{рем} + \tau_{р.т}), \qquad (8.46)$$

где $\tau_{рем}$ — запланированная длительность всех видов ремонта и остановок котла, ч; $\tau_{р.т}$ — продолжительность работы на резервном топливе, ч.

Длительность отдельных нагрузок котла принимают в соответствии с распределением нагрузок между котлами (разд. 8.6), а кпд котла при различных нагрузках — по результатам наладочных работ.

Наиболее полно характеризует эффективность работы котельной кпд нетто $\eta'_{к.н}$, учитывающий все виды затрат на собственные нужды, в частности $Э_{с.н}$ в сопоставимом выражении:

$$\eta'_{к.н} = \eta_{к.н} - \sum Э_{с.н} b_{усл}/(7000 V_г Э_т), \qquad (8.47)$$

где $\sum Э_{с.н}$ — затраты электроэнергии на собственные нужды; $b_{усл}$ — удельный расход топлива, затрачиваемый на производство электроэнергии, г у. т./(кВт·ч).

Значение $b_{усл}$ может быть получено от энергоуправления данного региона и составляет 250—350 г у. т./(кВт·ч).

8.4. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ

8.4.1. Цели и задачи испытаний. Теплотехнические испытания котлов делят на три категории сложности в зависимости от их назначения [51]. К I категории сложности относят приемосдаточные испытания, при которых проверяют характеристики котла, гарантируемые заводом-поставщиком. Ко II категории сложности относят эксплуатационные (балансовые) испытания котлов: вновь вводимых в эксплуатацию; капитально отремонтированных или реконструированных; переводимых на газовое топливо; эксплуатируемых при систематическом отклонении параметров от нормативных. К III категории сложности относят режимно-наладочные и доводочные испытания котлов (в том числе после их капитального ремонта), проводимые с целью наладки режима их работы. Испытания, проводимые по II и III категориям сложности, различаются числом опытов и точностью измеряемых контролируемых параметров.

В задачи балансовых испытаний входит определение: отдельных составляющих теплового баланса; причин превышения потерь теплоты над расчетными значениями (и разработка ре-

комендаций по их уменьшению); характеристик газового и воздушного трактов; экономических показателей работы котла при номинальной, минимальной и двух-трех промежуточных производительностях; основных составляющих расходов теплоты на собственные нужды; прогрессивных норм удельных расходов топлива; оптимальных режимов работы оборудования.

В задачи режимно-наладочных испытаний входит определение: оптимального режима горения; оптимальных значений коэффициента избытка воздуха и подачи первичного и вторичного воздуха; распределение газа и воздуха по горелкам; минимально устойчивых и максимально возможных нагрузок котла; основных потерь теплоты при различных нагрузках; составление режимных карт работы котлов; выдача рекомендаций по улучшению работы котельной.

Максимально допустимые отклонения показателей работы котла в опыте от номинального значения при испытаниях с целью определения его теплотехнических характеристик не должны превышать, %

Паропроизводительность, т/ч:	II категория	III категория
от 51 до 200	±6	
до 50 т/ч включительно	+15	
Температура пара (до 440 °С), °С	+10—15	
Температура питательной воды, горячего воздуха, газов, °С	±3	±5
Избыток воздуха перед котельным пучком для котлов с уравновешенной тягой	+4	+7
Избыток воздуха в топках с наддувом	±1—1,5	

Режимно-наладочные испытания, а также балансовые испытания в котельных, если к ним не предъявляются повышенные требования, проводят по III категории точности, при которых допускаются отклонения кпд до ±2—3,5 %.

Режимно-наладочные работы должны проводиться не реже 1 раза в 3 года. При стабильной работе котлов в соответствии с режимными картами сроки планового проведения работ могут быть продлены по согласованию с местным органом госгазнадзора.

Внеплановые режимно-наладочные работы производятся: после капитального ремонта; после внесения конструктивных измерений, влияющих на эффективность использования газа; при систематических отклонениях работы котла от требований режимных карт; при изменении вида и характеристик топлива. Требования к организациям, которым разрешается выполнять наладочные работы, изложены в разд. 7.6.

Состав бригады комплектуют в зависимости от сложности и особенностей компоновки испытываемого оборудования. Руководство работами поручают наиболее квалифицированному работнику, допущенному к этой работе приказом. Число наблюдателей определяют исходя из наличия приборов, их взаимного расположения и периодичности записей. Один наблюдатель должен снимать показания не более трех—пяти приборов, размещенных на одном щите или в одном помещении. Записи расхода пара, питательной воды и газа следует производить через каждые 2 мин, температуры и давления пара, температуры

воды — через 5 мин, остальных параметров — через 10 мин. Снятие показаний во время опыта все наблюдатели должны начинать одновременно и вести их в определенной последовательности.

Каждый прибор типа ГХП обслуживает отдельный лаборант, а на хроматографическом газоанализаторе (включая отбор проб газа) должен работать специально подготовленный техник. Наблюдателям во время испытаний нельзя поручать каких-либо дополнительных обязанностей. Определение пределов устойчивой работы горелок, если на котле установлено несколько горелок, должна выполнять бригада в составе трех человек, не считая наблюдателей, из которых двое заняты регулированием испытываемой горелки и наблюдением за ее работой, а третий следит за работой остальных горелок.

Руководитель испытаний освобождается от наблюдения за приборами и должен в период испытаний руководить работой лаборантов и наблюдателей, контролировать работу котла. Он ведет журнал, куда вносит сведения об установленных режимах, производимых переключениях, а также данные наблюдений за работой горелок, топки, вспомогательного оборудования.

Все виды испытаний включают в качестве необходимых этапов: ознакомление с технической документацией и компоновкой оборудования, данными эксплуатации, наружный и внутренний осмотр установки для выявления дефектов монтажа и эксплуатации, разработку перечня и проведение подготовительных работ и подготовку средств измерений; составление бланков и ведомостей наблюдений; тренировку наблюдателей проведением серии измерений для достижения правильности и необходимой частоты записей.

До начала испытаний руководитель составляет программу, включающую перечень и сроки проведения экспериментальных режимов и требования в части соблюдения параметров испытываемого оборудования. Программа должна быть согласована с ответственным за газовое хозяйство, местным органом госгазнадзора и утверждена главным инженером заказчика.

При выборе времени проведения работ учитывают возможность обеспечения желаемого диапазона регулирования производительности испытываемого котла и надежности паро- и теплоснабжения потребителей. На основании утвержденной программы персонал котельной по указанию руководителя испытаний устанавливает необходимый режим работы котла.

Заказчик может сопоставить фактическую численность наладочной бригады и ее квалификацию с численным составом, необходимым для качественного проведения измерений и потребовать в необходимых случаях от руководства наладочной организации доукомплектации бригады. В процессе проведения работ заказчик должен знакомиться с соответствием утвержденной местным органом госгазнадзора методике объема и порядка проведения опытов, качества и полноты режимных карт, содержания отчета.

Обследование котельной. Для определения фактического состояния оборудования, соответствия его проектным данным, выявления дефектов проекта и монтажа, которые должны быть устранены, до начала испытаний проводят обследование котельной. Обследование включает: внешний и внутрен-

ний осмотр топок и газоходов, осмотр газовых горелок; осмотр и проверку действия запорных и регулирующих органов; проверку комплектности и состояния средств измерений и схем автоматического регулирования; осмотр тягодутьевых машин и вспомогательного оборудования. При обследовании выявляют характеристики оборудования по данным технической документации или прямым обмером, соответствие его проектной документации и фактической теплопроизводительности котельной, целесообразность замены дефектного и морально устаревшего оборудования, соответствие мощности горелок производительности котлов.

При осмотре и обмере воздуховодов и газоходов выявляют завалы, неплотности, чрезмерные местные сопротивления. При осмотре тягодутьевых машин и электродвигателей к ним проверяют: состояние шиберов, направляющих аппаратов, запорно-регулирующих органов, плотность их закрытия и легкость хода; наличие фиксаторов положения и указателей перемещения, исправность дистанционного управления; правильность расположения направляющих лопаток по отношению к выходному патрубку; уплотнение зазора между валом и кожухом; прочность крепления подшипников и наличие тавотниц для их смазки, поступление воды на охлаждение подшипников дымососов; правильность установки ограждений валов и муфт; наличие заземления электродвигателей; наличие штуцеров для измерения давления перед машиной и за ней.

Очень важными для нормальной работы тягодутьевых машин операциями являются выверка и центровка вала и балансировка ротора. Работы эти должны выполняться соответствующими специалистами с большой тщательностью и требуют определенного опыта исполнителей. Для уменьшения шума при работе машин должны быть предусмотрены компенсаторы или гибкие переходы от воздуховодов к вентиляторам, резиновые подкладки под машину и электродвигатель и др.

Особое внимание уделяют мерам по обеспечению плотности закрытия шиберов на существующих обводных газоходах экономайзеров, дымососов, на воздуховодах и газоходах котлов при групповых компоновках тягодутьевых машин. Выявляют неплотности топки и газоходов, причинами которых могут явиться эксплуатационные упущения, дефекты заводского изготовления оборудования и монтажа.

Неплотности в обмуровке работающего или отключенного (предварительно хорошо провентилированного) котла можно определить по отклонению горящего факела. При проверке создают повышенное разрежение в газоходах. Затем поднесят горящий факел к различным частям обмуровки и наблюдают за его положением. При наличии неплотности факел отклоняется в направлении места присоса.

Если на котле установлен дутьевой вентилятор, неплотности выявляют путем подачи воздуха в горелки при закрытом шибере за котлом. Места неплотности определяют по шуму выходящего воздуха, с помощью мыльной эмульсии или по белым полосам, которые обозначат неплотности, если в вентилятор забросить мел.

Во время осмотра топки обращают внимание на целостность кладки внутренних стенок, наличие перегородок, защитных обмазок и стенок, состояние устройств стабилизации пламени,

температурных швов, теплоизолирующего покрытия барабана, качества уплотнения лаза. Проверяют целостность котельных поверхностей, барабанов, наличие загрязнений на поверхностях.

Целью осмотра и обмера горелок является сопоставление действительных размеров с проектными и паспортными данными. При этом производят проверку газовыходных отверстий (диаметр, число, ориентация) и элементов воздухонаправляющего аппарата, измеряют туннели горелок (диаметр, длина, угол раскрытия), выявляют неплотности в кладке туннелей, трещины, шероховатости. Осматривают передвижные механизмы горелок (поворотные лопатки, языковые шиберы) для определения легкости перемещения и наличия указателей перемещения. Проточная часть горелок не должна иметь обгоревших и покоробленных деталей, загрязнения должны отсутствовать.

В случаях, когда отклонение числа Воббе применяемого газа от расчетного превышает допускаемые значения или имеются ограничения в производительности котла, следует обратиться в местный орган госгазнадзора для определения другого типоразмера или марки горелки и получить технические условия на ее установку.

По результатам обследования руководитель группы наладчиков совместно с представителем заказчика составляет ведомость дефектов, в которой указаны: выявленные дефекты, меры по их ликвидации, ответственный за работы и сроки их выполнения.

Эксплуатационный персонал котельной при подготовке к теплотехническим испытаниям с целью ускорения и повышения эффективности работ обязан выявить и устранить наиболее часто встречающиеся эксплуатационные дефекты, основными из которых являются:

— открытые патрубки для присоединения средств измерений;

— неплотное вследствие деформации или отсутствия уплотнительных прокладок прилегание гарнитуры;

— неудовлетворительное состояние и неплотное закрытие шиберов и заслонок; большие зазоры в местах прохода вала через кожух дымососа;

— неплотности взрывных клапанов, отсутствие или недостаточный слой песка в песочных затворах;

— трещины в обмуровке котла и водяного экономайзера, оплавление огнеупорных защитных стенок, обрушение обмазки барабанов; неудовлетворительное уплотнение мест прохода коллекторов, барабанов, труб, металлических коробов через обмуровку;

— обрушение или низкое качество выполнения туннелей и щелей, деформация газовых коллекторов, несоответствие диаметров газовыходных отверстий расчетным или их загрязнение, обгорание или загрязнение воздухонаправляющих устройств, нарушение плотности покрытия пода;

— дефекты сварки и разрывы компенсаторов на металлических газоходах и воздуховодах;

— низкое качество тепловой изоляции, изготовления и монтажа лазов, лючков, гляделок;

— нарушение плотности прокладок между фланцами металлических коробов, экономайзерных труб;

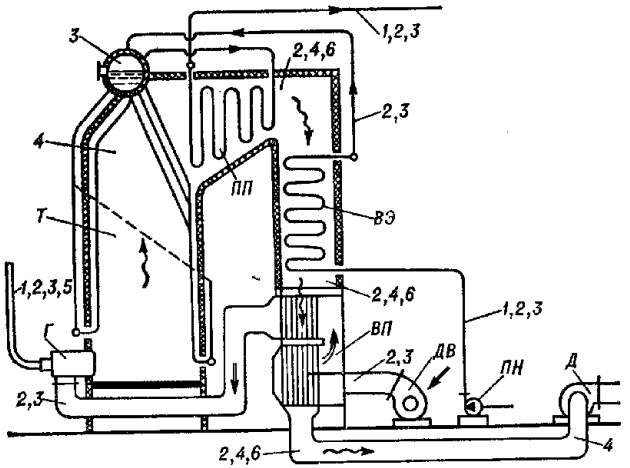


Рис. 8.3. Схема расположения точек измерения контролируемых параметров.
Г — газовая горелка; *Т* — топка; *ПП* — пароперегреватель; *ВЭ* — экономайзер; *ВП* — воздухоподогреватель; *ПН* — питательный насос; *ДВ* — дутьевой вентилятор; *Д* — дымосос; *1* — расход; *2* — температура; *3* — давление; *4* — разрежение; *5* — состав газового топлива; *6* — состав отходящих газов.

— наличие конденсата и грунтовых вод в газоходах и воздуховодах.

Объем и организация измерений. Измерения, проводимые при теплотехнических испытаниях котлов, должны быть достаточны для определения следующих показателей: максимальной и минимальной производительности котла и его вспомогательного оборудования; расходных характеристик горелок в диапазоне регулирования их тепловой мощности; оптимальных коэффициентов избытка воздуха; потерь теплоты и кпд; потерь давления в газовоздушных трактах и показателей работы тягодутьевых машин.

