

К.Г. Кязимов

СПРАВОЧНИК

РАБОТНИКА ГАЗОВОГО
ХОЗЯЙСТВА

ISBN 5-06-003743-6



9 785060 037432

К.Г. Кязимов

СПРАВОЧНИК РАБОТНИКА ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

К.Г. Кязимов

СПРАВОЧНИК

РАБОТНИКА ГАЗОВОГО
ХОЗЯЙСТВА



УДК 696.2(072.32)
ББК 38.763
К99

Рецензенты: А.А. Алборова, Н.И. Ровинский

К99 Кязимов, К. Г.
Справочник работника газового хозяйства: Справ. пособие. — М.: Высш. шк., 2006. — 278 с.: ил.

ISBN 5-06-003743-6

Приведены сведения о стандартах на качество газового топлива, составе природных газов, системе газораспределения городов, об эксплуатации подземных газопроводов, контрольно-измерительных приборах, средствах автоматизации. Рассмотрены наиболее распространенные конструкции газовых плит, водонагревателей, печных горелок.

Включены данные о газовом оборудовании коммунально-бытовых и промышленных предприятий, его наладке, эксплуатации.

Для учащихся профессиональных учебных заведений, работников газового хозяйства; может быть использован при переподготовке незанятого населения.

УДК 696.2 (072.32)
ББК 38.763

ISBN 5-06-003743-6

© ФГУП «Издательство «Высшая школа», 2006

Оригинал-макет данного издания является собственностью издательства «Высшая школа» и его репродуцирование (воспроизведение) любым способом без согласия издательства запрещено.

ВВЕДЕНИЕ

Профессиональный состав работников газового хозяйства постоянно изменяется, появляются новые профессии, повышается уровень квалификации рабочих. К уровню квалификации работников, занятых в газовом хозяйстве, и их специальной подготовке предъявляются повышенные требования.

Телемеханизация газовых хозяйств позволяет следить за давлением в газовых сетях с диспетчерского пункта. Происходит непрерывное увеличение номенклатуры газовых приборов, оснащение их средствами автоматики, модернизация их конструкций, внедрение новых материалов, прогрессивной технологии ремонта и обслуживания. Обеспечен серийный выпуск высококачественных газовых плит, автоматизированных водонагревателей, отопительно-варочных аппаратов, новых газовых баллонов, специальной аппаратуры для эффективного использования газа в сельском хозяйстве, приборов автоматического регулирования и защиты, средств механизации и автоматизации основных технологических процессов, новых контрольно-измерительных приборов, полиэтиленовых труб.

Аварийно-диспетчерские службы оснащаются аппаратурой аварийной сигнализации, которая позволяет получать своевременную информацию о нарушении режимов работы газоснабжения, повышает оперативность выявления и ликвидации аварий, улучшает надежность работы систем газоснабжения.

Работники газовых хозяйств должны ориентироваться в непрерывно изменяющейся производственной обстановке, уметь анализировать эту обстановку, оперативно решать возникающие технические задачи, обеспечивать безопасный и высокопроизводительный труд.

Важное место в деятельности работников газовых хозяйств занимают различные контрольные операции, измерения давления и расхода газа, анализ газозооушной смеси, проверка герметичности (плотности) газопроводов.

Специфика работы газового оборудования определяется наличием большого количества скрытых процессов.

При обслуживании и ремонте газового оборудования слесарь имеет дело с 50—70 типами газовых приборов (вместо 15—20 типов, существовавших несколько лет назад), большинство из которых оборудовано системами автоматического регулирования параметров и обеспечения безопасности.

Настоящий справочник предназначен для работников, занятых эксплуатацией и ремонтом газового оборудования и подземных газопроводов, а также может быть использован при переподготовке незанятого населения.

ГЛАВА 1

ИЗМЕРЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

1.1. ПОНЯТИЕ О МЕТРОЛОГИИ

Метрология — наука об измерениях, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности. Измерение физических величин является одним из важнейших факторов в науке и технике. Под измерением физической величины подразумевается совокупность действий, выполняемых с помощью средств измерения с целью нахождения числового значения ее в принятых единицах физических величин.

Единицей физической величины называется фиксированная по размеру и принятая по соглашению в качестве основы для количественной оценки конкретная физическая величина. Измерения физических величин подразделяются на прямые и косвенные.

Прямые измерения осуществляются путем непосредственного сравнения физических величин с образцовыми эталонами, мерами, с помощью отсчета показаний измерительного прибора.

Косвенные измерения производят путем прямых измерений величин, связанных определенной зависимостью с искомой величиной, а результат измерения получают расчетным способом. Например, объем шаровой цистерны для сжиженного газа находят, измеряя ее диаметр, и производят вычисления по соответствующей формуле.

Установление единиц физических величин, их воспроизведение с помощью эталонов и разработка методов измерений составляют предмет метрологии.

Единицы физических величин, которые устанавливаются независимо от других единиц и на которых основывается система единиц, называются *основными единицами*. Единицы физических величин, которые определяются через основные единицы с помощью формул и уравнений, называются *производными единицами*.

Существуют дополнительные величины, не причисляемые ни к основным, ни к производным единицам. Совокупность основных, производных и дополнительных единиц, охватывающих все области измерений, составляет систему единиц физических величин.

Поддержание средств измерений в исправности и постоянной готовности к работе осуществляется службами метрологического надзора.

Метрологический надзор в газовых хозяйствах включает систему мероприятий по постоянному наблюдению за состоянием, условиями работы и правильностью показаний приборов, проведению их обязательной периодической проверки и ремонта.

1.2. ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГАЗА

При измерении параметров газа применяют Международную систему единиц (СИ), которая состоит из семи основных, двух дополнительных и ряда производных единиц (табл. 1). Рассмотрим основные физические параметры газа.

Давление. В технике давлением p называется величина отношения нормальной составляющей силы F к площади S , на которой она действует:

$$p = F/S. \quad (1)$$

Для газов сила F представляет собой сумму соударений молекул о стенки сосуда, в котором заключен газ. Согласно основному уравнению молекулярно-кинетической теории газов, их давление определяется по формуле

$$p = F/S = 1/3 mnV^2, \quad (2)$$

где F — суммарная сила от соударений молекул о стенки сосуда; S — площадь стенки сосуда; m — масса молекулы; n — среднее число молекул в единице объема; V — средняя скорость движения молекул.

Давление газа прямо пропорционально произведению массы и числа газовых молекул в единице объема на средний квадрат их скорости движения.

Газы, находящиеся в замкнутом сосуде, оказывают равномерное давление на его стенки.

В качестве единицы давления принят паскаль — сила в 1 Н, действующая на площадь 1 м² (Па). В связи с тем что эта единица давления очень мала, применяют укрупненные единицы давления: декапаскаль (дПа), килопаскаль (кПа), мегапаскаль (МПа).

Ньютон — сила, сообщающая телу массой 1 кг в состоянии покоя ускорение, равное 1 м/с².

Таблица 1. Международная система единиц (СИ), наименование и обозначение единиц

Величина	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное
Основные единицы			
Длина	метр	м	m
Масса	килограмм	кг	kg
Время	секунда	с	s
Сила электрического тока	ампер	А	A
Термодинамическая температура	кельвин	К	K
Сила света	кандела	кд	cd
Количество вещества	моль	моль	mol
Дополнительные единицы			
Плоский угол	радиан	рад	rad
Телесный угол	стерадиан	ср	sr
Производные единицы			
Площадь	квадратный метр	м ²	m ²
Объем, вместимость	кубический метр	м ³	m ³
Скорость	метр в секунду	м/с	m/s
Угловая скорость	радиан в секунду	рад/с	rad/s
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с ²	m/s ²
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м ³	kg/m ³
Удельный объем	кубический метр на килограмм	м ³ /кг	m ³ /kg
Молярная концентрация	моль на кубический метр	моль/м ³	mol/m ³
Яркость	кандела на квадратный метр	кд/м ²	cd/m ²
Частота	герц	Гц	Hz
Сила, вес	ньютон	Н	N
Давление, механическое напряжение, модуль упругости	паскаль	Па	Pa
Работа, энергия, количество теплоты	джоуль	Дж	J
Мощность, поток	ватт	Вт	W
Количество электричества (электрический заряд)	кулон	Кл	C
Электрическое напряжение, электрический потенциал, разность электрических потенциалов, электродвижущая сила	вольт	В	V
Электрическое сопротивление	ом	Ом	Ω
Электрическая проводимость	сименс	См	S

Продолжение табл. 1

Величина	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное
Электрическая емкость	фарада	Ф	F
Световой поток	люмен	лм	lm
Освещенность	люкс	лк	lx
Момент силы	ньютон-метр	Н·м	N·m
Поверхностное напряжение	ньютон на метр	Н/м	N/m
Динамическая вязкость	паскаль-секунда	Па·с	Pa·s
Кинематическая вязкость	квадратный метр на секунду	м²/с	m²/s
Теплоемкость системы, энтропия системы	джоуль на кельвин	Дж/К	J/K
Удельная теплоемкость, удельная энтропия	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг·К)	J/(kg·K)
Поверхностная плотность потока энергии	ватт на квадратный метр	Вт/м²	W/m²
Теплопроводимость	ватт на метр-кельвин	Вт/(м·К)	W/(m·K)

К внесистемным единицам давления относятся: техническая атмосфера (ат), или килограмм-сила на квадратный сантиметр (кгс/см²); миллиметр ртутного столба (мм рт. ст.), миллиметр водяного столба (мм вод. ст.).