Схема теплотехнических измерений (мест измерений) приведена на рис. 8.3. Средства измерений должны быть снабжены необходимыми градуировочными данными, а подлежащие периодической поверке должны иметь соответствующие клейма. Ответственность за подбор и готовность средств измерений возлагается на руководителя испытаний на объекте.

Независимо от того, предназначены ли средства измерений для постоянной эксплуатации или они применяются во время проведения испытаний, необходимо соблюдать условия их установки, правила выполнения измерений и контроля показаний, изложенные в инструкциях по использованию соответствующих средств измерений.

Выбирая место расположения первичных преобразователей (датчиков) и измерительных приборов, следует учитывать доступность и удобство пользования ими. Наиболее желательным является выполнение измерений с дистанционной передачей показаний.

В период проведения испытаний возрастает вероятность утечек газа в связи с временной установкой дополнительных средств измерений. Утечки могут явиться следствием недостаточной внимательности, например, к жидкостным манометрам. Резкие повышения давления могут привести к выбросу рабочей жидкости и свободному выходу газа через прибор. Утечки могут возникнуть через неплотности резиновых соединительных трубок, в местах отбора проб газа и т. п.

Длительность опыта зависит от его назначения. Проведение балансовых опытов следует начинать через 1,5—2 ч после установления стабильного режима. При этом число наблюдений величин, необходимых для составления теплового баланса котла, при указанной выше частоте записей составляет не менее 10, что считается достаточным для получения представительных данных. Показания приборов записывают в журналы наблюдений, которые выдают каждому наблюдателю. Форма журнала зависит от числа и вида наблюдаемых параметров.

Стабилизация режима работы котла в период проведения опыта обеспечивается подачей в топку определенного количества топлива и воздуха при постоянстве параметров питательной воды или пара на выходе из котла. В качестве определяющих параметров стабилизации топочного режима при постоянстве числа работающих горелок, их настройки и состава газа служат значения давлений газа и воздуха (степень открытия воздушно-регулировочных устройств) перед горелками, а также разрежения в топке. Использование паромера для контроля режима работы нежелательно в связи с инерционностью его показаний и возможными колебаниями давления пара.

Длительность переходного режима зависит от ряда факторов, из которых основными являются: конструкция котла, эксплуатационное состояние оборудования, первоначальная производительность и размер сброса или подъема производительности. Длительность переходного режима целесообразно устанавливать экспериментально, причем начало нового режима характеризуется стабилизацией температуры отходящих газов за последней теплообменной поверхностью котла.

Поскольку инерционность протекающих процессов при перестройке режима работы котла различна, то выполнение измерений для составления теплового баланса (балансовых опытов) в переходный период недопустимо. Периоды стабилизации, мин (примерно): состав отходящих газов — 1; температура отходящих газов при изменении α на 5 % — 15, при изменении производительности на 25 % — 30 (за паровым котлом) и 60 (за водогрейным).

Продолжительность режимно-наладочных (прикидочных) опытов связана со стабилизацией только проверяемого параметра и может быть принята равной 30—45 мин. Продолжительность опытов, проводимых на стабильной нагрузке для определения оптимального коэффициента избытка воздуха в отходящих газах, при использовании прибора для определения химической неполноты сгорания, соответствует затратам времени на выполнение двух-трех анализов проб отходящих газов.

8.4.2. Проведение испытаний. Испытания проводят в определенной последовательности: сначала выполняют тарировку сечений газоходов и воздуховодов для правильной установки

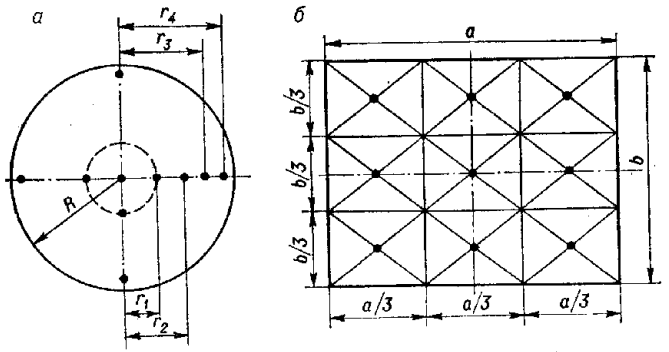


Рис. 8.4. Разбивка круглого (*а*) и прямоугольного (*б*) сечений канала на равновеликие площади.

измерительных устройств, затем получают «фотографию» работы котла, определяют присосы воздуха в газоходы и топку, проводят прикидочные опыты для определения оптимального избытка воздуха, испытания горелок, водяных экономайзеров и тягодутьевых машин, балансовые опыты (при оптимальных режимных условиях). При эксплуатационных испытаниях некоторые из поставленных задач решают комплексно, что удешевляет и упрощает экспериментальную часть работ, но увеличивает число одновременно организуемых измерений.

Тарировка сечений газоходов и воздуховодов. Поля температур, скоростей и состава газов в данном сечении газохода (воздуховода) являются, как правило, неоднородными. Степень неоднородности зависит от различных условий и не может быть установлена расчетным путем. Пренебрежение указанной особенностью полей недопустимо, так как данные измерений в случайных точках могут оказаться непредставительными и привести к значительным погрешностям. Для их уменьшения места размещения термопар, газоотборных и пневмометрических трубок следует выбирать на максимально возможном удалении от местных сопротивлений, в зонах отсутствия присосов воздуха и активного теплообмена. Оценку неоднородности поля в различных сечениях газоходов (воздуховодов) для выбора наиболее оптимального из них производят тарировкой нескольких сечений. Сечения газоходов за дымососами в связи с хорошим перемешиванием потока в направляющих аппаратах и улитках не тарируют.

Каналы круглого сечения с внутренним радиусом R разбивают на ряд концентрических колец (рис. 8.4). Измерения при этом производят в каждом из колец в четырех точках на окружности, делящей кольцо на две равновеликие части. Расстояние от точки в каждом кольце до центра канала

$$r_n = R\sqrt{(2n-1)/(2a)}, \qquad (8.48)$$

где n — порядковый номер кольца от центра; a — число колец; для каналов диаметром 150—300 мм a рекомендуется принимать равным 3—5, а диаметром 350—1000 мм — 6—16.

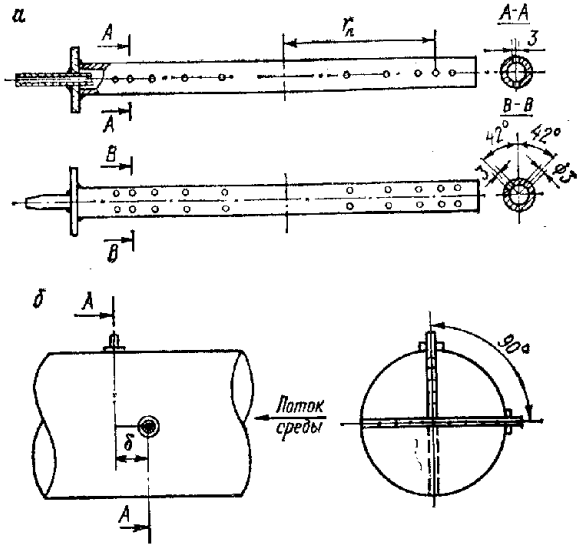


Рис. 8.5. Интегральные трубки для измерения динамического давления среды в круглом сечении.
а — устройство трубки; *б* — схема установки трубок.

Сечения в прямоугольных каналах разбивают на равновеликие участки посредством нанесения сетки взаимно перпендикулярных прямых. Для каналов площадью сечения до 0,35 м^2 принимают не менее 16 площадок, а при большей площади сечения число площадок выбирают таким, чтобы каждая из них была с длиной стороны не более 150—200 мм.

При обработке данных тарировки значение измеряемой величины для канала ($\bar{x}$) рассчитывают как среднее арифметическое из значений, измеренных передвижным датчиком в центрах равновеликих участков прямоугольного сечения или в четырех точках на кольцевых площадках круглого сечения. Полученный результат сравнивают со значением указанной величины в контрольной точке сечения (x), измеренной стационарным датчиком, установленным в контрольной точке. Этим же датчиком систематически контролируют постоянство режима. Режим считается стационарным, если колебания значений измеряемой величины в контрольной точке (на пересечении осей симметрии сечения) не выходят за пределы погрешности измерения.

Поправочный коэффициент (коэффициент поля) к показаниям в контрольной точке $k = \bar{x}/x$. Среднее значение величины в рассматриваемом сечении с учетом коэффициента поля рассчитывают как $\bar{x} = kx_к$, где $x_к$ — значение величины в контрольной точке в период последующих измерений. Для подтверждения постоянства поправочных коэффициентов в исследуемом диапазоне производительности следует производить тарировку поля при наибольшей и наименьшей производительности оборудования. Поле концентрации считается однородным, если коэф-

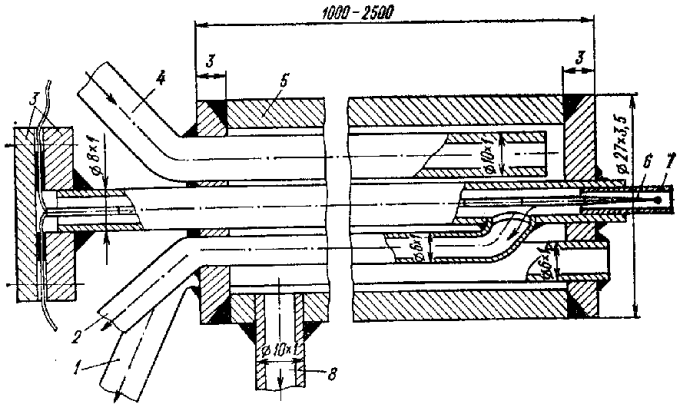


Рис. 8.6. Водоохлаждаемая газозаборная трубка-термопара.
1 — отбор газов для анализа; *2* — отсос газа; *3* — изолирующий фланец; *4* — подача охлаждающей воды; *5* — кожух; *6* — термопара; *7* — огнеупорный защитный экран; *8* — отвод охлаждающей воды.

фициент поля равен $1\mp0{,}05$, а поля температуры и скорости $1\pm0{,}1$.

В связи с большой трудоемкостью тарировки целесообразно устанавливать на воздуховодах и газоходах две стационарные интегральные трубки. Одна из трубок, имеющая один ряд отверстий, воспринимает полное давление, другая, имеющая два ряда, — статическое давление. Способ установки интегральных трубок в круглом коробе показан на рис. 8.5. Расстояние между трубками принимается равным 2—3 диаметрам трубки. Распределение отверстий по длине трубки производится аналогично разбивке каналов для тарировки сечений (рис. 8.4).

Учитывая регулярность наладочных работ и проверок эффективности сжигания газа в котлах, следует рекомендовать установку стационарных трубок с завинчивающимися колпачками для отбора проб продуктов сгорания, измерения разрежения (давления) в газоходах и лючков под пневмометрические трубки.

Для измерения температуры продуктов сгорания, превышающей 500 °С, следует применять водоохлаждаемые экранированные отсосные трубки-термопары (рис. 8.6). Отсос газов осуществляется с помощью малогабаритного переносного эжектора (рис. 8.7).

Определение оптимального коэффициента избытка воздуха. Одной из задач испытаний является определение оптимального коэффициента избытка воздуха за котлом, соответствующего максимальному значению кпд брутто, при производительности 100, 75, 50 и 25 % от номинальной. В каждом из этих режимов определяют не менее четырех значений $\alpha_к$, по которым ведется контроль топочного режима: минимальный, максимальный и два промежуточных. В процессе опыта определяют исчезновение продуктов химической неполноты сгорания при наименьшем значении $\alpha_к$.

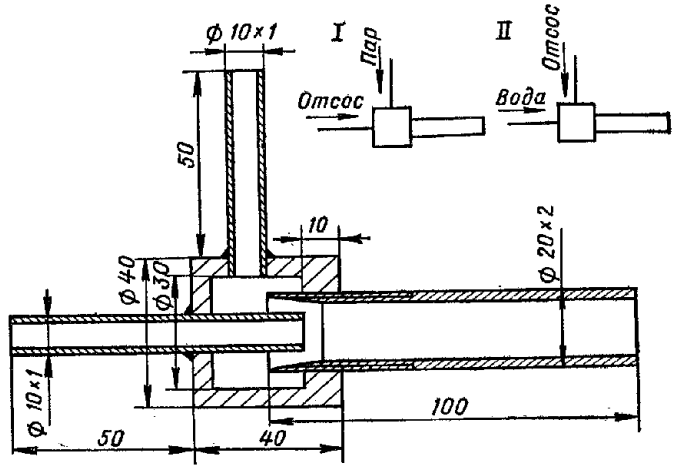


Рис. 8.7. Малогабаритный пароводоструйный эжектор.
I — работа с паром, давление ⩾ 1 кгс/см²; *II* — то же, с водой.

Как правило, для котлов, работающих на газе, оптимальный коэффициент избытка воздуха очень близок к критическому, т. е. $\alpha_{опт} \approx \alpha_{кр}$. Отклонение коэффициента избытка воздуха от критического в сторону уменьшения вызывает снижение кпд, главным образом за счет химической неполноты сгорания. Если $\alpha_к$ больше $\alpha_{кр}$, то кпд характеризуется размером потерь с отходящими газами q_2.

На рис. 8.8 в качестве примера приведена по данным испытаний зависимость q_2, q_3 и $\eta_{бр}$ от коэффициента избытка воздуха за котлом $\alpha_к$. В рассматриваемом случае зависимость $\eta_{бр}$ от $\alpha_к$ имеет вид кривой с четко выраженным переломом. Значение $\alpha_{опт}$ соответствует 1,12—1,13; значение минимального коэффициента избытка воздуха, ниже которого в отходящих газах обнаруживается химическая неполнота сгорания, называемое критическим, соответствует $\alpha_{кр} = 1{,}1$.

Химическая неполнота сгорания при снижении α по сравнению с $\alpha_{кр}$ возрастает пропорционально $\Delta\alpha = \alpha_{кр} - \alpha$, т. е.

$$q_3 = A\,\Delta\alpha, \qquad (8.49)$$

где $A \approx 100 \div 120$ — постоянный коэффициент, зависящий от конструктивных особенностей горелок и топок [9].

При увеличении α по сравнению с $\alpha_{кр}$ снижается тепловосприятие радиационных поверхностей котла вследствие уменьшения температуры в топке. Приращение потерь теплоты с отходящими газами при увеличении подачи воздуха практически пропорционально коэффициенту избытка воздуха, т. е.

$$\Delta q_2 = q_2\,\Delta\alpha/\alpha_{о.г}, \qquad (8.50)$$

где $\alpha_{о.г}$ — коэффициент избытка воздуха в сечении за хвостовой поверхностью нагрева, для которой составляется тепловой баланс.

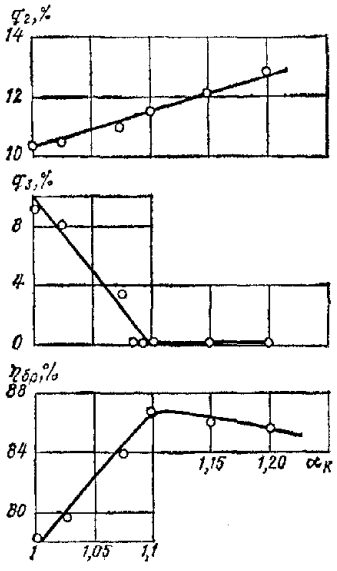


Рис. 8.8. Зависимость q_2, q_3 и $\eta_{бр}$ котла ДКВР-10-13 от коэффициента избытка воздуха (пример).

На рис. 8,9 приведена зависимость дополнительных потерь теплоты с отходящими газами Δq_2 от приращения коэффициента избытка воздуха $\Delta\alpha_к$ при сжигании природного газа для различных значений разности температуры отходящих газов $t_{о.г}$ и температуры воздуха $t_{х.в}$, принятой равной 25 °С. Как видно из рисунка, повышение $\alpha_к$ на 0,1 приводит к увеличению Δq_2 примерно на 0,4—0,8 %. Увеличение коэффициента избытка воздуха вследствие неупорядоченного топочного режима и увеличение присосов в газоходы ($\Delta\alpha$) кроме повышения потерь теплоты с отходящими газами вызывают также рост расходов электроэнергии (рис. 8.10) на привод дымососа и вентилятора ($p_{тр}$ — потери давления в тракте).

Для котлов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха, при заданной тепловой мощности горелок,

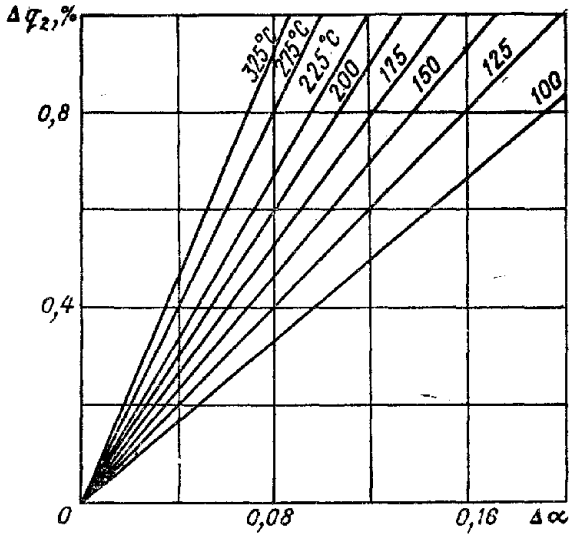


Рис. 8.9. Зависимость дополнительных потерь теплоты с отходящими газами от коэффициента избытка воздуха и разности температур $t_{о.г} - t_{х.в}$.

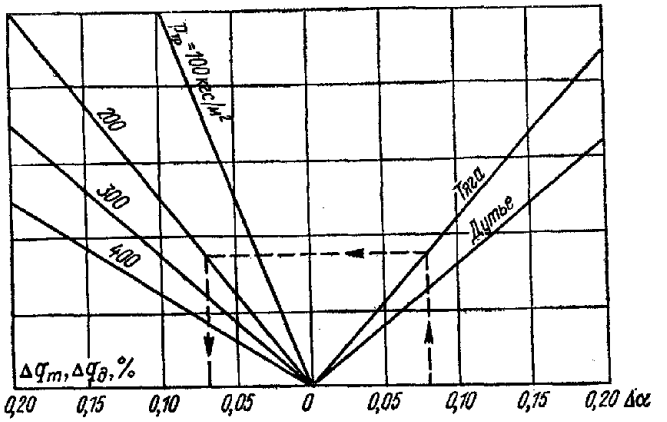


Рис. 8.10. Номограмма для определения дополнительных затрат электроэнергии на тягодутьевые машины (в процентах от расхода газа).

обеспечиваемой постоянством давления газа и разрежения в топке, производят поиск минимального значения давления воздуха перед горелками, соответствующего исчезновению химической неполноты сгорания. Разрежение в топке устанавливают минимально возможным, исходя из условий предотвращения выброса газов в помещение котельной, а также с учетом пределов настройки автоматики безопасности на минимальное разрежение. Это разрежение остается неизменным для всего диапазона регулирования котла.

При заданном давлении воздуха перед горелками в течение 20—30 мин проводят три-четыре анализа состава отходящих газов за котлом и отбирают пробы газов для определения продуктов неполного сгорания. При отсутствии в продуктах сгорания H_2', CO' и CH_4' постепенно уменьшают давление воздуха перед горелками, с тем чтобы α уменьшился не более чем на 0,05. Если в первой пробе обнаруживают недожог, то постепенно увеличивают давление воздуха до полного исчезновения продуктов неполного сгорания.

На основании полученных данных определяют значения химической неполноты сгорания и соответствующих коэффициентов избытка воздуха, по которым строят зависимость $q_3 = f(\alpha)$ для различной производительности котла (рис. 8.11).

По этим графикам устанавливают минимальное значение коэффициента избытка воздуха и минимальное значение давления воздуха перед горелками. Учитывая, что в эксплуатационных условиях возможны колебания давления и теплоты сгорания газа, давление воздуха перед горелками принимают на 5 % выше во всем диапазоне регулирования, чем минимально возможное значение. При уменьшении производительности котла значение α, соответствующее исчезновению продуктов сгорания, несколько возрастает.

При проведении опытов на котлах, оборудованных инжекционными горелками, вместо давления воздуха перед горелками

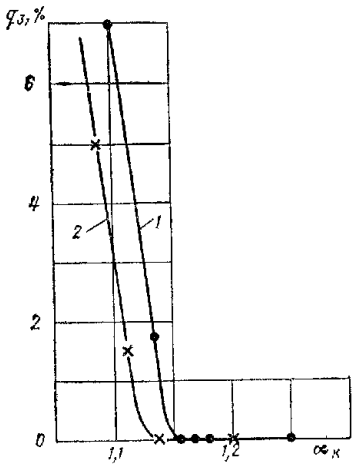


Рис. 8.11. Пример зависимости q_3 от теплопроизводительности и коэффициента избытка воздуха за котлом.
D, %: *1* — 75; *2* — 100.

можно менять степень открытия воздушно-регулировочных заслонок. При наличии пропорционирующих устройств соотношения топливо—воздух их настраивают по описанной выше методике только при максимальной производительности котла.

Очень важным является выбор минимального значения разрежения в топке, предотвращающего появление химической неполноты сгорания. Для этой цели устанавливают максимальную производительность котла при равномерной загрузке всех работающих горелок; воздухорегулирующие заслонки горелок должны быть открыты.

При заданном давлении газа перед горелками производят ступенчатое изменение разрежения в топке (не более чем на 0,5 кгс/м²) и определяют состав отходящих газов за котлом, температуру газа и воздуха. Уменьшение или увеличение разрежения в топке производят до тех пор, пока соответственно не появятся или не исчезнут продукты неполного сгорания в отходящих газах.

На основании полученных данных можно построить график зависимости $q_3 = f(\alpha)$, а также график зависимости неполноты сгорания от разрежения в топке. По графикам можно установить минимальные значения разрежения в топке и коэффициента избытка воздуха, соответствующие исчезновению химической неполноты сгорания газа. Во избежание появления химической неполноты сгорания при возможных колебаниях его теплоты сгорания или давления оптимальное разрежение в топке принимается увеличенным на 0,5 кгс/м² в сравнении с минимально допустимым. Указанное разрежение принимают постоянным для всего диапазона регулирования котла.

Если при расчетной производительности котла не удается ликвидировать химическую неполноту сгорания, производят опыты для выявления наибольшей допустимой производительности, при которой обеспечивается полнота сгорания.

Определение присосов воздуха в топке и газоходах. Значение коэффициента избытка воздуха за котлом складывается из коэффициента избытка воздуха в горелке и присосов воздуха в топку и газовый тракт. Для обеспечения экономичной работы котла необходимо сжигание газа при оптимальном значении $\alpha_т$ и минимальном размере присосов воздуха. На отдельных участках газового тракта присос воздуха определяют как разность коэффициентов избытка воздуха перед рассматриваемым участком (элементом) тракта и за ним

($\Delta\alpha = \alpha'' - \alpha'$). Присосы не должны быть более (Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. М.: Энергия, 1973):

Топка с металлической обшивкой	0,05
То же, без металлической обшивки	0,08
Первый котельный пучок	0,05
Второй котельный пучок	0,10
Стальной водяной экономайзер	0,08
Чугунный водяной экономайзер:	
с обшивкой	0,10
без обшивки	0,20
Воздухоподогреватель трубчатый на каждую ступень	0,05
Стальной газоход (на 10 м)	0,01
То же, кирпичный (на 10 м)	0,05

Присосы воздуха в топке, если на котле установлены горелки с принудительной подачей воздуха, можно определять экспресс-методом. При этом устанавливают следующие дополнительные приборы и приспособления: газоотборную трубку (в газоходе непосредственно за топкой), импульсную трубку для измерения разрежения над подом топки, пневмометрическую трубку для определения расхода воздуха.

Рекомендуется применять газоотборные трубки водоохлаждаемой конструкции. Для кратковременных измерений, как это предусмотрено экспресс-методом, в качестве газоотборной и импульсной трубок могут быть использованы трубки из нержавеющей стали ∅ 10—12 мм. Импульсную трубку для измерения разрежения можно вводить в топку через смотровой лючок, крышку лаза или специально предусмотренное отверстие в кладке. Конец трубки при этом изгибают, чтобы обеспечить отбор импульса разрежения у пода. При отсутствии пневмометрической трубки (или при небольшом импульсе по расходу воздуха) используется способ контроля расхода воздуха, организованно подаваемого на горение, по гидравлическому сопротивлению тракта воздуховода или воздухоподогревателя. Для этой цели предусматривают на соответствующих участках воздуховода штуцеры для отбора давления. Сопротивление тракта измеряют тягонапоромером.

Для котлов малой производительности расход воздуха может быть определен по гидравлическому сопротивлению участка воздуховода от выходного патрубка вентилятора до горелки. Имеющиеся на этом участке шиберы должны находиться в неизменном положении в течение всего опыта.

При больших потерях давления в горелке (например, ГМГм, ГА) постоянный расход воздуха поддерживают, исходя из перепада давления на горелке, определяемого как разность давлений воздуха перед горелкой и у пода топки. Для этой цели тягонапоромер подключают «плюсом» к импульсу давления воздуха перед горелкой (за регулирующим прибором по ходу потока) и «минусом» к импульсной трубке разрежения у пода.

Присос воздуха по экспресс-методу ОРГРЭС определяют так:

— устанавливают производительность котла в пределах 80—90 % от номинальной;

— коэффициент α за топкой путем изменения подачи воздуха на горение увеличивают до 1,3 при разрежении в верхней части топки 2—3 кгс/м^2;

— определяют состав отходящих газов, разрежение в верхней части топки и у пода, гидравлическое сопротивление участка воздуховода или горелки (или расхода воздуха) и давление газа перед горелкой (три-четыре наблюдения за 5—10 мин);

— регулированием разрежения в топке создают противодавление, достигающее у пода 1—1,5 кгс/м^2;

— при неизменном давлении газа перед горелкой регулированием подачи воздуха на горение гидравлическое сопротивление участка воздуховода (перепад давления на горелке, перепад давления на пневмометрической трубке) устанавливают равным отмеченному в предыдущих наблюдениях;

— производят измерения указанных показателей (три-четыре наблюдения за 5—10 мин).

После завершения измерений восстанавливают нормальный эксплуатационный режим работы котла.

Коэффициент избытка воздуха за топкой, определенный при наличии противодавления в ней, принимают равным $\alpha_т$. Присос воздуха в топку определяют как разность α при рабочем разрежении и противодавлении в топке.

Для топок, оборудованных инжекционными горелками среднего давления, присос воздуха в топку можно оценить по известному значению $\alpha_т$. Ориентировочно при тепловой мощности горелок, близкой к номинальной, и разрежении в топке 2—3 кгс/м^2 значение $\alpha_т$ может быть принято равным 1,05.

Балансовые испытания. Балансовые испытания производят при стабилизированном режиме работы котла. Параметры работы котла (давление пара в барабане и паропроводе, температура пара, питательной или сетевой воды) должны поддерживаться на уровне проектных или допускаемых инструкциями завода-изготовителя и указаниями инспектирующих организаций. Должны быть также предусмотрены меры, предотвращающие подачу на горение воздуха при температурах, вызывающих обмерзание воздуховодов, и отвод отходящих газов при температурах, вызывающих активную конденсацию водяных паров в газоходах.

Во избежание существенного изменения состояния поверхностей нагрева, что затрудняет анализ экспериментальных данных, балансовые испытания проводят в ограниченные сроки (5—10 дней). Теплота сгорания газа, сжигаемого в период проведения серии опытов, не должна отклоняться более чем на ± 3 % от средней (для данного района). Опыты, проведенные при более значительных отклонениях $Q_н$, из рассмотрения исключаются. При сжигании газа в котлах с инжекционными горелками следует учитывать опыты, при которых колебания числа Воббе не превышали допустимых пределов.

На каждой производительности в диапазоне от минимальной до максимальной следует проводить не менее четырех основных и контрольный опыты. Контрольный опыт выполняется вслед за основным с разрывом не менее суток, причем при организации контрольного опыта обязательно проводится настройка и стабилизация режима заново. Результаты основных и контрольного опытов считаются совпадающими, если значения основных

показателей отличаются не более, чем рекомендовано выше, а $\eta_{б.р}$ не выходит за пределы погрешности, допускаемой методикой для соответствующего класса точности. При более существенных отклонениях данные контрольного опыта анализируют для выявления причин отклонений, а опыт повторяют.