Давление, отсчитываемое от абсолютного нуля, называется *абсолютным*, а от имеющегося уже давления окружающей атмосферы — *избыточным*, или *манометрическим*. Абсолютное давление равно сумме избыточного и атмосферного (барометрического) давлений.

В табл. 2 приведено соотношение между единицами давления.

Температурой называется величина, характеризующая тепловое состояние тела, степень его нагретости. С изменением температуры газа изменяются его физические свойства: скорость движения молекул, объем, давление, интенсивность теплового излучения и др.

Основной шкалой для измерения температуры является термодинамическая температурная шкала, построенная в соответствии со вторым законом термодинамики. Согласно этому закону, температура тела пропорциональна количеству содержащейся в нем теплоты:

$$T_1/T_2 = Q_1/Q_2 \quad (3)$$

где T_1 и T_2 — соответствующие значения температуры; Q_1 и Q_2 — количество теплоты.

Из формулы (3) следует, что одному градусу температуры соответствует определенное количество теплоты, получаемой или отдаваемой телом. Для установления размера градуса при-

Таблица 2. Соотношение между единицами давления газа

Обозначение единиц	Па	дин/см²	кгс/м²	кгс/см² (ат)	бар	мм вод. ст.	мм рт. ст.
1 паскаль (Па)	1	10	0,102	$102 \cdot 10^{-6}$	10^{-5}	0,102	$7,5 \cdot 10^{-3}$
1 дин/см²	0,1	1	$10,2 \cdot 10^{-3}$	$1,02 \cdot 10^{-6}$	10^{-6}	$10,2 \cdot 10^{-3}$	$750 \cdot 10^{-6}$
1 кгс/м²	9,81	98,1	1	10^{-4}	$98,1 \cdot 10^{-6}$	1	$73,56 \cdot 10^{-3}$
1 кгс/см² (ат)	$9,81 \cdot 10^3$	$98,1 \cdot 10^3$	10^4	1	0,981	10^4	735,6
1 бар	10^5	10^6	$10,2 \cdot 10^3$	1,02	1	$10,2 \cdot 10^3$	750
1 мм вод. ст.	9,81	98,1	1	10^{-4}	$98,1 \cdot 10^{-6}$	1	$73,56 \cdot 10^{-3}$
1 мм рт. ст.	133,3	133,3	13,6	$1,36 \cdot 10^{-3}$	$1,333 \cdot 10^{-3}$	13,6	1

нят температурный промежуток от точки таяния льда до точки кипения воды. Формула (3) позволяет определить начало отсчета, т. е. нулевую точку. Эта начальная точка термодинамической температурной шкалы принята за абсолютный нуль (0 К), или $-273,16^\circ\text{C}$.

В качестве второй точки принята температура, при которой лед, вода и пар находятся в равновесном состоянии. Этой точке соответствует значение температуры 273,16 К (0°C по стоградусной шкале). Абсолютную термодинамическую шкалу называют шкалой Кельвина. Термодинамическая температура (абсолютная) обозначается знаком T и выражается в градусах Кельвина (К), который принят в качестве основной единицы температуры в Международной системе единиц (СИ).

Кроме шкалы Кельвина к применению рекомендована Международная стоградусная шкала, основанная на использовании нескольких реперных точек: кипения кислорода, плавления льда, кипения воды и серы, затвердевания серебра и золота. Температура этой практической шкалы выражается в градусах стоградусной шкалы (0°C). Между температурами, выраженными в градусах термодинамической шкалы и Международной стоградусной шкалы, существует следующая зависимость:

$$T = t + 273,16\text{K} \quad (4)$$

где T — температура по Международной стоградусной шкале, $^\circ\text{C}$.

В приборах для измерения температуры — термометрах используют свойства различных жидкостей изменять объем при нагревании. Такие термометры называют жидкостными. Диапазон измерения температур жидкостными термометрами охватывает от -200 до $+1200^\circ\text{C}$. В качестве жидкостей для термометров применяют ртуть, спирты, толуол.

Манометрические термометры состоят из термобаллона, погружаемого в среду, где измеряется температура; капилляра, соединяющего термобаллон с измерительным прибором; регистрирующего прибора манометрического типа.

Свойство металлов и сплавов изменять электрическое сопротивление с изменением температуры послужило основой для создания термометров сопротивления. Термометры сопротивления применяют при точных измерениях температур (до $0,01$ град), начиная от близких к абсолютному нулю и до 1000°C .

Удельная теплота сгорания. Удельная теплота сгорания газа Q — это количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании 1 м^3 газа, выраженное в кДж или ккал/ м^3 . Объем газа принимается при нормальных (0°C и $101\,325\text{ Па}$) или стандарт-

ных условиях (20°C и $101\,325\text{ Па}$). В теплотехнических расчетах приходится иметь дело с низшей и высшей удельной теплотой сгорания. Высшая удельная теплота сгорания газа Q_v представляет собой количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании газа с образованием CO_2 , H_2O в жидком состоянии и N_2 . Низшая удельная теплота сгорания газа Q_n представляет собой количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании газа с образованием CO_2 , H_2O в парообразном состоянии и N_2 .

При теплотехнических расчетах обычно используют низшую удельную теплоту сгорания газа.

Единицей количества теплоты в Международной системе (СИ) является джоуль. Джоуль — это работа, которую совершает сила в 1 Н на пути в 1 м . В связи с тем что джоуль — практически очень малая величина, в технике используют кратные ей единицы: килоджоуль (кДж), мегаджоуль (МДж).

Внесистемной единицей количества теплоты является калория. В практике получила распространение калория средняя, которая равна одной сотой части количества теплоты, сообщаемой 1 г воды при нагреве ее от 0 до 100°C . $1\text{ кал}_{\text{ср}}$ равна $4,1868\text{ Дж}$. 1 ккал равна $4186,8\text{ Дж}$.

Удельную теплоту сгорания природных газов определяют экспериментально путем сжигания определенного количества газа в среде кислорода в калориметрической бомбе постоянного объема.

Удельную теплоту сгорания (высшую или низшую) природного газа вычисляют также по компонентному составу газа и величинам удельной теплоты сгорания компонентов. Компонентный состав газа определяют хроматографическим методом и выражают в объемных долях (%).

Удельную теплоту сгорания определяют по формуле

$$Q = \frac{Q_1 K_1 + Q_2 K_2 + \dots + Q_n K_n}{100}, \quad (5)$$

где $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ — удельная теплота сгорания (высшая или низшая) компонентов природного газа, кДж/ м^3 ; $K_1, K_2, \dots, K_n$ — содержание компонентов в объемных долях (%).

Результат определения теплоты сгорания газа вычисляют с погрешностью не более 4 кДж/м^3 (1 ккал/м^3). Окончательный результат округляют до 40 кДж/м^3 (10 ккал/м^3). В табл. 3 приведены значения удельной теплоты сгорания для некоторых компонентов природного газа при нормальных и стандартных условиях.

Таблица 3. Удельная теплота сгорания природных газов

Газ	Формула	Удельная теплота сгорания			
		высший		нижний	
		кДж/м³	ккал/м³	кДж/м³	ккал/м³
При 0 °С и 101325 Па (760 мм рт. ст.)					
Метан	CH ₄	39 820	9510	35 880	8570
Этан	C ₂ H ₆	70 310	16 790	64 360	15 370
Пропан	C ₃ H ₈	101 210	23170	93 180	22 260
При 20 °С и 101325 Па (760 мм рт. ст.)					
Метан	CH ₄	37 070	8860	33 410	7980
Этан	C ₂ H ₆	65 380	15 620	59 850	14 300
Пропан	C ₃ H ₈	93 980	22 450	86 530	20 670

Для сравнения различных видов топлива введено понятие условного топлива, удельная теплота сгорания которого принимается равной 7000 ккал/кг (29 288 кДж/кг).

Величина, показывающая, во сколько раз удельная теплота сгорания данного топлива больше удельной теплоты сгорания условного топлива, называется *тепловым эквивалентом*.

Объем и плотность. Объем газов измеряют в кубических метрах при нормальных или стандартных условиях.

Нормальными условиями для определения объема газов принято считать температуру 273,16 К (0 °С) и давление 101 325 Па (760 мм рт. ст.) при нулевой влажности.