Экспресс-метод испытаний. Для проведения режимно-наладочных работ в газифицированных котельных может быть рекомендован экспресс-метод [3], позволяющий существенно сократить общую продолжительность испытаний при обеспечении необходимого качества работ. Для испытаний по экспресс-методу составляют специальную программу, определяющую последовательность и продолжительность экспериментальных режимов. Такие испытания проводятся при наличии в котельной нескольких котлов, что позволяет соблюдать режим работы данного котла исключительно в интересах эксперимента.

Экспресс-метод может быть применен для оценки качества ремонта или модернизации оборудования, выявления влияния определяющих факторов на показатели работы котла. Он позволяет проводить опыты с колебаниями измеряемых величин в пределах ± 3—4 %.

Экспресс-испытания проводятся в такой последовательности:

— первичное обследование котла для установления плотности топки и газоходов;

— ориентировочное определение расходной характеристики горелок по газу и воздуху;

— оценка пределов регулирования и показателей экономичности;

— устранение отмеченных при обследовании дефектов и ориентировочный расчет давления газа и воздуха перед горелками для планируемых значений производительности;

— уточнение рабочей программы и проведение опытов.

Продолжительность испытаний по экспресс-методу может не превышать 5 рабочих дней. В качестве примера программа испытаний котла ДКВР представлена в табл. 8.10. В связи с кратковременностью испытаний удастся исключить возможное влияние таких факторов, как изменение состояния оборудования и колебания характеристик топлива.

8.4.3. Обработка результатов испытаний. Обработку данных измерений начинают с осреднения их за режим с одновременным анализом имевших место отклонений. Среднее за опыт значение измеряемой величины принимают равным среднему арифметическому из всех наблюдений. Анализ отклонений от среднего значения производят на основании метода математической статистики. Определяют выборочный стандарт

$$M = \sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2/(n-1)}, \qquad (8.51)$$

где x_i — данные наблюдений за режим; $\bar{x}$ — среднее арифметическое значение измеренных величин; n — число измерений.

Все наблюдения, значения которых выходят за пределы $x_i > \bar{x} + 2M$ или $x_i < \bar{x} - 2M$, должны быть исключены как недостоверные.

При обработке экспериментальных данных следует учитывать, что если удвоенный выборочный стандарт больше отклоне-

Таблица 8.10

Испытания парового котла экспресс-методом

Продолжительность, ч—мин	Дата	Производительность, %	Давление газа	Содержание работ
4	1-й день	100	$p_т$	Тарировка газоходов, первичное обследование
2	То же	75	$0{,}57p_т$	Определение присосов в топку экспресс-методом
8	2-й день	—	—	Устранение обнаруженных дефектов
0—45	3-й день	120	$1{,}44p_т$	Определение $\alpha_{опт}$
1—30	То же	120	$1{,}44p_т$	Балансовый опыт
0—45	»	100	$p_т$	Определение $\alpha_{опт}$
1—30	»	100	$p_т$	Балансовый опыт
0—45	»	75	$0{,}57p_т$	Определение $\alpha_{опт}$
1—30	»	75	$0{,}57p_т$	Балансовый опыт
0—45	4-й день	50	$0{,}25p_т$	Определение $\alpha_{опт}$
1—30	То же	50	$0{,}25p_т$	Балансовый опыт
1—30	»	50	$0{,}25p_т$	Контрольный опыт
1—30	»	75	$0{,}57p_т$	То же
2	5-й день	75	$0{,}57p_т$	Определение присосов в топку экспресс-методом
1—45	То же	100	$p_т$	Контрольный опыт
1—30	»	120	$p_т$	То же

ния, допускаемого классом точности методики, то опыт бракуют. Осредненные экспериментальные данные балансовых опытов заносят в форму и используют для составления режимной карты и графиков.

В связи с возможными отклонениями фактических параметров пара от принятых при расчете определенная по шкале измерительного прибора паропроизводительность должна быть откорректирована по формуле

$$D_ф = D_{из}\sqrt{V_{пз}/V_ф}, \qquad (8.52)$$

где $D_ф$ и $D_{из}$ — фактическая (при наблюдаемых параметрах среды) и измеренная по шкале прибора паропроизводительность, т/ч; $V_ф$ и $V_{из}$ — удельный объем пара при наблюдаемых и расчетных для прибора параметрах, м³/кг.

Для составления режимной карты значения производительности котла должны быть приведены к определенным средним для серии опытов и характерным для данного котла значениям давления в барабане (паропроводе), температуры перегретого пара и температуры питательной воды.

$$D = D_ф\,(i_{п.\,ф} - i_{п.\,в.\,ф})/(i_п - i_{п.\,в}), \qquad (8.53)$$

где $i_п$, $i_{п.\,в}$ — энтальпия пара и питательной воды при средних для серии опытов параметрах, ккал/кг; $i_{п.\,ф}$, $i_{п.\,в.\,ф}$ — энтальпия пара и питательной воды при наблюдавшихся в опыте параметрах, ккал/кг.

Для сравнения полученных показателей с расчетными паропроизводительность приводят к расчетным параметрам, принятым для данного котла:

$$D_р = D_ф\,(i_{п.\,ф} - i_{п.\,в.\,ф})/(i_{п.\,р} - i_{п.\,в.\,р}), \qquad (8.54)$$

где $i_{п.\,р}$, $i_{п.\,в.\,р}$ — энтальпия пара и питательной воды при расчетных параметрах, ккал/кг.

Производительность водогрейных котлов определяют по формуле (8.6). При отсутствии в котельной паромеров или водомеров производительность котла можно определить приближенно, если известны расход газа и $\eta_{бр}$. Для парового котла

$$D = V_г Q_н \eta_{бр}/(i_п - i_{п.\,в}); \qquad (8.55)$$

для водогрейного котла

$$Q = V_г Q_н \eta_{бр}. \qquad (8.56)$$

В формулах (8.55) и (8.56) значение $\eta_{бр}$ принимают с учетом приближенного значения q_5. Затем его корректируют по мере уточнения производительности котла по формуле (8.13). Расчет прекращают, если два последовательно определенных значения $\eta_{к.\,б}$ отличаются не более чем на 0,1 %.

Расход газа на выработку пара может быть определен по счетчику или рассчитан в общем виде по формуле

$$V_г = [D_{п.\,п}\,(i_{п.\,п} - i_{п.\,в}) + D\,(i_п - i_{п.\,в})]/(Q_н \eta_{бр}). \qquad (8.57)$$

Расход газа на выработку теплоты может быть определен по формуле (8.57). Для сопоставления данных серии испытаний в пределах допустимых колебаний теплоты сгорания газа расход газа приводят к средней теплоте сгорания за период испытаний по формуле

$$(V_г)_{пр} = V_н Q_н/(Q_н)_{пр}, \qquad (8.58)$$

где $(Q_н)_{пр}$ — средняя за период испытаний теплота сгорания газа, ккал/м³.

По данным испытаний котла могут быть определены тепловые напряжения топочного объема, удельный паро(тепло)съем и испарительность топлива.

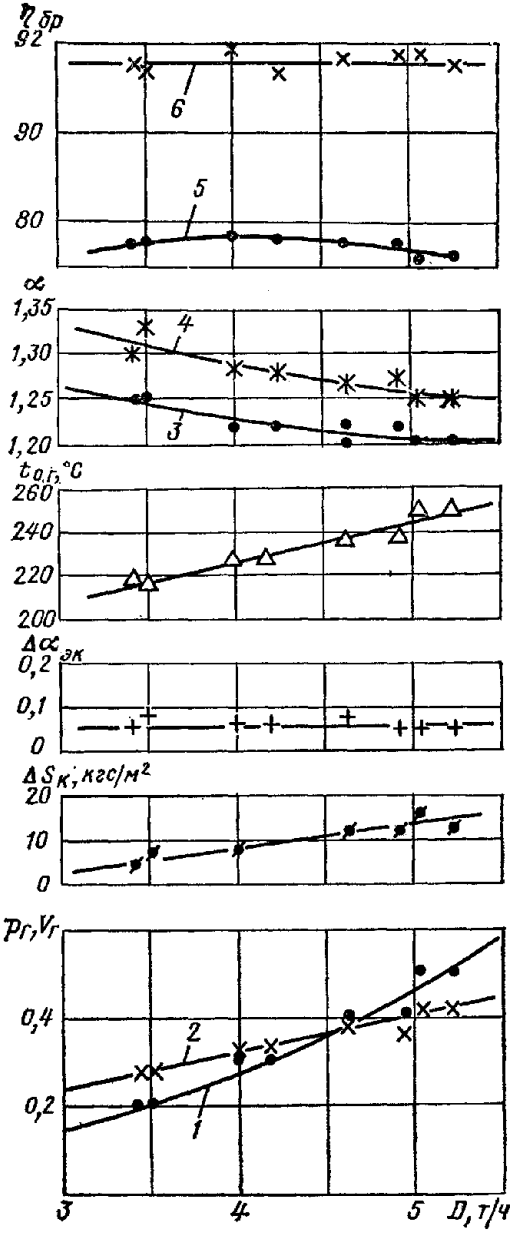
По результатам испытаний рассчитывают годовую экономию газа

$$\Delta V_{год} = \frac{D_{год}\,(i_п - i_{п.\,в})}{Э_т}\,(b_{у1} - b_{у2}), \qquad (8.59)$$

где $D_{год}$ — годовая паропроизводительность, т; $b_{у1}$, $b_{у2}$ — удельный расход топлива до и после наладки, т у. т./Гкал.

Аналогичный расчет может быть выполнен и для определения экономии топлива при выполнении организационно-технических мероприятий по улучшению процесса горения.

Годовая экономия электроэнергии на привод тягодутьевых машин



$$\Delta \Theta_{т.д} = (b_{э1} - b_{э2})\, Q\, \tau, \qquad (8.60)$$

где $b_{э1}$, $b_{э2}$ — удельные затраты электроэнергии на привод электродвигателей до и после наладки, кВт·ч/Гкал, кВт·ч/т пара; Q — средняя теплопроизводительность или паропроизводительность, т/ч; τ — число часов работы, ч/год.

Режимные карты. На основании режимно-наладочных и балансовых испытаний составляют режимные карты, при соблюдении которых обеспечивается безопасная и экономичная работа котла в рекомендуемом диапазоне производительности.

Режимная карта должна содержать основные оперативные и контрольные параметры работы горелок и котла, значения кпд и удельных расходов топлива при различной производительности. В режимной карте должны быть указаны предельные значения параметров, контролируемых автоматикой безопасности и регулирования. Карта по форме должна полностью соответствовать образцу, согласованному местным органом госгазнадзора при регистрации наладочной организации, и должна быть подписана руководителем наладочных работ.

Для составления режимной карты строят графики зависимостей основных показателей работы котла от пересчитанной по усредненным параметрам производительности — формула (8.54).

Характерный вид зависимости основных показателей от паропроизводительности представлен на рис. 8.12. Осредненные за опыт значения производительности или давления газа могут быть дробными. В связи с этим, используя графики, аналогичные приведенным на рис. 8.12, можно определить основные показатели котла для заданных целых значений производительности.

Карта должна быть дополнена графиками зависимостей: давления и расхода газа от производительности котла и давления воздуха от давления газа (при горелках с принудительной подачей воздуха) для возможности регулирования работы котла не только при указанных в карте, но и при промежуточных нагрузках; расхода воздуха от его температуры и числа Воббе. Режимная карта и прилагаемый к ней графический материал должны учитывать требования автоматических систем регулирования по полноте и форме представляемой информации.

Если котел оборудован инжекционной или подовой горелкой, в режимной карте вместо «Давление воздуха» следует указывать положение устройств, регулирующих подачу воздуха (зазор воздушно-регулировочной заслонки; зазор шторок на поддувальном листе; положение профильных окон и заслонки на байпасирующем окне пропорционизатора воздуха и др.).

Для исследованного диапазона регулирования среднее значение кпд брутто определяют, исходя из имеющихся экспериментальных данных, по формуле

$$\bar{\eta}_{бр} = \sum_{i=1}^{n} (\eta_{бр})_i\, D_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} D_i, \qquad (8.61)$$

Рис. 8.12. Зависимость показателей работы котла (ДКВР-4-13) с горелками типа БИГ от производительности (пример).

1 — давление газа, кгс/см²; *2* — расход газа, м³/ч; *3* — α за котлом; *4* — α за экономайзером; *5* — кпд без экономайзера; *6* — кпд с экономайзером.

где D_i — промежуточная производительность котла, т/ч (Гкал/ч); $(\eta_{бр})_i$ — кпд брутто при производительности, равной D_i.

Определенное по формуле (8.61) значение $\eta_{бр}$ вносят в режимную карту в том случае, если разбег значений кпд в исследованном диапазоне регулирования не превышает 2 %. При большем разбеге необходимо приводить в режимной карте значения кпд для каждой нагрузки. Значение $\eta_{к.в}$ определяют с учетом суммарных затрат теплоты на собственные нужды по формулам (8.42) и (8.43).

По результатам испытаний экономайзеров составляют сводную ведомость и режимную карту экономайзера.

8.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН

При испытаниях тягодутьевых машин определяют:

— соответствие установленного оборудования требуемым параметрам и диапазону регулирования производительности котла и соответствие характеристик машин проектным значениям;

— влияние внесенных изменений в схему газоходов, воздуховодов, в конструкцию или в способ регулирования тягодутьевых машин на показатели работы; плотность отключения и плавность регулирования работы;

— удельные нормы расхода электроэнергии на производство единицы теплоты или пара.

При осмотре машин проверяют: наличие штуцеров для измерения давления перед машиной и за ней; исправность дистанционного управления и соответствие положения регулирующих устройств указателям, установленным на щите управления; поступление воды на охлаждение подшипников дымососов; правильность установки ограждений валов и полумуфт; наличие заземления электродвигателей. Испытания можно начинать после устранения всех дефектов, замеченных при обследовании и подготовке объекта.