Таблица 4. Перевод единиц давления, выраженных в мм вод. ст. (МКТСС), в паскали (СИ)

Давление, мм вод. ст.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	10	20	29	39	49	59	69	79	89
10	98	108	118	127	137	147	157	167	176	186
20	196	206	216	225	235	245	255	265	274	284
30	294	304	314	324	333	343	353	363	372	382
40	392	402	412	422	431	441	451	461	470	480
50	490	500	510	520	529	539	549	559	569	578
60	588	598	608	618	627	637	647	657	667	676
70	686	696	706	716	726	735	745	755	765	774
80	784	794	804	814	823	833	843	853	863	872
90	882	892	902	912	921	931	941	951	961	970

Стандартными условиями для определения объема газа являются температура 293,16 К (20 °С) и давление 101 325 Па (760 мм

Таблица 5. Перевод единиц количества теплоты, выраженных в калориях (МКТСС), в джоули (СИ)

Количество теплоты, кал	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	4,2	8,4	12,6	16,7	20,9	25,1	29,3	33,5	37,7
10	41,9	46,1	50,2	54,4	58,6	62,8	67	71,2	75,4	79,5
20	83,7	87,9	92,1	96,1	100,5	104,7	108,9	113	117,2	121,4
30	125,6	129,8	134	138,1	142,4	146,6	150,7	154,9	159,1	163,3
40	167,5	171,7	175,8	180	184,2	188,4	192,6	196,8	201	205,2
50	209,8	213,5	217,7	221,9	226,1	230,3	234,5	238,7	242,8	247
60	251,2	255,4	259,4	263,8	268	272,1	276,3	280,5	284,7	288,9
70	293,1	297,7	301,4	305,6	309,8	314	318,2	322,4	326,6	330,8
80	334,9	339,1	343,3	347,5	351,7	355,9	360,1	364,3	368,4	372,6
90	372,8	361	385,2	289,4	393,6	399,7	401,9	406,1	410,3	414,5

Примечания: 1. 605 кал = 6000 кал + 5 кал = 251,2 Дж + 100 + 220,3 Дж = 25350,3 Дж.

2. Чтобы перевести величину количества теплоты, выраженную в калориях, в джоули, надо приведенную в таблице величину умножить на 1000.

рт. ст.) при нулевой влажности. Для перерасчета объема газа на нормальные или стандартные условия применяют следующие формулы:

для приведения объема к нормальным условиям

$$V_n = V_t \frac{273,16 p_t}{p (273,16 + t)}; \quad (6)$$

для приведения объема к стандартным условиям

$$V_{ст} = V_t \frac{p_t (273,16 + 20)}{p_0 (273,16 + t)}; \quad (7)$$

где V_n — объем газа при нормальных условиях, m^3 ; V_t — объем газа при реальных условиях, m^3 ; p_t — давление газа при реальных условиях, Па; p — давление при нормальных и стандартных условиях (101 325 Па); 273,16 — температура при нормальных условиях, К; $V_{ст}$ — объем газа при стандартных условиях, m^3 .

Плотностью газа называют массу единицы объема, т. е. отношение массы газа в состоянии покоя к его объему. Применительно к газам плотность имеет размерность kg/m^3 . Обычно плотность газа определяют при нормальных условиях.

В технике часто используют безразмерные величины относительной плотности, представляющие собой отношение плотностей газа и сухого атмосферного воздуха. Относительная плотность воздуха равна единице, природного газа — меньше единицы (так как он легче воздуха), сжиженных углеводородных газов — больше единицы (так как они тяжелее воздуха).

В табл. 4 и 5 приводятся примеры пересчетов результатов измерений, полученных в ранее действовавших единицах, в соответствующие единицы Международной системы (СИ).

1.3. СТАНДАРТЫ НА ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО

В качестве газового топлива в нашей стране используют природный газ (добываемый из газовых месторождений), попутный (получаемый при разработке нефтяных месторождений), сжиженные углеводородные (получаемые при переработке попутных нефтяных месторождений) и газы, добываемые из газоконденсатных месторождений.

Природные газы однородны по составу и содержат в основном метан; попутные газы нефтяных месторождений содержат еще этан, пропан и бутан; сжиженные газы — смесь пропана и бутана, а газы, получаемые на нефтеперерабатывающих заводах при термической переработке нефти, содержат кроме пропана и бутана еще этилен, пропилен и бутилен. Кроме горючих компонентов в природных газах содержатся в небольших количе-

ствах сероводород, кислород, азот, диоксид углерода, пары воды и механические примеси.

Природные топливные газы регламентируются государственными стандартами.

Нормальная работа горелок в газовых приборах зависит от постоянства состава газа и количества вредных примесей в газовом топливе, поступающем в магистральные и распределительные газопроводы.

Физико-химические показатели природных топливных газов, используемых для коммунально-бытовых целей, должны соответствовать техническим требованиям, приведенным в табл. 6.

Таблица 6. Технические требования к природным газам

Показатель	Норма
Число Воббе, kJ/m^3 ($kcal/m^3$)	39 400—52 000 (9850—13 000)
Допустимые отклонения числа Воббе от номинального значения, %, не более	± 5
Масса меркаптановой серы в $1 m^3$, г, не более	0,036
Масса сероводорода в $1 m^3$, г, не более	0,02
Масса механических примесей в $1 m^3$, г, не более	0,01
Объемная доля кислорода, %, не более	1
Интенсивность запаха при объемной доле 1 % газов в воздухе, бал, не менее	3

Число Воббе определяют расчетным путем по формуле

$$W = Q / \sqrt{p}, \quad (8)$$

где Q — теплота сгорания газа, kJ/m^3 ($kcal/m^3$); p — относительная плотность газа (плотность воздуха равна 1).

Таблица 7. Области применения различных марок сжиженного газа

Системы газоснабжения		Климатическая зона			
		за исключением холодной зоны		холодная зона	
		летний период	зимний период	летний период	зимний период
Газобал- лонные	С наружной уста- новкой баллонов	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЛ	СПБТЗ
	С внутриквартирной установкой баллонов, портативные баллоны	СПБТЛ БТ	СПБТЛ БТ	СПБТЛ БТ	СПБТЛ БТ
Группо- вые уста- новки	Без испарителей	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ
	С испарителем	СПБТЛ БТ	СПБТЛ БТ ТБТЗ	СПБТЗ СПБТЛ	СПБТЗ СПБТЛ

Таблица 8. Состав наиболее распространенных горючих газов в странах СНГ

Месторождение газа	Административный район	Состав газа, % (по объему)								Плотность, кг/м³ при t=0 °C, p=101,325 кПа	Теплота сгорания Q _n , кДж/м³ при t=0 °C, p=101,325 кПа							
											N ₂ + редкие газы	H ₂ S	CO ₂	C ₃ H ₁₂	C ₄ H ₁₀	C ₃ H ₈	C ₂ H ₆	CH ₄
Степновское	Саратовская обл.	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	Нет	0,5	0,772	41886,8	37821,9						
Пуглинское	Тюменская обл.	86,1	2	0,6	0,34	0,35	8,5	»	2	0,869	37181,4	33475,5						
Медвежье	Тюменская обл.	99,2	0,12	0,005	—	—	0,095	»	0,6	0,723	39061,4	35123						
Запарное	Тюменская обл.	98,5	0,2	0,05	0,012	0,001	0,5	»	0,7	0,729	39455,6	33482,5						
Уренгойское	Тюменская обл.	97,64	0,1	0,01	—	—	0,3	»	1,95	0,73	38841,8	34925,6						
Оренбургское	Оренбургская обл.	85	4,9	1,6	0,75	0,55	0,6	1,3	5	0,84	40670,7	36664,7						
Вуктылское	Коми республика	74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	—	Нет	4,3	1,043	52321,9	47458						
Верхнеомринское	Коми республика	82,7	6	3	1	1,2	0,1	»	7	0,661	41700	37738,5						
Гизлинское	Узбекистан	93	3,1	0,7	0,6	Нет	0,1	»	2,5	0,771	40615,8	36654,3						
Карадагское	Азербайджан	93,2	2,1	1,2	1	1,2	0,8	»	0,5	0,807	42867,6	38739,3						
Ачакское	Туркменистан	93	3,6	0,95	0,25	0,31	0,4	»	1,3	0,776	41230,1	371124,8						
Небит-Дагское запальное	Туркменистан	91	3	2,3	1,3	1,8	0,5	»	0,1	0,65	45077,7	40782,6						
Ромашкинское	Татарстан	40	19,5	18	7,5	4,9	0,1	»	10	1,069	65260,5	59672,7						
Туймазинское	Башкортостан	39,5	20	18,5	7,7	4,2	0,1	»	10	1,065	65052	59505,9						

Технические требования к сжиженным углеводородным газам для коммунально-бытового потребления определены стандартом. В зависимости от применения установлены следующие марки сжиженных газов: СПБТЗ — смесь пропана и бутана технических, зимняя; СПБТЛ — смесь пропана и бутана технических, летняя; БТ — бутан технический.

В табл. 7 указаны рекомендуемые области применения различных марок сжиженного газа. Физико-химические показатели газов приведены в табл. 8.

ГЛАВА 2

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ И ИХ СВОЙСТВА

2.1. СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Горючие газы подразделяются на *природные* и *искусственные*. Природные газы подразделяют на три группы: газы, добываемые из чисто газовых месторождений, представляют собой сухой газ без тяжелых углеводородов; газы, добываемые из нефтяных месторождений вместе с нефтью, представляют собой смесь сухого газа с газообразным бензином и пропан-бутановой фракцией; газы, добываемые из конденсатных месторождений, представляют собой смесь сухого газа и конденсата.

Природные газы состоят преимущественно из предельных углеводородов (табл. 8), но в них встречаются также сероводород, азот, углекислота, водяные пары.

Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, состоят в основном из метана.

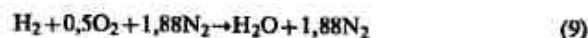
Газ и нефть в толще земли заполняют пустоты пористых пород, и при больших их скоплениях целесообразна промышленная разработка и эксплуатация залежей.

Давление в пласте зависит от глубины его залегания. Практически через каждые 10 м глубины давление в пласте возрастает на 0,1 МПа (1 кг/см²).

В состав газообразного топлива входят горючая и негорючая части. Чем больше горючая часть топлива, тем больше удельная теплота его сгорания. Различия в физико-химических и теплотехнических характеристиках газового топлива обусловлены разным количеством в составе газа горючих и негорючих газообразных компонентов (балластов), а также вредных примесей.

К горючим компонентам относятся следующие вещества.

Водород H_2 . Бесцветный нетоксичный газ без вкуса и запаха, масса 1 м^3 которого равна 0,09 кг. Он в 14,5 раза легче воздуха. Удельная теплота сгорания водорода составляет: Q_v — 12 750 кДж/м³, 33 850 ккал/кг и 68 260 ккал/моль; Q_n — соответственно 10 800 кДж/м³, 28 640 ккал/кг и 57 740 ккал/моль и превышает на теплоту, затрачиваемую на испарение воды, образующейся при сгорании водорода; 1 м^3 водорода, сгорая в теоретически необходимом количестве воздуха, образует 2,88 м³ продуктов горения. Реакция горения выражается формулой



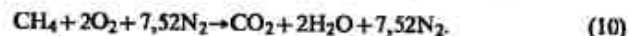
Водородно-воздушные смеси легко воспламеняемы и весьма пожаро- и взрывоопасны.

Метан CH_4 . Бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. В состав метана входит 75% углерода и 25% водорода; масса 1 м^3 метана равна 0,717 кг. При атмосферном давлении и температуре -162°C метан сжижается и его объем уменьшается почти в 600 раз. Поэтому сжиженный природный газ является перспективным энергоносителем для многих отраслей народного хозяйства.

Вследствие содержания в метане 25% водорода (по массе) имеется большое различие между его высшей и низшей удельной теплотой сгорания. Высшая удельная теплота сгорания метана Q_v составляет 39 820 кДж/м³, 13 200 ккал/кг и 212 860 ккал/моль; низшая — Q_n — соответственно 35 880 кДж/м³, 11 957 ккал/кг и 191 820 ккал/моль.

Содержание метана в природных газах достигает 98%, поэтому его свойства практически полностью определяют свойства природных газов.

Процесс сгорания метана в воздухе протекает по уравнению

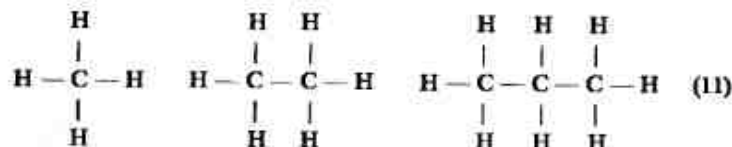


В результате сгорания образуется 10,52 м³ продуктов горения.

Природные и попутные газы, состоящие в основном из метана, представляют собой не только высококалорийное топливо, но ценное сырье для химической промышленности.

Метан обладает сравнительно низкой реакционной способностью. Это объясняется тем, что на разрыв четырех связей $C-H$ в молекуле метана требуется большая затрата энергии. Кроме метана в горючих газах могут содержаться этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и др.

Углеводороды метанового ряда имеют общую формулу C_nH_{2n+2} , где n — углеродное число, равное 1 для метана, 2 для этана и 3 для пропана. Структура молекул этих углеводородов может быть представлена в следующем виде:



С увеличением числа атомов в молекуле тяжелых углеводородов возрастают ее плотность и удельная теплота сгорания.

Оксид углерода CO . Бесцветный газ без запаха и вкуса, масса 1 м^3 которого составляет 1,25 кг, удельная теплота сгорания 13 250 кДж/м³, 2413 ккал/кг или 67 590 ккал/моль. Увеличение содержания оксида углерода

за счет снижения балласта ($CO_2 + N_2$) резко повышает удельную теплоту сгорания и температуру горения низкокалорийных газов. В высококалорийных газах, содержащих метан и другие углеводороды, увеличение процентного содержания оксида углерода понижает удельную теплоту сгорания газа. Процесс горения 1 м^3 оксида углерода протекает по уравнению



При этом образуется 2,88 м³ продуктов горения. Вследствие малого их объема на каждый кубический метр оксида углерода приходится больше теплоты, чем на 1 м^3 продуктов горения углеводородов.

Оксид углерода легко вступает в соединение с гемоглобином крови. При содержании в воздухе 0,04% CO примерно 30% гемоглобина крови вступает в химическое соединение с оксидом углерода, при 0,1% CO — 50%, при 0,4% — более 80%. Оксид углерода относится к высокотоксичным газам, и находится в помещении, воздух которого содержит 0,2% CO , в течение 1 ч вредно для организма, а при содержании 0,5% CO находится в помещении даже в течение 5 мин опасно для жизни.

В негорючую часть газообразного топлива входят азот, углекислый газ и кислород.

Азот N_2 . Бесцветный газ без запаха и вкуса. Плотность азота равна 1,25 г/м³. Атомы азота соединены между собой в молекуле тройной связью $N \equiv N$, на разрыв которой расходуется 170,2 тыс. ккал/моль теплоты.

Азот практически не реагирует с кислородом, поэтому при расчете процесса горения его рассматривают как инертный газ. Содержание азота в различных газах колеблется в значительных пределах.

Углекислый газ CO_2 . Бесцветный газ, тяжелый, малореакционный при низких температурах. Имеет слегка кисловатый запах и вкус. Концентрация CO_2 в воздухе в пределах 4 — 5% приводит к сильному раздражению органов дыхания, а в пределах 10% вызывает сильное отравление.

Плотность CO_2 составляет 1,98 г/см³. Углекислый газ тяжелее воздуха в 1,53 раза, при температуре -20°C и давлении 5,8 МПа (58 кгс/см²) он превращается в жидкость, которую можно перевозить в стальных баллонах. При сильном охлаждении CO_2 застывает в белую снегообразную массу. Твердый CO_2 , или сухой лед, широко используется для хранения скоропортящихся продуктов и других целей.

Кислород O_2 . Газ без запаха, цвета и вкуса. Плотность его составляет 1,43 г/м³. Присутствие кислорода в газе понижает удельную теплоту сгорания и делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание кислорода в газе не должно быть более 1% от объема.

К вредным примесям относятся следующие газы.

Сероводород H_2S . Бесцветный газ с сильным запахом, напоминающим запах тухлых яиц, обладает высокой токсичностью. Масса 1 м^3 сероводорода равна 1,54 кг.

Сероводород, воздействуя на металлы, образует сульфиды. Он оказывает сильное коррозирующее воздействие на газопроводы, особенно при одновременном присутствии в газе H_2S , H_2O и O_2 . При сжигании сероводорода образует сернистый газ, вредный для здоровья и оказывающий коррозионное воздействие на металлические поверхности. Содержание сероводорода в газе не должно превышать 2 г на 100 м^3 газа.

Цианистоводородная (синильная) кислота HCN . Представляет собой бесцветную легкую жидкость с температурой кипения 26°C . Вследствие такой низкой температуры кипения HCN находится в горючих газах в газообразном состоянии. Синильная кислота очень ядовита, обладает коррозирующим воздействием на железо, медь, олово, цинк и их сплавы.

Поэтому допускается наличие не более 5 г примесных соединений (в пересчете на HCN) на каждые 100 м³ газа.

Для того чтобы своевременно обнаружить утечку, все горючие газы, направленные в городские газопроводы, подвергаются одоризации, т. е. придают им резкий специфический запах, по которому их легко обнаружить даже при незначительных концентрациях в воздухе помещений. Одоризация газов производится с помощью специальных жидкостей, обладающих сильным запахом. Наиболее часто в качестве одоранта применяют этилмеркаптан. При этом запах газа должен ощущаться при концентрации его в воздухе не более 1/5 части нижнего предела взрываемости. Практически это означает, что природный газ, имеющий нижний предел взрываемости, равный 5%, должен чувствоваться в воздухе помещений при 1%-ной концентрации. Запах сжиженных газов должен ощущаться при 0,5%-ной концентрации их в объеме помещения.

2.2. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНЫ ГАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ

Молекулы всех газов при одной и той же температуре обладают одинаковой средней кинетической энергией. Причем давление газа при данной температуре зависит только от числа молекул в единице объема газа. В основе объяснений физических свойств газов и законов газового состояния лежит кинетическая теория. Большинство законов газового состояния было выведено для идеального газа, молекулярные силы которого равны нулю, а объем самих молекул бесконечно мал по сравнению с объемом межмолекулярного пространства.