В случае проведения испытаний на котле газовый и воздушный тракты рекомендуется проверить в холодном состоянии. Сначала проверяют дымосос при закрытом направляющем аппарате и полностью открытых шиберах на всем пути движения газов к дымососу. Наличие разрежения в топке при работающем дымососе свидетельствует о значительной неплотности направляющего аппарата. Затем постепенно открывают направляющий аппарат и измеряют разрежение и давление в газоходах. При полностью открытом направляющем аппарате опре-

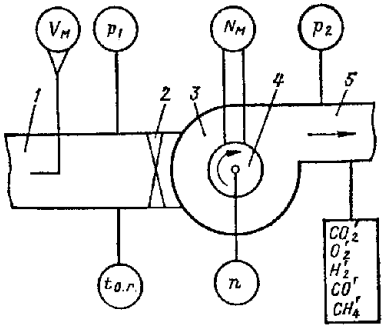


Рис. 8.13. Схема измерений при испытании дымососа.
1 — всасывающий патрубок; *2* — направляющий аппарат; *3* — улитка дымососа; *4* — электродвигатель; *5* — напорный патрубок.

деляют подачу (по воздуху) и разрежение перед дымососом. Последовательно закрывая и открывая шиберы по тракту, определяют их плотность. Далее, поддерживая разрежение в топке в соответствии с режимной картой, полностью закрывают направляющий аппарат дутьевого вентилятора, включают последний в работу и проверяют плотность закрытия направляющего аппарата. После этого, полностью открывая аппарат и шиберы на воздуховодах, поднимают давление перед горелками до расчетного. Если при работающих машинах обеспечивается поддержание номинальных значений разрежения в топке, можно приступать к их испытанию на работающем котле.

В период испытаний проводят следующие измерения (рис. 8.13):

— статического давления (разрежения) во всасывающем и напорном патрубках — тягонапоромерами (или двухтрубными манометрами), присоединенными к импульсным штуцерам;

— скорости потока — пневмометрической трубкой:

— температуры потока термометром, преобразователями термоэлектрическими или термопреобразователями сопротивления, введенными в поток;

— количества электроэнергии, затрачиваемой на привод — электрическим счетчиком (за определенный период) или ваттметром (с осреднением за опыт);

— частоты вращения вала — тахометром.

При проверке работы вентиляторов могут быть использованы для определения скорости потока воздуха мультипликаторы, анемометры, а также сужающие устройства (трубы Вентури, диафрагмы).

Расчет характеристик тягодутьевых машин ведут по формулам:

подачи —

$$L_м = 3600 v_п F_с; \qquad (8.62)$$

полного давления —

$$p_м = p_2 - p_1 + \rho v_{м2}^2/2 - \rho v_{м1}^2/2; \qquad (8.63)$$

кпд —

$$\eta_м = \frac{V_м p_м}{3600 \cdot 102 N_м \eta_э \eta_п}, \qquad (8.64)$$

где $v_п$ — средняя скорость потока в сечении канала, м/с; $F_с$ — площадь сечения, м^2; p_1, p_2 — статическое давление во всасывающем и напорном патрубках машины, кгс/м^2; $v_{м1}$, $v_{м2}$ — скорости потока во всасывающем и напорном патрубках (в сечении отбора импульса статического давления), м/с; $N_м$ — электрическая мощность, затрачиваемая на привод электродвигателя, кВт; $\eta_э$ — кпд электродвигателя; $\eta_п$ — кпд передачи; ρ — плотность среды, кг/м^3 [при определении полного давления по формуле (8.63) разрежение рассматривают как давление со знаком минус].

На основании экспериментальных данных, обработанных по приведенным формулам, могут быть построены графики зависимостей полного давления, развиваемого вентилятором (дымососом), и кпд вентилятора (дымососа) от его подачи. Зависимость полного давления от подачи $p = f(L)$ называется напорной характеристикой тягодутьевой машины. Зависимость кпд от подачи $\eta = f(L)$ дает представление об экономичном диапазоне регулирования. Для сопоставления с данными каталога фактическое давление тягодутьевой машины $p_м$ должно быть приведено к расчетным параметрам по формуле

$$p_{пр} = p_м \frac{273 + t}{273 + t_к}, \qquad (8.65)$$

где $t_к$, t — температура среды по каталогу и измеренная при испытаниях, °С (расчетная температура среды для данных, приводимых в каталогах, принята: для дымососов — 200 и для вентиляторов — 20 °С).

Кпд тягодутьевых машин колеблется в пределах 0,5—0,7, а электродвигателей к ним — 0,9.

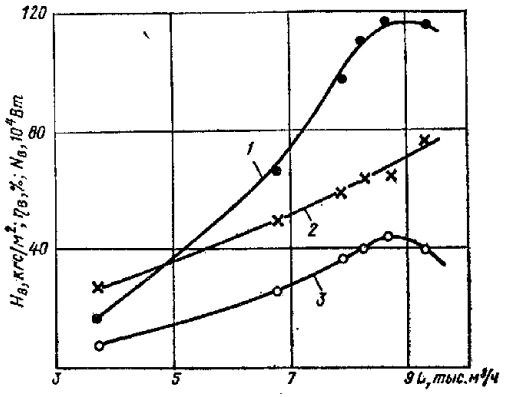


Рис. 8.14. Характеристики вентилятора ВД-8 с электродвигателем (n = 980 об/мин).
1 — давление; *2* — электрическая мощность; *3* — кпд.

Пересчет подачи, давления и мощности тягодутьевых машин при изменении частоты вращения ротора ведут по формулам:

$$L_1/L_2 = n_1/n_2; \qquad (8.66)$$

$$p_1/p_2 = (n_1/n_2)^2; \qquad (8.67)$$

$$N_1/N_2 = (n_1/n_2)^3, \qquad (8.68)$$

где n_1, n_2 — начальное и измененное число оборотов.

Кпд при пересчете подачи и давления по приведенным формулам принимают неизменным.

При невозможности прямого определения подачу вентилятора или дымососа можно определить по формулам, приведенным в разд. 4.11.

Электрическая мощность, кВт, затраченная на привод тягодутьевых машин

$$N = n_{сч} \cdot 3600 k_I k_U / (\tau A_{сч}), \qquad (8.69)$$

где $n_{сч}$ — число оборотов якоря счетчика за время τ; k_I, k_U — коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения; $A_{сч}$ — постоянная счетчика, обозначенная на корпусе, об/(кВт·ч).

При измерении электрической мощности на привод тягодутьевых машин по схеме двух ваттметров

$$N = k_I k_U C_\omega (\omega_1 \pm \omega_2) \cdot 10^{-3}, \qquad (8.70)$$

где C_ω — цена деления шкалы ваттметра, Вт; ω_1, ω_2 — показания ваттметров в делениях шкалы.

Если машина соответствует данным, приводимым в каталоге, то точка, определяемая фактическим полным давлением, ложится на кривую характеристики вентилятора, построенную для данного числа оборотов. Отклонения от характеристики, указанной в каталоге, по значению полного давления допускаются 6 %. Если при этом фактическая подача машины окажется меньше проектной, то причина несовпадения может быть в неисправности сети. Если точка, определяемая фактической подачей и фактическим давлением, лежит ниже кривой характеристики, вентилятор не соответствует данным каталога, а сеть — расчетным данным. Все результаты испытаний должны быть сведены в таблицу. Пример построения характеристик вентилятора приведен на рис. 8.14.

8.6. ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ МЕЖДУ КОТЛАМИ

Экономичная эксплуатация котельных обусловлена работой котлов в наиболее выгодных диапазонах регулирования. По результатам теплотехнических испытаний должна быть составлена режимная карта оптимальной загрузки оборудования в зависимости от необходимой производительности котельной. Распределение нагрузки между работающими котлами производится по методу равенства относительных приростов расхода топлива.

В объем отчетной документации наладочной организации наряду с режимными картами должны быть включены графики зависимости часовых расходов газа от паропроизводительности (теплопроизводительности). Указанные графики [$V_г = f(D)$] используют для оптимизации производительности котлов при совместной их работе.

При распределении нагрузок следует учитывать технические ограничения, установленные для отдельных котлов, организацию ремонтов, особенности работы систем автоматического регулирования.

Для каждого котла диапазон его экономичной работы, как правило, у́же диапазона регулирования. Пределы экономичной работы каждого котла принимаются согласно рекомендациям наладочной организации. В котельных,

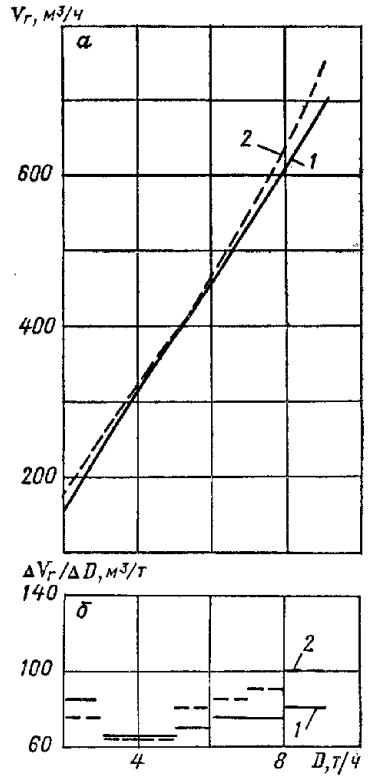


Рис. 8.15. Зависимость расхода газа (*а*) и относительного прироста расхода газа (*б*) от паропроизводительности.
1 — ДКВР-6,5-13; *2* — ДКВР-10-13.

оборудованных котлами с обычной тенденцией изменения кпд от производительности [выпуклые кривые $\eta_{бр} = f(D)$], применяют распределение нагрузок между котлами по методу равенства относительных приростов расхода топлива, т. е. отношений удельного дополнительного расхода топлива к дополнительной производительности котла.

На рис. 8.15 приведена зависимость часовых расходов топлива от производительности котлов типа ДКВР. Относительный прирост газа определяется как $db = dV_г/dD = \operatorname{tg}\varphi$. Производные в этом отношении можно заменить отношениями конечных приращений $\Delta V_г$ и ΔD. Тогда прирост расхода топлива $\Delta b = \Delta V_г/\Delta D$. Значение относительного прироста топлива при использовании выражения Δb в конечных приращениях может быть определено для заданного значения D при обработке зависимости, приведенной на рисунке.

Если в котельной одновременно работает несколько котлов, то для получения минимального суммарного расхода топлива каждый из них должен нести нагрузку, при которой относительные приросты расхода топлива, приходящиеся на увеличение нагрузки (например, в 1 т/ч), были бы одинаковы:

$$\Delta V_{г1}/\Delta D_1 = \Delta V_{г2}/\Delta D_2 = \Delta V_{гз}/\Delta D_3. \qquad (8.71)$$

В случаях, когда котлы одинаковы и имеют общую характеристику $V_г = f(D)$, нагрузку между ними следует

распределять поровну. При этом, если тепловая нагрузка котельной может быть обеспечена эксплуатацией части котлов в области минимальных относительных приростов, остальные котлы могут быть отключены. Выгодное распределение нагрузки между котлами с различными характеристиками достигается при соблюдении одинаковых значений относительных приростов топлива для всех котлов при любых нагрузках. Если характеристики котлов выражаются прямыми линиями с различным наклоном, то метод равенства относительных приростов неприменим. В этом случае для достижения минимума расхода топлива котла с меньшим наклоном характеристики должен быть загружен до полной производительности, а остальную часть нагрузки принимает котел с более крутой характеристикой. Ниже приведен пример экономичного распределения нагрузки между двумя котлами согласно их относительным приростам расхода топлива, изображенным графически на рис. 8.15.

Паропроизводительность котельной, т/ч	Котел № 1		Котел № 2	
	Паропроизводительность, т/ч	Относительный прирост, м³/(т/ч)	Паропроизводительность, т/ч	Относительный прирост, м³/(т/ч)
5	4	65	0	—
8	4	65	4	65
12	8	75	4	65
16	9	80	7	85

При затруднительности применения описанного метода рекомендуется метод максимального кпд котельной. На основании экспериментальных данных устанавливают диапазон наиболее вероятных тепловых нагрузок котельной и определяют для конкретных нагрузок оптимальное число (при различных сочетаниях) включенных котлов. Используя графики зависимости часовых расходов топлива от производительности котлов, путем анализа ряда вариантов загрузки отдельных котлов добиваются обеспечения каждой нагрузки котельной при минимальном суммарном часовом расходе топлива.

Например, для трех котлов ДКВР 6,5-13 (№ 1, 2, 3) и одного котла ДКВР 10-13 (№ 4), установленных в котельной, определены следующие часовые расходы газа, м³/ч:

Для котельной характерны следующие устойчивые нагрузки: 12, 20 и 32 т/ч. В первом случае целесообразна

Производительность, т/ч	Номер котла			
	1	2	3	4
2	170	175	172	167
4	315	321	323	314
6	460	470	475	458
8	604	630	628	600
10	—	—	—	770
12	—	—	—	920

эксплуатация двух котлов — № 1 и № 4 при нагрузках по 6 т/ч. При нагрузке 20 т/ч следует включать два котла (№ 1 и 2) на нагрузку 6 т/ч и один котел (№ 4) на нагрузку 8 т/ч. Максимальную нагрузку для котельной следует покрывать равномерной работой четырех котлов.

Метод распределения нагрузки пропорционально производительности котлов (предпочтительно в диапазоне 70—80 %) используется при отсутствии сведений об экономических показателях их работы.

8.7. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ГОРЕЛОК

Проведение государственных испытаний не исключает необходимости проверки работы горелок непосредственно на месте их установки. Объясняется это многообразием топочных устройств, взаимодействующих с горелками и влияющих на их работу.

При проверке работы горелок в эксплуатационных условиях, выполняемой наладочной организацией, определяют соответствие основных размеров, влияющих на качество сжигания газа, данным конструкторской документации и характеристикам сжигаемого газа.

Проведение испытаний горелок должно соответствовать СТ СЭВ 621—83 (Горелки газовые промышленные общего назначения. Методы испытаний).

Особенностью эксплуатационных испытаний, отличающих их от стендовых исследований горелок, является определение по результатам работы совместно горелки и топки следующих показателей: расходной характеристики горелок по газу $V_г = f(p_г)$ и воздуху $V_в = f(p_в)$ и соответствующих им давлений газа, при которых на-

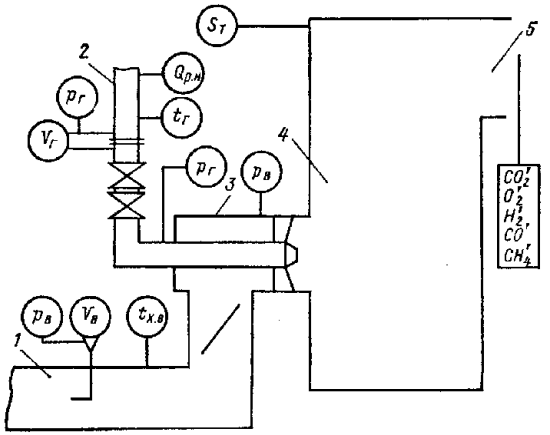


Рис. 8.16. Схема измерений при испытании газовой горелки.

1 — воздуховод; *2* — газопровод; *3* — горелка; *4* — топка; *5* — выходное сечение топки.

ступает нарушение устойчивой работы горелки при стабильной работе прочих горелок; регулировочной характеристики комплекта горелок, т. е. $\alpha_{опт} = f(p_г)$ для инжекционных горелок и для горелок с принудительной подачей воздуха.

Для этого следует контролировать (рис. 8.16): состав газового топлива, расход, давление и температуру перед горелкой; расход, давление и температуру воздуха перед дутьевыми горелками; давление воздуха за пропорционизатором; положение воздушно-регулировочных заслонок; разрежение в топке; состав газовоздушной смеси на выходе из топки; состав и температуру продуктов сгорания за котлом; температуру и барометрическое давление атмосферного воздуха; температуру поверхностей элементов ручного регулирования.

Проведению испытаний должны предшествовать внешний осмотр и ревизия горелок и топки на остановленном котле, а также «фотография» работы горелки на работающем котле.

При внешнем осмотре проверяют: соответствие типоразмера горелки проекту; соответствие паспорту основных размеров горелки, а также качество изготовления. Осматривают передвижные элементы горелок (поворотные лопатки, стабилизаторы горения, языковые шиберы, воздухорегулирующие заслонки) для определения легкости перемещения и наличия указателей перемещения и фиксирующих устройств. Производят проверку правильности установки горелок (высота, ориентация канала, направление закрутки лопаток) и плотности присоединения к обмуровке.

Измеряют туннели горелок (диаметр, длина, угол раскрытия, пережим), выявляют неплотности в кладке туннелей, трещины, шероховатости, соответствие сертификатов материалов туннелей проекту. Проточная часть горелки не должна иметь обгоревших или покоробленных деталей, загрязнения должны отсутствовать.

Если воздух к горелкам подается дутьевым вентилятором, то следует проверить: состояние воздушного тракта; соответствие вентилятора паспортным данным и проекту; давление, создаваемое вентилятором, и потери давления в тракте; состояние воздухоприемного устройства. Должны быть также обнаружены и устранены неплотности в обмуровке топки и определен размер присоса в нее воздуха.

Результаты обследования фиксируются в перечне работ, подлежащих выполнению до начала. Явные дефекты горелок должны быть устранены до проведения «фотографии» работы.

Если при «фотографии» работы горелки будет обнаружено несоответствие ее характеристик расчетным (паспортным) данным, необходимо проверить соответствие сжигаемого газа конструктивным данным горелки по числу Воббе.

Испытания горелок начинают при достижении котлом стационарного режима, что соответствует изменению температуры отходящих газов не более 5 °С за 30 мин.

При испытаниях измеряют давление газа и воздуха перед горелками, расход газа и определяют состав отходящих газов за топкой в диапазоне не менее 7—10 значений давления газа. В горелках без принудительного дутья фиксируют положение воздушно-регулировочных заслонок. Разрежение в верхней части топки поддерживают в пределах, предотвращающих выброс продуктов сгорания из топки (как правило, 2—3 кгс/м^2).

Если на котле установлено несколько горелок, пределы устойчивой работы должны быть определены на каждой из них. Если это возможно по местным условиям, желательно определить расходные характеристики каждой горелки.

Колебания низшей теплоты сгорания не должны превышать ±3 % от средней в процессе испытаний горелки (СТ СЭВ 621—83).

Расходную характеристику горелки строят по результатам серии основных и контрольных одновременно выполняемых измерений расхода и давления газа.

Расход газа $V_г$ (если не учитывать сжимаемость газа при давлении его более 500 кгс/м^2) и давление газа (воздуха) p связаны квадратичной зависимостью

$$V_г = k\sqrt{p}, \qquad (8.72)$$

где k — постоянный для данного газового (воздушного) тракта коэффициент.

При давлении газа более 500 кгс/м^2 объем следует подсчитывать по формуле (1.31).

Зависимостью вида (8.72) связаны гидравлическое сопротивление участка воздуховода $\Delta p_в$ и расход воздуха $V_в$ через указанный воздуховод, т. е. $V_в = k_в\sqrt{\Delta p_в}$ или для горелки (приближенно) $V_в = k_в\sqrt{p_в}$.

Пренебрегая изменением кпд и параметров котла, можно установить приближенное соотношение между расходами газа и воздуха при подаче его дутьевым вентилятором и их давлениями перед горелками для различных тепловых мощностей горелок в виде

$$Q_{г1}/Q_{г2} = V_{г1}/V_{г2} = \sqrt{p_{г1}/p_{г2}} = \sqrt{p_{в1}/p_{в2}}. \qquad (8.73)$$

Для сравнения фактических условий работы горелок с расчетными следует приводить значения фактических давлений газа и воздуха к расчетным по формулам

$$p_{г.\,р} = p_г \frac{\rho_{г.\,р}}{\rho_г}\left(\frac{Q_н}{Q_{н.\,р}}\right)^2; \qquad (8.74)$$

$$p_{в.\,р} = p_в \frac{\rho_{в.\,р}}{\rho_в}\left(\frac{Q_н V_{0р}}{Q_{н.\,р} V_0}\right)^2, \qquad (8.75)$$

где $p_{г.\,р}$, $p_г$ — расчетное и фактическое избыточное давление газа, кгс/м^2; $p_{в.\,р}$, $p_в$ — то же, воздуха; $\rho_{г.\,р}$, $\rho_г$ — расчетная и фактическая плотность газа, кг/м^3; $\rho_{в.\,р}$, $\rho_в$ — то же, воздуха; $Q_{н.\,р}$, $Q_н$ — расчетная и фактическая теплота сгорания газа, ккал/м^3; $V_{0р}$, V_0 — расчетное и фактическое значение теоретически необходимого количества воздуха, м^3/м^3.

Формула (8.73) действительна для определения давления воздуха перед горелкой при соблюдении постоянного значения α. Для перестройки режима должны быть (с некоторым допущением на постоянство температуры и величины присосов воздуха) предварительно рассчитаны по формуле (8.72) или определены гидравлические сопротивления всех участков газового тракта. Необходимо только, чтобы отбор импульсов давления производился на участке, где отсутствуют или установлены в неизменном положении регулирующие шиберы.

При перестройке воздушного режима работы соотношение коэффициентов избытка воздуха определяется выражением

$$\alpha_1/\alpha_2 = \sqrt{p_{в1}/p_{в2}}/\sqrt{p_{г1}/p_{г2}}. \qquad (8.76)$$

Коэффициент избытка воздуха в горелках с принудительной подачей воздуха определяют по результатам измерения расхода газа и воздуха или по составу продуктов сгорания на выходе из топки, с учетом присосов воздуха; в инжекционных горелках — по составу продуктов сгорания, а при возможности отбора усредненной пробы газовоздушной смеси в выходном отверстии горелки — по ее составу.

По объему воздуха $V_в$ и газа $V_г$, м^3/ч, поступивших в горелку, $\alpha_г$ определяют по формуле

$$\alpha_г = V_в/(V_г V_0). \qquad (8.77)$$

По содержанию кислорода в газовоздушной смеси $O_{2см}$ и в газе O_2 этот коэффициент определяют по формуле

$$\alpha_г = (O_{2см} - O_2)/[(21 - O_{2см})\,V_0]. \qquad (8.78)$$

Условия, при которых происходит нарушение устойчивой работы горелок (срыв, отрыв, проскок пламени), определяют не менее 5 раз.

Пределы экономичной работы горелки следует оценивать исходя из оптимального коэффициента избытка воздуха, соответствующего химической неполноте сгорания, не превосходящей установленной нормы. При этом предполагается, что горелка эксплуатируется в диапазоне экономичной работы, если оптимальное значение α отличается от аналогичного показателя при номинальной тепловой мощности не более чем на 10 %.

По данным испытаний следует регулировочную характеристику горелки привести к условиям герметичной топки, что позволяет сопоставить ее с паспортной характеристикой.

Для горелок с принудительной подачей воздуха при построении регулировочной характеристики давление воздуха следует привести к условиям герметичной топки по формуле

$$\Delta p_{\text{в}}^{\text{герм}} = \Delta p_{\text{в}}/(1 - \Delta\alpha/\alpha_{\text{т}})^2, \qquad (8.79)$$

где $\Delta p_{\text{в}}$ — измеренное аэродинамическое сопротивление горелки по воздуху, кгс/м^2; $\Delta\alpha$ — присос воздуха в топку; $\alpha_{\text{т}}$ — коэффициент избытка воздуха за топкой. Значение $\Delta p_{\text{в}}$ определяют как разность давления перед горелкой и в топке с учетом знака.

Для горелок с принудительной подачей воздуха при построении регулировочной характеристики следует для сопоставления с паспортными данными использовать значение коэффициента избытка воздуха в горелке $\alpha_{\text{г}}$, определяемое при минимальном разрежении в топке как разность коэффициента избытка воздуха за топкой $\alpha_{\text{т}}$ и присоса воздуха в топку $\Delta\alpha$: $\alpha_{\text{г}} = \alpha - \Delta\alpha$.

Для определения нижнего предела устойчивой работы горелки при постоянном разрежении в топке постепенно (по 5 % от тепловой мощности) уменьшают давление газа перед испытываемой горелкой с соответствующим прикрытием воздушно-регулировочной заслонки до появления неустойчивости горения, выражающейся в возникновении характерного шума и проскока пламени в смеситель. По давлению газа перед горелкой, непосредственно предшествующему появлению неустойчивости пламени, определяют нижний предел устойчивой работы и минимальную тепловую мощность горелки. Для устранения проскока повышают давление газа.

Определение верхнего предела устойчивой работы инжекционной горелки производят при указанных выше производительности и разрежении. Давление газа и расход воздуха повышают постепенно до появления пульсации или местного отрыва пламени, определяемого визуально. По давлению газа перед горелкой, непосредственно предшествующему появлению неустойчивого горения, определяют верхний предел устойчивой работы. Во время проведения указанных испытаний производительность котла поддерживают на заданном уровне путем изменения тепловой мощности остальных горелок котла. Отрыв пламени устраняют снижением давления газа. При срыве пламени испытываемую горелку необходимо немедленно отключить. При проскоке пламени

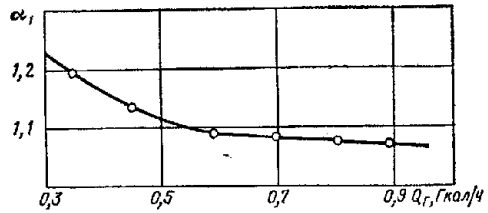


Рис. 8.17. Зависимость коэффициента избытка воздуха горелки от ее тепловой мощности (пример).

в один из смесителей горелки типа БИГ достаточно прикрыть на непродолжительное время канал этого смесителя асбестом.

По данным выполненных испытаний строят графики зависимости коэффициента избытка воздуха от тепловой мощности. На рис. 8.17 в качестве примера представлен такой график для инжекционной горелки среднего давления типа БИГ при разрежении в топке, равном 0,5 кгс/см^2. Из графика видно, что для данной горелки экономичная работа может быть обеспечена в диапазоне тепловой мощности 0,6—1 Гкал/ч.

Испытания горелок с принудительной подачей воздуха начинают с определения расходной характеристики. При поддержании заданной тепловой мощности горелки (заданного давления газа) производят подбор давления воздуха перед нею с учетом данных анализа состава продуктов сгорания на выходе из топки. Давление воздуха устанавливают таким образом, чтобы $\alpha_{\text{г}}$ был близок к 1, а неполнота сгорания газа отсутствовала. Если при $\alpha_{\text{г}} \approx 1$ наблюдается неполнота сгорания, давление воздуха перед горелкой увеличивают до тех пор, пока неполнота сгорания газа не будет устранена. Значение $\alpha_{\text{г}}$ устанавливают по коэффициенту избытка воздуха в отходящих газах в контрольном сечении газохода, расположенном возможно ближе к топке, с учетом заранее определенного присоса воздуха на участке от горелок до контрольного сечения. Пример расходной характеристики горелки с принудительной подачей воздуха приведен на рис. 8.18.

Рекомендуется следующий способ определения пределов устойчивой работы горелки с принудительной подачей воздуха, оборудованной пропорционизатором поддержания оптимального соотношения газ — воздух:

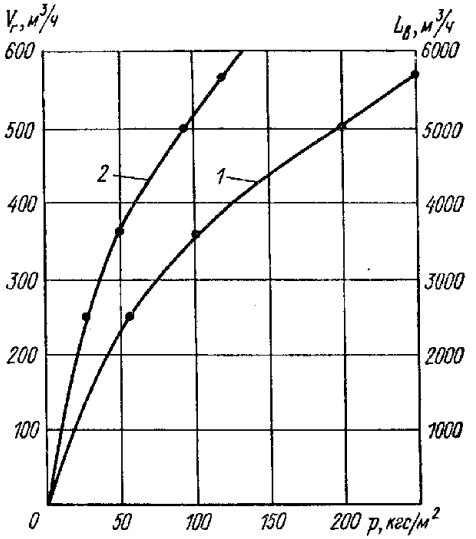


Рис. 8.18. Расходные характеристики горелки с принудительной подачей воздуха.
1 — газ; *2* — воздух.