Молекулы реальных газов занимают некоторый объем, т. е. имеют конечные размеры. Законы для реальных газов несколько отклоняются от законов идеальных газов. Это отклонение тем больше, чем выше давление газов и ниже их температура.

При давлениях газа в городских газовых сетях до 1 МПа (10 кгс/см²) законы газового состояния для идеального газа достаточно точно отражают свойства природного газа при изменении его состояния.

Закон Бойля — Мариотта. Английский ученый Бойль и независимо от него несколько позднее французский физик Мариотт на основании экспериментов пришли к выводу о том, что объем данной массы газа и его давление находятся в обратно пропорциональной зависимости.

Эта зависимость между давлением и объемом газа при постоянной температуре выражается формулой

$$p_2/p_1 = V_1/V_2 \quad (13)$$

где V_1 и p_1 — объем и абсолютное давление газа до их изменения; V_2 и p_2 — то же, после изменения.

Из формулы (13) можно получить следующие математические выражения:

$$p_2 V_2 = p_1 V_1 \quad (14)$$

или

$$pV = \text{const при } t = \text{const.} \quad (15)$$

Из формулы (15) следует, что произведение давления данной массы газа на его объем постоянно, если температура газа не меняется.

Закон имеет практическое применение в газовом хозяйстве. Он позволяет определять объем газа при изменении его давления и давление газа при изменении его объема при условии, что температура газа остается постоянной.

Чем больше при постоянной температуре увеличивается объем газа, тем меньше становится его плотность. Зависимость между объемом газа и его плотностью при постоянной температуре выражается формулой

$$V_1/V_2 = \rho_1/\rho_2 \quad (16)$$

где V_1 и V_2 — объемы, занимаемые газом; ρ_1 и ρ_2 — плотности газа, соответствующие этим объемам.

Если в формуле (13) заменим отношение объемов газа отношением их плотностей, то на основании формулы (16) можно получить

$$p_1/p_2 = \rho_2/\rho_1 \text{ или } p_2 = (p_1 \cdot \rho_1)/\rho_2 \quad (17)$$

Из формулы (17) можно сделать вывод, что при одной и той же температуре плотности газов прямо пропорциональны давлению, под которым находятся эти газы, т. е. плотность газа (при постоянной температуре) будет тем больше, чем больше будет его давление.

Пример. Объем газа при давлении 760 мм рт. ст. и при температуре 0 °С составляет 300 м³. Какой объем займет этот газ при абсолютном давлении, равном 1520 мм рт. ст. и при той же температуре?

Пользуясь табл. 2, получаем

$$760 \text{ мм рт. ст.} = 101\,320 \text{ Па} = 101,3 \text{ кПа};$$

$$1520 \text{ мм рт. ст.} = 202\,630 \text{ Па} = 202,6 \text{ кПа}.$$

Подставляем заданные значения V_1 , p_1 и p_2 в формулу (14):

$$p_1 = 101,3 \text{ кПа}; V_1 = 300 \text{ м}^3; p_2 = 202,6 \text{ кПа};$$

$$101,3 \cdot 300 = 202,6 V_2,$$

$$\text{откуда } V_2 = (101,3 \cdot 300)/202,6 = 150 \text{ м}^3.$$

Закон Гей-Люссака. Французский химик Гей-Люссак впервые установил зависимость объема газа от температуры при постоянном давлении. Сущность этой зависимости заключается в том, что при постоянном давлении относительное изменение объема данной массы газа прямо пропорционально изменению температуры. Математически эта зависимость между объемом и температурой газа при постоянном давлении записывается следующим образом:

$$V_2/V_1 = T_2/T_1 \quad (18)$$

где V — объем газа, м³, T — абсолютная температура, К.

Из формулы (18) следует, что если определенный объем газа нагревать при постоянном давлении, то его объем изменится во столько раз, во сколько раз изменится его абсолютная температура.

Многочисленные опыты показывают, что при нагревании газов на 1 град при постоянном давлении их объем увеличивается на постоянную величину, равную $1/273,2$ первоначального их объема. Эта величина называется *термическим коэффициентом объемного расширения* и обозначается $\alpha = 1/273,2 \text{ град}^{-1}$.

С учетом этого закон Гей-Люссака можно сформулировать так: объем данной массы газа при постоянном давлении увеличивается линейно при повышении температуры

$$V_t = V_0(1 + \alpha t); \quad (19)$$

$$V_t = V_0 \left(1 + \frac{t}{273} \right) = V_0 \frac{273 + t}{273}; \quad (20)$$

$$V_t = V_0(T/273), \quad (21)$$

где V_t и V_0 — объемы газа при конечной и начальной температурах, м^3 , t и T — начальная и конечная температуры, $^{\circ}\text{C}$, K ; α — термический коэффициент объемного расширения.

Из формулы (21) следует, что объем газа при постоянном давлении прямо пропорционален его абсолютной температуре.

Закон Шарля. Согласно закону Шарля, давление данной массы газа при постоянном объеме прямо пропорционально абсолютной температуре. Из этого закона следует, что отношение давлений массы газа при постоянном объеме равно отношению его абсолютных температур. Закон выражается следующей формулой:

$$p_1/p_2 = T_1/T_2 \text{ или } p_2 = p_1 \cdot T_2/T_1, \quad (22)$$

где p_1 и p_2 — абсолютные давления; T_1 и T_2 — абсолютные температуры газа, K .

Из формулы (22) можно сделать вывод, что при постоянном объеме давление газа при нагревании увеличивается во столько раз, во сколько раз увеличивается его абсолютная температура.

Пример. При температуре газа 27°C его давление равно 4 МПа (40 кгс/см^2). Каково будет избыточное давление этого газа при температуре 47°C ?

Начальная абсолютная температура газа равна: $T_1 = 27 + 273 = 300 \text{ K}$, конечная абсолютная температура газа равна: $T_2 = 47 + 273 = 300 \text{ K}$.

Атмосферное давление примем равным $0,1 \text{ МПа}$ (1 кгс/см^2), тогда абсолютное давление газа до нагревания будет $4 \text{ МПа} + 0,1 \text{ МПа} = 4,1 \text{ МПа}$.

Искомое абсолютное давление газа p_2 по формуле (22), равно

$$p_2 = (4,1 \cdot 320)/300 = 4,37 \text{ МПа} (43,7 \text{ кгс/см}^2).$$

Следовательно, избыточное давление газа после нагревания его до 47°C равно: $4,37 - 0,1 = 4,27 \text{ МПа}$ ($42,7 \text{ кгс/см}^2$).

Пример. Сжатый газ в баллоне при температуре 8°C имел избыточное давление $0,9 \text{ МПа}$. После нагревания давление в баллоне повысилось до $1,1 \text{ МПа}$. До какой температуры был нагрет газ?

Начальная абсолютная температура газа $T_1 = 8 + 272 = 280 \text{ K}$.

Начальное абсолютное давление газа $p_1 = 0,9 + 0,1 = 1 \text{ МПа}$.

Конечное абсолютное давление газа $p_2 = 1,1 + 0,1 = 1,2 \text{ МПа}$.

Из формулы (22) после преобразования ее относительно неизвестной T_2 получаем

$$T_2 = \frac{p_2 T_1}{p_1} = \frac{1,2 \cdot 280}{1} = 336 \text{ K} (63^{\circ}\text{C}).$$

Следовательно, газ в баллоне был нагрет до температуры $t = 336 - 273 = 63^{\circ}\text{C}$.

Закон Авогадро. Итальянский ученый Амадео Авогадро выразил предположение, что в равных объемах идеальных газов при одинаковых температурах и давлениях содержится одинаковое число молекул, или равное число молекул любых газов занимает один и тот же объем при нормальных условиях.

В дальнейшем было экспериментально установлено, что 1 грамм-молекула любого газа при нормальных условиях занимает объем $22,4 \text{ л}$. Этот объем называют молекулярным объемом, или числом Авогадро.

В 1 моле любого вещества содержится одинаковое число молекул, равное $6,022 \cdot 10^{23}$. В Международной системе единиц производной является величина, в 1000 раз большая моля, она называется киломоль и обозначается кмоль. 1 кмоль любого газа при нормальных условиях (0°C и $101,3 \text{ кПа}$) занимает объем $22,4 \text{ м}^3$. Зная эту величину, можно определить плотность любого газа по формуле

$$\rho = M/22,4 \text{ кг/м}^3, \quad (23)$$

где M — масса 1 кмоль газа, кг .

Пример. Определить плотность метана при нормальных условиях:

$$\rho_{\text{CH}_4} = M_{\text{CH}_4}/22,4 = (12 + 4)/22,4 = 0,7 \text{ кг/м}^3.$$

Уравнение Клапейрона — Менделеева. При одновременном изменении объема, давления и температуры газа справедливы законы и Бойля — Мариотта и Гей-Люссака.

Французский ученый Клапейрон пришел к выводу о существовании для газов некоторой универсальной функции. Русский ученый Д. И. Менделеев вывел в более общем виде уравнение состояния идеальных газов, объединив уравнения законов Бойля — Мариотта и Гей-Люссака в одно общее математическое уравнение идеального газа, которое называется уравнением Клапейрона — Менделеева:

$$V = V_1(p_1 T_1)/p T_2 \text{ или } pV/T = (p_1 V_1)/T_1 = \text{const}. \quad (24)$$

Величина pV/T обозначается буквой R и называется газовой постоянной.