— по известной расходной и регулировочной характеристикам настраивают пропорционизатор горелки;

— при устойчивой работе котла при производительности 75—80 % от номинальной и устойчивой работе испытываемой горелки постепенно уменьшают давление газа до появления неустойчивого горения (шум, местный отрыв, проскок пламени);

— при появлении неустойчивого пламени (заметные визуально пульсации) тепловую мощность горелки увеличивают во избежание ее погасания. Если горелка погаснет, ее следует немедленно отключить;

— отмечают давление газа и воздуха, непосредственно предшествовавшее появлению неустойчивого пламени, для оценки по расходной характеристике нижнего предела устойчивой работы;

— постепенно увеличивают давление газа до появления неустойчивого пламени в виде пульсаций или местного отрыва;

— при появлении неустойчивого пламени тепловую мощность горелки понижают во избежание отрыва пламени; в случае срыва пламени горелку немедленно отключают;

— отмечают давления газа и воздуха, непосредственно предшествовавшие появлению неустойчивого пламени, для оценки по расходной характеристике верхнего предела устойчивой работы и максимальной тепловой мощности горелки.

Если горелки не оборудованы пропорционизатором соотношения газ — воздух, то пределы устойчивой работы устанавливают апалогичным образом, изменяя давление газа и давление воздуха в соответствии с характеристикой горелки.

При наличии у горелок нерегулируемых воздухонаправляющих аппаратов (языковые шиберы улиток, поворотные лопатки) их положение при установлении пределов устойчивой работы должно быть неизменным и соответствовать верхнему пределу устойчивой работы.

Во время испытания горелок с подачей воздуха за счет разрежения последнее следует поддерживать равным 1,5—3 кгс/м².

Максимальная тепловая мощность горелки принимается по максимально возможной производительности котла, если не ограничивается меньшим значением из-за отрыва пламени или появления неполноты сгорания газа за котлом. При максимальной тепловой мощности горелки устанавливают минимальную степень открытия воздушно-регулировочных заслонок, соответствующую отсутствию химической неполноты сгорания. Затем постепенно прикрывают заслонки и уменьшают давление газа до появления неустойчивого пламени, что соответствует нижнему пределу устойчивой работы.

Определяя диапазон экономичной работы горелок, оптимальное открытие воздушно-регулирующих заслонок устанавливают для каждого значения давления газа. Если горелки оснащены пропорционизатором, воздушно-регулирующие заслонки настраивают только предварительно при максимальной тепловой мощности горелок. Во время определения пределов устойчивой работы горелок защита от погасания факела должна быть отключена, а эксплуатационный персонал должен быть предупрежден о возможном прекращении горения в топке. Результаты испытания горелок с принудительной подачей воздуха оформляют в виде протокола, форма которого приведена ниже.

Полуавтоматические и автоматические горелки проверяют на защитное отключение подачи газа при розжиге

Результаты проверки работы газовой горелки с принудительной подачей воздуха

Величина	Обозначение	Значение
Тепловая мощность, Гкал/ч:		
номинальная	$Q_{г.\,ном}$	
максимальная	$Q_{г.\,max}$	
минимальная	$Q_{г.\,min}$	
Коэффициент предельного регулирования тепловой мощности	$K_{пр.\,р}$	
Коэффициент рабочего регулирования тепловой мощности	$K_{р.\,р}$	
Давление газа, кгс/м², перед горелкой при тепловой мощности:		
номинальной	$p_{г.\,ном}$	
максимальной	$p_{г.\,max}$	
минимальной	$p_{г.\,min}$	
Давление воздуха, кгс/м², перед горелкой при расчетной температуре воздуха и тепловой мощности:		
номинальной	$p_{в.\,ном}$	
максимальной	$p_{в.\,max}$	
минимальной	$p_{г.\,min}$	
Коэффициент избытка воздуха	$\alpha_г$	
Изменение коэффициента избытка воздуха в диапазоне рабочего регулирования тепловой мощности	$\Delta\alpha$	
Потери теплоты от химической неполноты сгорания, %	q_3	

Примечание. Данные соответствуют теплоте сгорания газа $Q_н = —$ и плотности газа $\rho_г = —$.

горелки, погасании пламени, аварийном отключении давления газа или воздуха. Время защитного отключения определяют путем повторяемых не менее 15 раз проверок. Измерения следует производить при помощи секундомера с ценой деления шкалы 0,01 с.

Время защитного отключения подачи газа проверяют: при розжиге горелки при закрытом ручном кране, путем измерения интервала времени с момента открытия отсечного клапана до закрытия; при погасании пламени в диапазоне рабочего регулирования — быстрым закрытием крана с последующим измерением времени до момента срабатывания отсечного клапана; при отклонениях давления газа или воздуха — путем поочередного снижения или повышения контролируемых давлений при включенном устройстве контроля с последующим измерением времени до момента срабатывания клапана.

8.8. НАЛАДКА И КОНТРОЛЬ РАБОТЫ УСТАНОВОК ВОДОПОДГОТОВКИ

Общие требования к используемой в котельных воде, изложенные в разд. 1.7, определены общегосударственными нормативными требованиями. Кроме того, имеются следующие ведомственные правила и нормативы по организации и методике водного контроля, разработанные в установленном порядке:

— паровые котлы низкого и среднего давления — организация и методы химического контроля — РМТ 24.030.24—72, организация водохимического режима — РМТ 108.030.114—77;
— водогрейные котлы — показатели качества питательной воды и пара — ОСТ 24.030.47—75, организация и методы контроля РМТ 108.030.111—76.

Задачи по наладке работы установок водоподготовки и теплохимических испытаний действующих котлов сводятся к следующему:

— контроль и поддержание требуемого качества потоков воды и пара (исходная, осветленная, катионированная, конденсат, питательная, котловая, пар насыщенный и перегретый);
— определение качества пара во всем диапазоне нагрузки котла, выявление максимальной нагрузки;
— определение предельного солесодержания котловой воды и размеров продувки;
— установление интенсивности протекания коррозионных процессов в пароводяном тракте и определение причины повреждения поверхностей нагрева;
— поддержание оптимальных уровней в барабанах, отсеках и выносных циклонах и контроль работы автоматов питания;
— поддержание температуры перегретого пара и контроль работы регуляторов перегрева.

Результатами наладочных работ являются карта водохимического режима и график контроля, пример которого приведен в табл. 8.11.

Данные анализов помогают установить основные показатели работы водоподготовительной установки — удельный расход реагентов, их дозу и качество, емкость поглощения катионитов, грязеемкость фильтрующих материа-

Таблица 8.11

График водохимического контроля (пример)

Проба	Периодичность	Компонент контроля		Норма, мг-экв/кг	
		Жесткость	Щелочность	Жесткости	Щелочности
Исходная вода	1 раз в 10 дней	+	+	—	—
Химически очищенная вода	Через 3 ч	+	—	Не выше 0,02	Не выше сырой воды
Конденсат	Через 1 ч	+	+	Не выше 0,02	В пределах 0,2—0,3
Котловая вода	Через 2 ч	—	+	—	$Щ_{к.в} = 1{,}5Щ_{п.в}$*
Насыщенный пар	Через 2 ч	—	+	—	0,1—0,15

* $Щ_{к.в}$, $Щ_{п.в}$ — щелочность котловой и питательной воды.

лов, глубину освобождения воды от отдельных загрязнений. Наладка установок водоподготовки проводится при пуске котельной.

Проведению наладочных работ должны предшествовать: проверка соответствия оборудования установки водоподготовки проекту и нормативной документации; осмотр и устранение дефектов и упущений монтажа и эксплуатации; контроль загрузки фильтров фильтрующим материалом; определение оптимального режима эксплуатации.

При осмотре оборудования водоподготовки проверяют: правильность трассировки водоводов, наличие и исправность запорных органов, манометров, водомеров, термометров на трубопроводах, указателей уровня в баках, устройств отбора проб воды и пара, указателей уровня в баках. При осмотре деаэраторов проверяют наличие мановакуумметров, исправность устройств регулирования уровня воды и давления пара, сигнализации уровня воды.

До производства наладки следует вскрывать катионитовые фильтры с удалением из катионита мелочи, комкообразных уплотнений, загрязнений, скоплений мелких

пылевидных частиц и дополнением новым катионитовым материалом.

Эксплуатация оборудования водоподготовки осуществляется в соответствии с инструкцией, составленной наладочной организацией и утвержденной главным инженером эксплуатационной организации. В инструкции должны быть указаны объем и периодичность отбора проб в зависимости от типа котлов, режима эксплуатации и качества исходной воды и схемы ее обработки.

Следует сочетать систематический контроль за всеми стадиями водоподготовки с углубленным периодическим контролем с целью фиксации фактического режима оборудования. Периодический контроль должен давать четкое количественное представление о примесях в исходной воде и динамике их изменения.

Ревизию дренажной системы механических и катионитовых фильтров, а также полости фильтров производят по мере надобности, но не менее соответственно 1 раза в 2 года и 1 раза в год.

Теплохимические испытания на вводимых в эксплуатацию котлах следует производить, как правило, непосредственно после завершения пусконаладочных работ. При этом до пуска на комплексное опробование котлы должны подвергаться очистке (щелочение, кислотная промывка) в соответствии с инструкциями завода-изготовителя или специализированной организации.

Теплохимические испытания котлов проводят также в следующих случаях:

— после реконструкции, связанной с увеличением паропроизводительности, изменением паросепарационных устройств, изменением схемы циркуляции, введением или изменением схемы ступенчатого испарения;

— при значительном изменении солевого состава воды;

— при обнаружении ранее отсутствовавшего заноса пароперегревателей;

— при изменении вида топлива или конструкции топочного устройства;

— при изменении характера работы котла (переход с базового на маневренный режим).

Следует привлекать наладочную организацию к определению степени загрязненности и способа очистки поверхностей нагрева и питательного тракта, а также к разработке рекомендаций по выбору метода очистки от загрязнений и защиты от коррозии. Так, в соответствии

с РМТ 108.030.114—77 при капитальных ремонтах рекомендуется вырезать образцы экранных труб (не менее двух) с последующим определением количества и состава внутренних отложений. Результаты анализа загрязнений, проведенных специализированной организацией, используются для разработки рекомендаций по методу химической очистки и корректировке режима водоподготовки.

Теплохимические испытания проводят, как правило, в два этапа: сокращенные («фотография») для выявления отклонений в работе котла и полные после выполнения переделок или изменений режима эксплуатации. После существенных переделок предварительно проводятся пусконаладочные работы.

Рекомендуется следующий порядок проведения работ:

— опыты при паропроизводительности 30—60 % номинальной;

— подъем тепловой мощности до номинальной и проверка воднохимического режима котла;

— определение качества пара в диапазоне нагрузки 30—100 % номинальной;

— повышение солесодержания котловой воды до оптимальных значений, определяемых нормами продувки котла;

— непрерывная работа при номинальной нагрузке в течение 72 ч.

До начала теплохимических испытаний котел должен по условиям топочного режима обеспечивать любую заданную производительность. На котле должно быть достигнуто безотказное действие всех средств измерений, защитных устройств и автомата питания. В период предварительной теплотехнической наладки котел должен эксплуатироваться при низком солесодержании котловой воды.

До проведения теплохимических испытаний необходимо также проверить соответствие выполнения всех внутрибарабанных устройств требованиям проекта и добиться герметичности сочленения ответственных элементов паросепарации. Одновременно проверяются, а в случае необходимости устанавливаются дополнительные пробоотборные устройства (точки) для котловой воды и пара.

У котлов небольшой производительности без ступенчатого испарения предусматривается до трех точек отбора проб котловой воды (одна из продувочной линии, остальные из водяного объема), до трех точек отбора проб насыщенного пара по ширине барабана и одна точка для перегретого пара. Для котлов со ступенчатым испарением дополнительно предусматриваются точки для контроля качества котловой воды в промежуточных ступенях испарения, а также на выходе пара из циклонов. Общее число точек отбора сред достигает при этом 10—12.

Все точки отбора проб воды и пара при температуре выше 50 °С оснащаются специальными змеевиковыми холодильниками из стальных трубок марки 1Х18Н10Т или красной меди диаметром 8×1 мм; из этих же труб выполняется и отвод анализируемой пробы к холодильнику. Необходимая длина трубки змеевика для охлаждения питательной воды 2 м, котловой — 4 и пара — 6 м. Оптимальная интенсивность истечения пробы при ее отборе для воды 30, для пара — 15—20 кг/ч. Для конденсации и охлаждения проб в качестве охлаждающего агента используется техническая вода. При большом числе проб удобнее использовать более компактные многоточечные холодильники. Регулирование расхода анализируемых сред производится вентилями, установленными на выходе проб из холодильников.

Наиболее важный показатель в процессе теплохимических испытаний — солесодержание пара. Его лучше всего контролировать по данным регистрирующего индикаторного прибора, подключаемого к наиболее характерной точке котла.

При испытаниях получают три основные зависимости, используемые при анализе воднохимического режима:

$$S_{\text{н. п}} = f(D); \tag{8.80}$$

$$S_{\text{н. п}} = f(S_{\text{к. в}}); \tag{8.81}$$

$$S_{\text{п. п}} = f(H_{\text{б}}), \tag{8.82}$$

где $S_{\text{н. п}}$ и $S_{\text{к. в}}$ — солесодержание насыщенного пара и котловой воды, мг/кг; $H_{\text{б}}$ — уровень в барабане, мм.

По данным химического контроля определяют пропускную способность линии непрерывной продувки котла по формуле

$$D_{\text{пр}} = D\frac{S_{\text{п. в}}}{S_{\text{к. в}} - S_{\text{п. в}}}, \tag{8.83}$$

где $S_{\text{и. в}}$ — солесодержание питательной воды.

Далее строят кривую $D_{пр} = f(p)$, представляющую расходную характеристику узла регулирования, используемую далее в процессе эксплуатации.

Для котлов со ступенчатым испарением производится определение также фактической производительности солевых отсеков по формулам:

$$D_{пр} = D \frac{S_{п.в}}{S'_{к.в} - S_{п.в}}; \quad (8.84)$$

$$D'' = \frac{S_{п.в}}{S''_{к.в}} (D + D_{пр}) - D_{пр}, \quad (8.85)$$

где $S'_{к.в}$ и $S''_{к.в}$ — солесодержание котловой воды в чистом и солевом отсеке.

ПРИЛОЖЕНИЕ

КЛАССИФИКАЦИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ НОРМ И ПРАВИЛ

Строительные нормы и правила разделены на 5 частей, каждая из которых делится на группы.