Подставляя обозначение газовой постоянной в формулу (24), получаем выражение

$$pV/T = R \text{ или } pV = RT. \quad (25)$$

Это уравнение закона газового состояния связывает все три основных параметра данного количества газа: объем, абсолютное давление и абсолютную температуру.

Из уравнения следует, что для определенного количества газа произведение его объема на абсолютное давление равно произведению газовой постоянной на абсолютную температуру газа. При этом произведение объема газа на его абсолютное давление (pV) представляет собой работу газа при повышении температуры на 1°C . Газовая постоянная определяет работу, совершаемую 1 кг или 1 кмоль газа при нагревании его на 1°C при

неизменном давлении. Числовое значение газовой постоянной зависит от величины параметров, входящих в уравнение (25).

В Международной системе универсальных газовых постоянных для 1 кмоль $R = (101\,325 \cdot 22,4) / 273 = 8314,3$ Дж (кмоль · К), где 101 325 — нормальное давление, Па.

Уравнением Клапейрона — Менделеева часто пользуются при пересчете характеристик газа. Формулы (6) и (7), предназначенные для пересчета параметров, характеризующих состояние газа в нормальных и стандартных условиях, получены путем соответствующих преобразований выражения $pV/T = R$, т. е. уравнения Клапейрона — Менделеева.

2.3. ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природный газ является высокоэффективным энергоносителем и ценным химическим сырьем. Он имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива и сырья:

стоимость добычи природного газа значительно ниже, чем других видов топлива; производительность труда при его добыче выше, чем при добыче нефти и угля;

отсутствие в природных газах оксида углерода предотвращает возможность отравления людей при утечках газа;

при газовом отоплении городов и населенных пунктов гораздо меньше загрязняется воздушный бассейн;

при работе на природном газе обеспечивается возможность автоматизации процессов горения, достигаются высокие КПД;

высокие температуры в процессе горения (более 2000 °С) и удельная теплота сгорания позволяют эффективно применять природный газ в качестве энергетического и технологического топлива.

Природный газ как промышленное топливо имеет следующие технологические преимущества:

при сжигании требуется минимальный избыток воздуха; содержит наименьшее количество вредных механических и химических примесей, что позволяет обеспечить постоянство процесса горения;

при сжигании газа можно обеспечить более точную регулировку температурного режима, чем при сжигании других видов топлива, это позволяет экономить топливо; газовые горелки можно располагать в любом месте печи, что позволяет улучшить процессы теплообмена и обеспечить устойчивый температурный режим;

при использовании газа отсутствуют потери от механического недогорания топлива;

форма газового пламени сравнительно легко регулируется, что позволяет в случае необходимости быстро обеспечить высокую степень нагрева в нужном месте.

Вместе с тем газовому топливу присущи и некоторые отрицательные свойства. Смеси, состоящие из определенного коли-

чества газа и воздуха, являются пожаро- и взрывоопасными. При внесении в такие смеси источника огня и высоконагретого тела происходит их возгорание (взрыв). Горение газообразного топлива возможно только при наличии воздуха, в котором содержится кислород, причем процесс возгорания (взрыва) происходит при определенных соотношениях газа и воздуха (табл. 9).

Таблица 9. Температура и пределы воспламеняемости наиболее распространенных горючих газов

Газ	Температура воспламенения, °С		Предел воспламеняемости при содержании газа в смеси с воздухом, %	
	нижняя	верхняя	нижний	верхний
Метан	645	850	5	15
Ацетилен	355	500	2,5	80
Бутан	490	569	1,86	8,4
Пропан	530	588	2,37	9,5
Этан	530	594	3,2	12,45
Водород	530	590	4	74

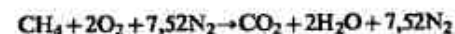
Как видно из табл. 9, пределы воспламеняемости метана составляют от 5 до 15%.

Теплота реакции горения выделяется мгновенно, продукты сгорания газа нагреваются и, расширяясь, создают в объеме, где они находились, повышенные давления. Резкое возрастание давления при сгорании газа в ограниченном объеме (помещении, топке, газопроводе) обуславливает разрушительный эффект взрыва. Абсолютное давление, возникающее при взрывах газозудушной смеси (МПа), можно определить по формуле

$$P_{\text{взр}} = \frac{P_{\text{нач}} (t_{\text{взр}} + 273)}{t_{\text{нач}} + 273} \cdot \frac{m}{n}, \quad (26)$$

где $P_{\text{нач}}$ — начальное давление газозудушной массы, МПа; $t_{\text{взр}}$ — температура, развивающаяся при взрыве, °С; $t_{\text{нач}}$ — начальная температура газозудушной смеси, °С; m — число объемов продуктов горения (взрыва) газа; n — число объемов газа и воздуха до взрыва.

Пример. Определим величину давления при взрыве метановоздушной смеси в замкнутом объеме. Для этого воспользуемся уравнением сгорания метана с учетом азота воздуха, не участвующего в реакции, но влияющего на объемы продуктов горения:



Как видно из уравнения, при сгорании метана число объемов газов до и после взрыва равно 10,52, т. е. $m = n$. Таким образом, увеличение давления газов при взрыве метановоздушной смеси является результатом нагревания продуктов горения. Максимальная температура, развиваемая

при сгорании метана, равна 2065 °С. Если температура газовой смеси до взрыва была, например, 20 °С, а ее абсолютное давление 0,1 МПа (1 кгс/см²), то после подстановки известных величин в уравнение (26) получим абсолютное давление, возникающее при взрыве:

$$P_{\text{взр}} = \frac{0,1 (2065 + 273 \text{ }^{\circ}\text{C})}{20 \text{ }^{\circ}\text{C} + 273 \text{ }^{\circ}\text{C}} \cdot \frac{10,52}{10,52} = 0,8 \text{ МПа (8 кгс/см}^2\text{)}.$$

Следовательно, избыточное давление при взрыве метановоздушной смеси будет около 0,7 МПа (7 кгс/см²).

При взрывах газовой смеси в трубах с большим диаметром и длиной могут произойти случаи, когда скорость распространения пламени превышает скорость распространения звука. При этом наблюдается повышение давления приблизительно до 8 МПа (80 кгс/см²). Такое взрывное воспламенение называется *детонацией*. Детонация объясняется возникновением и действием ударных волн в воспламеняющейся среде.

Природные газы не ядовиты, однако при концентрации метана в воздухе, достигающей до 10% и более, возможно удушье вследствие уменьшения количества кислорода в воздухе. Горючие газы представляют значительную пожарную опасность; они сами легко воспламеняются, и их горение может вызвать ожоги или воспламенение других горючих материалов.

Влажность и кристаллогидраты углеводородных газов

Различают абсолютную и относительную влажность. Под абсолютной влажностью понимают количество водяных паров, выраженное в граммах, находящихся в 1 м³ газа.

Под относительной влажностью понимают отношение фактического количества водяных паров, содержащихся в газе, к максимально возможному их количеству при данных температуре и давлении, выраженное в процентах. При охлаждении ненасыщенного газа его относительная влажность будет возрастать, и при определенной температуре он станет насыщенным. При дальнейшем понижении температуры водяные пары начнут конденсироваться. Температура, до которой нужно охладить газ, чтобы содержащиеся в нем водяные пары достигли состояния насыщения, называется *точкой росы* этого газа при данном давлении.

Наличие влаги в газе нежелательно, так как при транспортировании газа могут наблюдаться случаи коррозии трубопроводов и арматуры, а также образования гидратов (продуктов присоединения воды к различным веществам) и конденсата.

Кроме того, содержание влаги снижает удельную теплоту сгорания газа.

При определенной концентрации воды, давлениях и температурах газа в газопроводах могут возникнуть такие кристаллические образования, в построении которых молекулы воды участвуют как самостоятельные единицы. Они получили название кристаллогидраты. Кристаллогидраты представляют собой соединения углеводородов с водой (CH₄ · 6H₂O; CH₄ · 7H₂O).

Минимальная температура, при которой не происходит процесс образования гидратов в газе, называется *критической температурой гидратообразования*. Для метана она равна 21,5 °С, этана — 14,5 °С, пропана — 5,5 °С.

Существуют факторы, которые способствуют образованию гидратов: высокая скорость и пульсация газового потока, внезапное его сужение, резкие повороты газопровода и т. д.

Во избежание образования гидратов газ осушают до точки росы, температура которой должна быть ниже температуры газа в газопроводах.

Из основных законов газового состояния можно сделать вывод, что при сжигании газы нагреваются, а при расширении охлаждаются.

После прохождения природного газа через задвижки, фильтры, регулирующие клапаны, сужения газопроводов происходит его резкое расширение. Этот процесс называется *дросселированием*. При транспортировании газа по газопроводам процесс дросселирования влечет за собой резкое падение давления и понижение температуры газа. Этот процесс называется *положительным эффектом Джоуля — Томсона*.

Дросселирование — это процесс необратимого превращения работы, затрачиваемой на изменение давления при движении газа, в теплоту. Для характеристики его введен коэффициент Джоуля — Томсона. Так, для метана при $p = 0,52$ МПа (5,2 кгс/см²) и $t = 25$ °С этот коэффициент равен 0,4 град/МПа, т. е. снижение его давления на 0,1 МПа (1 кгс/см²) вызывает понижение температуры на 0,4 °С. Для природного газа во всем диапазоне давлений и температур, которые имеют место при редуцировании газа на ГРС, среднее значение коэффициента Джоуля — Томсона принимается равным 5,5 град/МПа, т. е. при снижении давления газа на 1 МПа его температура понижается на 5,5 °С.

УСТРОЙСТВО ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

3.1. СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГОРОДОВ

Система газораспределения любого населенного пункта должна удовлетворять ряду критериев:

обеспечивать надежность и безопасность, быть удобной в обслуживании и ремонтнопригодной, иметь необходимый срок службы и минимальный уровень затрат на реконструкцию и восстановление, обеспечивать высокую эффективность и максимальную прибыль при эксплуатации.

Газопроводы, прокладываемые в городах и населенных пунктах, классифицируются по следующим основным показателям:

по виду транспортируемого газа — на газопроводы природного и попутного нефтяного газа, сжиженных углеводородных, искусственных и смешанных газов;

по давлению газа — на газопроводы низкого, среднего и высокого давления.

Давление газа для газопроводов городов и населенных пунктов

Низкое	до 5000 Па (0,05 кгс/см ²)
Среднее	свыше 0,005 до 0,3 МПа (от 0,05 до 3 кгс/см ²)
Высокое	свыше 0,3 до 1,2 МПа (от 3 до 12 кгс/см ²)

Газопроводы низкого давления предназначаются для подачи газа к жилым домам и общественным зданиям, а также к коммунально-бытовым предприятиям. Газопроводы среднего давления через ГРП снабжают газом газопроводы низкого давления, а также газопроводы промышленных и коммунально-бытовых предприятий. По газопроводам высокого давления газ поступает в местные ГРП крупных промышленных предприятий, а также предприятия, технологические процессы которых требуют применения газа высокого давления до 1,2 МПа (12 кгс/см²), и через ГРП в газопроводы среднего давления. Связь между газопроводами различных давлений осуществляется только через ГРП или ГРУ;

по расположению в системе планировки городов и населенных пунктов — на наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутридомовые, внутрицеховые);

по местоположению относительно отметки земли — на подземные (подводные) и надземные. На территории городов и населенных пунктов наружные газопроводы прокладывают в грунте (подземные газопроводы), а также по фасадам зданий и опорам (надземные газопроводы). На территории промышленных и коммунально-бытовых предприятий рекомендуется надземная прокладка газопроводов;

по назначению — на городские магистральные, распределительные, вводы, вводные (ввод в здание), импульсные и продувочные;

по принципу построения — на закольцованные (кольцевые), тупиковые и смешанные (закольцованные и тупиковые). Кольцевые сети представляют собой систему замкнутых газопроводов, благодаря чему достигается более равномерный режим давления газа у всех потребителей.

Тупиковые сети представляют собой газопровод, разветвляющийся по различным направлениям к потребителям газа. Недостатком этой сети является различная величина давления газа у отдельных потребителей, причем по мере удаления от источника газоснабжения давление газа снижается. Так как питание газом всех сетей происходит только в одном направлении, то возникают затруднения при ремонтных работах.

Смешанные сети представляют собой сочетание кольцевых и тупиковых сетей газопроводов. В настоящее время крупные и средние города газифицируют в основном по кольцевой и смешанной схемам. Совокупность газопроводов и сооружений на них называют системой газораспределения города или населенного пункта.

Система газораспределения должна обеспечить бесперебойную подачу газа всем потребителям, быть простой, удобной и безопасной в обслуживании, предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов для производства аварийных и ремонтных работ.

Городские системы газораспределения представляют собой комплекс сооружений, состоящий из источника газоснабжения, газопроводов низкого, среднего и высокого давления, газораспределительных станций, ГРП и ГРУ, подземных хранилищ газа или газгольдерных станций; средств телемеханизации.

Газопроводы являются важным элементом системы газораспределения, так как на сооружение их затрачивается 70 — 80% всех капитальных вложений. При этом из общей протяженности газопроводов 70 — 80% составляют газопроводы низкого давления и только 20 — 30% — газопроводы среднего и высокого давления.

По числу ступеней давления системы газораспределения подразделяются на *одноступенчатые* — с подачей газа различным потребителям только по газопроводам одного давления; *двухступенчатые* (рис. 1) с подачей газа потребителям по газопроводам двух давлений; среднего и низкого, высокого и низкого, высокого и среднего; *трехступенчатые* с подачей газа потребителям по газопроводам низкого, среднего и высокого — до 0,6 МПа (6 кгс/см²); *многоступенчатые* с подачей газа потребителям по газопроводам четырех давлений: высокого — до 1,2 МПа (12 кгс/см²) и до 0,6 МПа (6 кгс/см²), среднего и низкого. Трехступенчатые и многоступенчатые системы газораспределения применяют для газоснабжения крупных городов. На рис. 2 показана принципиальная схема газораспределения крупного города. Источником газоснабжения являются магистральные газопроводы 1, по которым газ подается на ГРС 2. На выходе из ГРС давление газа редуцируется до 0,5 МПа (5 кгс/см²), и газ направляется в газопроводы высокого давления 3, которые в виде кольца окружают город. К этим газопроводам через ГРП 6 присоединены газопроводы среднего давления 4. В свою очередь, газопроводы среднего давления через ГРП 7 связаны с газопроводами низкого давления 5.

Надежность и экономичность системы газораспределения зависят от количества сооружаемых ГРС, питающих газопроводы высокого давления.

Технологичность систем газораспределения определяется способностью снабжения потребителей газом в необходимых количествах и при давлениях, обеспечивающих оптимальные режимы эксплуатации.

Выбор трассы газопровода. Система газораспределения может быть надежной и экономичной при правильном выборе трасс для прокладки газопроводов. На выбор трассы газопровода влияют следующие условия: расстояние до потребителей газа; направле-

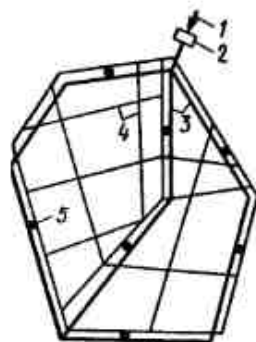


Рис. 1. Принципиальная схема двухступенчатой системы газораспределения:

1 — газопровод от источника газоснабжения, 2 — газораспределительная станция, 3 — газопроводы высокого (среднего) давления, 4 — газопроводы низкого давления, 5 — регуляторы низкого давления

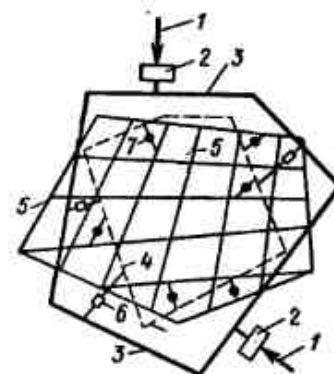


Рис. 2. Принципиальная схема газораспределения крупного города:

1 — магистральный газопровод (источник газоснабжения), 2 — газораспределительная станция, 3 — газопровод высокого давления, 4 — газопроводы среднего давления, 5 — газопроводы низкого давления, 6 — газорегуляторные пункты с высоким на среднее давление, 7 — то же, со среднего на низкое давление

ние и ширина проездов; вид дорожного покрытия; наличие вдоль трассы различных сооружений и препятствий; рельеф местности; планировка кварталов вдоль трассы газопровода. Трассы газопроводов выбирают из условия транспортирования газа кратчайшим путем.

Минимально допустимые расстояния между двумя газопроводами, уложенными в одну траншею, 0,4 — 0,5 м.

При выборе трассы газопроводов необходимо стремиться к тому, чтобы количество различных препятствий на ней (рек, водоемов, оврагов, шоссе и железнодорожных путей и т. д.) было минимальным.

При выборе трассы газопроводов необходимо соблюдать расстояния между ними и другими сооружениями. Например, расстояния по вертикали (в свету) между газопроводами и такими сооружениями, как водопроводы, тепловая сеть, водостоки, должны быть не менее 0,15 м, а между газопроводами и электрокабелем или бронированным телефонным кабелем — не менее 0,5 м.

Важнейшим условием, обеспечивающим безопасную эксплуатацию газопроводов, является высокое качество строительно-монтажных работ.

Практикуется способ совместной прокладки различных подземных сооружений в одной траншее (рис. 3). Например, по СНиП допускается совмещенная прокладка газопровода с давлением до 0,3 МПа (3 кгс/см²) в одной траншее с водопроводом, канализационными и водосточными трубами. При этом расстояние по горизонтали между газопроводом и указанными трубопроводами должно быть в свету не менее 0,8 м.