1. Организация, управление, экономика

01 Система нормативных документов в строительстве
02 Организация, методология и экономика проектирования и инженерных изысканий
03 Организация строительства. Управление строительством
04 Нормы продолжительности проектирования и строительства
05 Экономика строительства
06 Положения об организациях и должностных лицах

2. Нормы проектирования

01 Общие нормы проектирования
02 Основания и фундаменты
03 Строительные конструкции
04 Инженерное оборудование зданий и сооружений. Внешние сети
05 Сооружения транспорта
06 Гидротехнические и энергетические сооружения
07 Планировка и застройка населенных пунктов
08 Жилые и общественные здания
09 Промышленные предприятия; производственные здания и сооружения, вспомогательные здания. Инвентарные здания
10 Сельскохозяйственные предприятия, здания и сооружения
11 Склады
12 Нормы отвода земель

3. Организация, производство и приемка работ

01 Общие правила строительного производства
02 Основания и фундаменты
03 Строительные конструкции
04 Защитные, изоляционные и отделочные покрытия
05 Инженерное и технологическое оборудование и сети
06 Сооружения транспорта
07 Гидротехнические и энерготехнические сооружения, мелиоративные системы и сооружения
08 Механизация строительного производства
09 Производство строительных конструкций, изделий и материалов

4. Сметные нормы

Состав и обозначение сметных норм и правил установлены постановлением Госстроя СССР от 18 июня 1982 г. № 162

5. Нормы затрат материальных и трудовых ресурсов

01 Нормы расхода материалов
02 Нормы потребности в строительном инвентаре, инструменте и механизмах
03 Нормирование и оплата проектно-конструкторских работ
04 Нормирование и оплата труда в строительстве

Шифр состоит из букв «СНиП», номера части (одна цифра), номера группы (две цифры) и номера документа (две цифры), отделенных друг от друга точками; две последние цифры, присоединяемые через тире, обозначают две последние цифры года утверждения документа. Например, СНиП 2.03.05—82.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Александров В. Г.* Паровые котлы малой и средней мощности. М.: Энергия, 1972. 200 с.

2. *Ахтырский А. А., Каверин Ю. Б.* К вопросу определения расхода тепла на собственные нужды промышленных котельных//Пром. энергетика. 1972. № 10. С. 47—48.

3. *Белоусов С. С., Тасс О. А.* Обоснование экспресс-метода испытаний котлоагрегатов малой производительности//Реф. сб./ВНИИЭгазпром. М.: 1976. № 2. С. 14—21.

4. *Беляев В. И., Вершинский В. П.* Расход газа котлоагрегатами и его нормирование//Газ. пром-сть. 1980. № 3. С. 16—18.

5. *Борщов Д. Я.* Устройство и эксплуатация отопительных котлов малой мощности. М.: Стройиздат, 1982. 360 с.

6. *Будников Г. В., Кожевников Н. М., Федоров В. Н.* Газовая горелка с угольными стабилизаторами для котлов КСГМ//Газ. пром-сть. 1986. № 1.

7. *Бузников Е. Ф., Роддатис К. Ф., Берзиньш Э. Я.* Производственные и отопительные котельные. М.: Энергия, 1974. 232 с.

8. *Монтаж* котлоагрегатов малой и средней мощности/В. В. Бугурусланов, Е. С. Кузнецов, Д. Н. Смирнов, М. С. Файнштейн. М.: Стройиздат, 1973. 128 с.

9. *Внуков А. К.* Экспериментальные работы на парогенераторах. М.: Энергия, 1971. 295 с.

10. *Волковыский Е. Г., Шустер А. Г.* Экономия топлива в котельных установках. М.: Энергия, 1973. 304 с.

11. *Временная* методика нормирования расходов газа в котлах малой и средней мощности/ВНИИЭгазпром. М.: 1983. 23 с.

12. *Гатеев С. Б.* Теплотехнические испытания котельных установок. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1959. 600 с.

13. *Измерения* расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами (РД 50-213—80). М.: Изд-во стандартов, 1982. 319 с.

14. *Инструкция* по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии. М.: Стройиздат, 1982. 144 с.

15. *Ливщиц О. В.* Справочник по водоподготовке котельных установок. М.: Энергия, 1976. 288 с.

16. *Логинов В. С., Волков В. С., Жуков Г. Б.* Материалы для строительства городских газопроводов: Справ. пособие. М.: Стройиздат, 1984. 96 с.

17. *Мезенцев А. П.* Основы роста мероприятий по экономии тепловой энергии и топлива. Л.: Энергоатомиздат, 1984. 120 с.

18. *Методические* указания по использованию изолирующих фланцевых соединений при электрохимической защите городских подземных сооружений/В кн.: Сборник руководящих материалов по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. Л.: Недра. 1987. С. 170—183.

19. *Монтаж* отопительно-производственных котельных установок: Справочник монтажника/Под ред. Е. В. Грузинова. М.: Стройиздат, 1980. 520 с.

20. *Опыт сжигания* распространенных видов топлива в отопительных котлах предприятий коммунальной энергетики/ЦБ НТИ МЖКХ РСФСР. М., 1984. 63 с.

21. *Основные* положения по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве. М.: Атомиздат, 1980. 15 с.

22. *Панюшева З. Ф., Столпнер Е. Б.* Технический контроль работы газифицированных котельных. Л.: Недра, 1983. 216 с.

23. *Панюшева З. Ф., Столпнер Е. Б.* Наладка отопительных котлов, работающих на газе. Л.: Недра, 1986. 152 с.

24. *Портной М. Ф., Клоков А. А.* Использование тепла продуктов сгорания котлов, работающих на газообразном топливе//Пром. энергетика. 1985. № 6. С. 11—12.

25. *Правила* устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. М.: Недра, 1974. 144 с.

26. *Правила* устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. М.: Металлургия, 1970. 80 с.

27. *Правила* безопасности в газовом хозяйстве. М.: Недра, 1983. 128 с.

28. *Правила* технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве РСФСР. М.: Стройиздат, 1984. 144 с.

29. *Правила* технической эксплуатации котельных жилищно-коммунального хозяйства. М.: Стройиздат, 1973. 128 с.

30. *Правила* устройства и безопасной эксплуатации водогрейных котлов, водоподогревателей и паровых котлов с избыточным давлением (не свыше 0,7 ати). М.: Стройиздат, 1979. 60 с.

31. *Правила* технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей и Правила техники безопасности при эксплуатации теплоизолирующих установок и тепловых сетей. М.: Энергия, 1973. 144 с.

32. *Правила* пользования газом в народном хозяйстве/Госгазнадзор СССР. М.: Недра. 1988.

33. *Преображенский Н. И.* Контроль за рациональным использованием газа. Л.: Недра, 1983. 368 с.

34. *Равич М. Б.* Газ и его применение в народном хозяйстве. М.: Наука, 1974. 357 с.

35. *Рыбаков Р. Р.* Автоматизация газифицированных агрегатов. Л.: Недра, 1984. 231 с.

36. *Рушман Р. П.* Справочник теплоизолировщика. М.: Стройиздат, 1980. 184 с.

37. *Сборник* руководящих материалов для работников газового хозяйства РСФСР. Л.: Недра, 1984. Т. 1. 286 с.

38. *СНиП II-Г.10—73.* Тепловые сети. 1985.

39. *СНиП 2.04.05—86.* Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

40. *СНиП II-35—76.* Котельные установки.

41. *СНиП III-3—81.* Приемка в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий и сооружений.

42. *СНиП 1.02.01—85.* Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений.

43. *СНиП 2.04.12—86.* Расчет на прочность стальных трубопроводов.

44. *СНиП 2.07.01—86.* Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов.

45. *СНиП 2.04.08—87.* Газоснабжение. Внутренние и наружные устройства.
46. *СНиП 3.01.01—85.* Организация строительного производства.
47. *СНиП 3.05.07—85.* Системы автоматизации.
48. *СТ СЭВ 1052—78.* Метрология. Единицы физических величин. 1979.
49. *Совершенствование* нормирования расхода топлива для отопительных и производственных котельных/ЦБНТИ МЖКХ РСФСР. М., 1980. 55 с.
50. *Соловьев Ю. П.* Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей. М.: Энергия, 1976. 192 с.
51. *Трембовля В. И., Фингер Е. Д., Авдеева А. А.* Теплотехнические испытания котельных установок. М.: Энергия, 1977. 297 с.
52. *Требования* органов госгазнадзора к проведению наладочных работ. ОРД 1—87/Главгосгазнадзор СССР. М.: 1987.
53. *Файерштейн Л. М., Этинген Л. С., Гохбойм Г. Г.* Справочник по автоматизации котельных. М.: Энергия, 1978. 344 с.
54. *Чепель В. М., Шур И. А.* Сжигание газов в топках котлов и печей и обслуживание газового хозяйства предприятий. Л.: Недра, 1980. 591 с.
55. *Шур И. А.* Газорегуляторные пункты и установки. Л.: Недра, 1985. 288 с.
56. *Эстеркин Р. И., Иссерлин А. С., Певзнер М. И.* Методы теплотехнических испытаний при сжигании газа. М.: Недра, 1981. 424 с.
57. *Юренко В. В.* Теплотехнические испытания котлов, работающих на газовом топливе. Л.: Недра, 1987. 177 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

От редактора . . . 3
Глава 1. Основные свойства воздуха, воды, газового топлива 5
1.1. Системы единиц физических величин . . . —
1.2. Определения механических величин и их единиц . . . 6
1.3. Определения тепловых величин и их единиц . . . 12
1.4. Формы теплообмена в котлах . . . 15
1.5. Законы газового состояния . . . 17
1.6. Основные сведения о воздухе . . . 18
1.7. Свойства воды, водяного пара, конденсата . . . 20
1.8. Основные свойства газового топлива . . . 27
1.9. Объемные соотношения горения газового топлива . . . 34
Глава 2. Газоснабжение котельных . . . 38
2.1. Требования к зданиям и помещениям газифицированных котельных и ГРП . . . —
2.2. Устройство наружных и внутренних газопроводов . . . 53
2.3. Трубы для газопроводов . . . 69
2.4. Арматура газопроводов . . . 75
2.5. Соединения труб и арматуры газопроводов . . . 99
Глава 3. **Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ)** 101
3.1. Назначение и схемы ГРП (ГРУ) . . . —
3.2. Регуляторы давления . . . 113
3.3. Устройство регуляторов давления . . . 119
3.4. Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) . . . 156
3.5. Фильтры газовые . . . 168
3.6. Предохранительные сбросные устройства . . . 174
3.7. Шкафные газорегуляторные пункты . . . 189
Глава 4. Котлы, газовые и воздушные тракты . . . 196
4.1. Общие сведения о котлах . . . —
4.2. Секционные котлы . . . 201
4.3. Жаротрубные и комбинированные котлы . . . 208
4.4. Вертикально-цилиндрические котлы . . . 210
4.5. Водотрубные котлы . . . 212
4.6. Газовые и газомазутные котлы . . . 217
4.7. Поверхностные экономайзеры и воздухоподогреватели . . . 231
4.8. Контактные котлы и экономайзеры . . . 235
4.9. Обмуровочные и огнеупорные материалы . . . 247
4.10. Тепловая изоляция трубопроводов и аппаратов . . . 252
4.11. Расчет газовых и воздушных трактов . . . 257
Глава 5. Сжигание газового топлива в котлах . . . 265
5.1. Общие сведения о газовых горелках . . . —
5.2. Условия устойчивой работы горелок . . . 270
5.3. Конструкции и характеристики горелок . . . 273
5.4. Проверка соответствия характеристик горелок условиям их эксплуатации . . . 345
5.5. Особенности сжигания газового топлива . . . 348
5.6. Выбор числа и места установки горелок . . . 354
5.7. Обмуровочные работы, связанные с установкой горелок . . . 356
5.8. Предохранительные взрывные клапаны . . . 359
Глава 6. Автоматизация котельных . . . 364
6.1. Виды автоматизации . . . —
6.2. Автоматика АГК-2П и АГК-2У . . . 381

6.3. Система АГОК-66 391
6.4. Система АМКО 396
6.5. Система АМК-У 404
6.6. Щиты автоматизации Щ-ДКВР-3 и Щ-К2 и системы «Кристалл» и «Контур» 409
6.7. Комплект средств управления КСУ-1 417
6.8. Комплект средств управления КСУ-2П 424
6.9. Комплект средств управления 1КСУ-ГМ 431
6.10. Автоматика для котла КПА-500Г 434
6.11. Автоматика ФАЖ-АНГ «Пламя» 440
6.12. Устройство управляющее «Курс-101» 447
6.13. Регулирующие органы 449
Глава 7. **Порядок проектирования, монтаж и эксплуатация газифицированных котельных** 456
7.1. Выполнение проектных работ . . . . . —
7.2. Монтаж котлов, котельного оборудования 462
7.3. Монтаж систем газоснабжения 468
7.4. Испытание и приемка систем газоснабжения 479
7.5. Ввод систем газоснабжения в эксплуатацию 487
7.6. Пусконаладочные работы 496
7.7. Эксплуатация котлов 508
7.8. Эксплуатация систем газоснабжения котельных 519
7.9. Прокладочные, уплотнительные и притирочные материалы 538
Глава 8. **Наладочные работы в котельных** 542
8.1. Показатели эффективности сжигания газового топлива —
8.2. Теплотехнические расчеты по методике М. Б. Равича . . . 549
8.3. Нормирование расхода топлива 555
8.4. Организация и проведение теплотехнических испытаний 559
8.5. Определение характеристик тягодутьевых машин 580
8.6. Оптимальное распределение производительности между котлами 584
8.7. Проверка работы горелок 587
8.8. Наладка и контроль работы установок водоподготовки . . . 597
Список литературы 604

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

СПРАВОЧНИК ЭКСПЛУАТАЦИОННИКА ГАЗИФИЦИРОВАННЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Редактор издательства Л. А. Рейхерт
Технический редактор Н. П. Старостина
Корректоры О. Г. Попова, Е. А. Стерлина

ИБ № 5688

Сдано в набор 22.04.88. Подписано в печать 02.09.88. М-41236. Формат 84 × 108$^{1}/_{32}$. Бумага тип. № 1. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 31,92. Усл. кр. отт. 31,92. Уч.-изд. л. 35,5. Тираж 51 400 экз. Заказ № 470/755. Цена 2 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», Ленинградское отделение. 193171, Ленинград, С-171, ул. Фарфоровская, 18.

Ленинградская типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 193144, г. Ленинград, ул. Моисеенко, 10.