В городах и других населенных пунктах, расположенных в гористой и холмистой местностях, при выборе места расположения ГРП необходимо учитывать дополнительно возни-

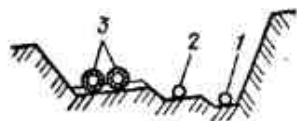


Рис. 3. Совместная прокладка газопровода с другими коммуникациями:
1 — водопровод, 2 — газопровод, 3 — теплотрасса (бесканальная прокладка)

кающее гидростатическое давление, которое определяется по формуле

$$\Delta p = \pm H((\rho_g - \rho_v)), \quad (27)$$

где Δp — изменение давления газа (Па) при изменении высоты положения (гидростатический напор); H — разность геодезических отметок, м; ρ_g и ρ_v — плотности газа и воздуха при нормальных условиях.

В формуле знак «минус» соответствует условиям, когда по газопроводу газ транспортируется от исходной плоскости к более низким отметкам.

Глубина прокладки газопроводов в грунте зависит от состава транспортируемого газа, почвенно-климатических условий, величины динамических нагрузок и т. д. Газопроводы, транспортирующие осушенный газ, могут пролегать в зоне промерзания грунта, а влажный газ — ниже зоны сезонного промерзания грунта.

Грунт и дорожный покров защищают газопроводы от механических повреждений и являются теплоизоляцией от резких колебаний наружной температуры воздуха.

Газопроводы должны выдерживать динамические нагрузки от интенсивного движения транспорта.

В зонах с повышенными динамическими нагрузками (железнодорожные и трамвайные пути, автомобильные дороги и т. д.) газопроводы необходимо прокладывать в футлярах. Минимальная глубина укладки газопровода под железными дорогами общей сети — не менее 1,5 м от подошвы рельса до верха футляра, а под трамвайными путями и железными дорогами промышленных предприятий — не менее 1 м от подошвы рельса; под автомобильными дорогами — не менее 1 м от верха покрытия.

Большим преимуществом подземной прокладки газопроводов является создание постоянного температурного режима. Это очень важно, так как при изменении температуры стенки газопровода на 1°C в ней возникает напряжение около 2,5 МПа (25 кгс/м^2).

При прокладке газопроводов в зоне промерзания грунтов необходимо учитывать их воздействие на газопровод. Отрицательным свойством грунтов является пучение; им обладают пески мелкие и пылевидные, супеси, суглинки и глины. При замерза-

нии содержащейся в них влаги они увеличиваются в объеме за счет образования кристаллов льда. В результате пучения грунт поднимается и перемещает газопровод, который может разорваться в сварных соединениях.

Строительными нормами и правилами для газопроводов, транспортирующих влажный газ, установлена минимальная величина уклона, равная 0,002 (2 мм на 1 м газопровода). При этом чем меньше диаметр газопровода, тем больше должен быть уклон, так как при значительных деформациях (изгибах) газопроводов малых диаметров может нарушиться сток воды. Ответвления и вводы должны прокладываться с уклоном в сторону распределительного газопровода.

Переходы газопроводов через препятствия. Переходы газопроводов любого давления через реки, каналы, овраги, железные и автомобильные дороги могут быть подводными (дюкерными), подземными и надземными (надводными).

При подземном пересечении железнодорожных путей и автомобильных дорог газопроводы прокладывают в специальных футлярах или вентилируемых тоннелях, а концы футляров для герметичности уплотняют просмоленной пенькой, а затем заливают битумом. В конце футляра устанавливают контрольную трубку (рис. 4). С помощью контрольной трубки легко обнаружить наличие газа в футляре (в случае утечки его из газопровода). Нижняя часть такой трубки приваривается к футляру, а пространство между футляром и газопроводом засыпают мелким

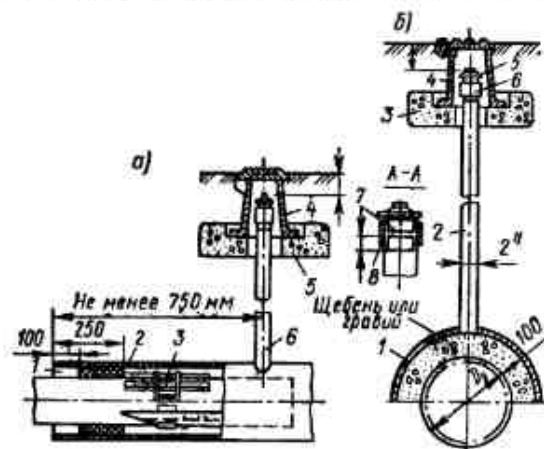


Рис. 4. Футляр с контрольной трубкой:

а — устройство конца футляра: 1 — битумная эмаль, 2 — просмоленная пенька, 3 — опора, 4 — ковер, 5 — подушка под ковер, 6 — контрольная трубка, 7 — пробка, 8 — муфта; б — контрольная трубка: 1 — кожух, 2 — трубка, 3 — подушка под ковер, 4 — ковер, 5 — пробка, 6 — муфта

гравием или слоем щебня. Конец трубки выводят под ковер и заглушают пробкой.

Газопроводы должны иметь отключающие устройства на расстоянии не более 100 м от места пересечения. Причем если газопровод кольцевой, то отключающие устройства ставят с обеих сторон, если туиковый — со стороны входа газа. Газопроводы внутри футляра проверяют физическими методами контроля, т. е. просвечиванием. Участок газопровода в футляре покрывают усиленной изоляцией и укладывают на центрирующие диэлектрические (неэлектропроводные) опоры.

При пересечении оврагов и водных преград газопроводы прокладывают подземным или надземным способом. Надземные переходы выполняют через водные преграды с неустойчивым руслом и высокими скоростями течения воды, а также через глубокие овраги. При более благоприятных условиях через водные преграды сооружают подводные переходы. Подводные переходы газопроводов при ширине водных преград 50 м и более выполняют в две нитки с пропускной способностью каждой по 0,75 расчетного расхода.

3.2. ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ

В настоящее время переработаны ранее действующие СНиП по газоснабжению в целях их совершенствования и приведения в соответствие с новой системой нормативных документов в строительстве. С 2003 г. взамен СНиП 2.04.08—87 и СНиП 3.05.02—88 постановлением Госстроя России введен в действие СНиП 42-01—2003 «Газораспределительные системы».

Требования новых строительных норм и правил в основном сосредоточились на вопросах безопасности, а все, что касается способов решения проблем, возникающих в процессе проектирования и строительства, и обеспечения обязательными нормативными требованиями СНиП, даются в виде сводов правил. Свод правил — это рекомендательные документы, которые утверждаются разработчиком, а одобряются на применение к строительству Госстроем, и таким образом включаются в общую систему нормативных документов. Новая система построена на методических подходах эксплуатационных характеристик, в которых регламентируются в качестве обязательных не требования по различным конструктивным особенностям, а эксплуатационные характеристики.

Введены также территориальные строительные нормы, которые вводятся и утверждаются органами исполнительной власти субъектов РФ.

Исходя из этих принципов, Госстрой России в 2003 г. одобрил свод правил СП 42-101—2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» для применения в качестве нормативного документа. На основе вышеназванных общих положений Госстрой России одобрил своды правил СП 42—102 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб» и СП 42—103 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов», которые вошли в пособие «Основы проектирования, строительства и реконструкции газораспределительных систем». Основным условием использования сводов правил является четкое соблюдение СНиП 42-01—2002 «Газораспределительные системы» и ПБ «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления».

Металлические трубы. Стальные трубы изготавливают из хорошо сваривающихся малоуглердистых сталей. Максимальное содержание углерода в стали не должно превышать 0,27%, серы — 0,05, фосфора — 0,04%. Минимальное относительное удлинение их не должно превышать 18%. Этим требованиям в большей степени удовлетворяют спокойные мартеновские стали.

Для подземных, надземных и внутренних газопроводов среднего и высокого давления применяют стальные трубы, изготовленные из спокойной стали. Для подземных, надземных и внутренних газопроводов низкого давления, а также для гнутых отводов и фасонных частей применяют стальные трубы, изготовленные из кипящей, полуспокойной или спокойной стали.

Трубы должны быть подвергнуты гидравлическим испытаниям на заводах-изготовителях или иметь гарантийную запись в сертификатах о том, что они выдержат требуемое гидравлическое давление.

Для подземных газопроводов используют электросварные и бесшовные трубы. По способу изготовления стальные трубы подразделяются на бесшовные (холоднотянутые, холоднокатаные, горячекатаные) и сварные (прямошовные и со спиральным швом). Бесшовные трубы диаметром до 1500 мм изготавливают методом холодной прокатки или холодного волочения, а трубы диаметром до 425 мм (из стальных заготовок в воде нагретых до пластического состояния гильз) изготавливают последовательной горячей прокаткой на станах.

Сварные трубы со спиральным швом изготавливают из стальной рулонной ленты шириной до 1500 мм путем свертывания ее по спирали на трубных станках с последующей сваркой на специальных машинах. Преимущества труб со спиральным швом:

большая длина; металл труб лучше сохраняет свои вязкие и пластические свойства; дешевле прямошовных.

После изготовления трубы подвергаются гидравлическим испытаниям. Необходимое давление испытаний определяют по формуле

$$p_n = 2\delta R/D_n \quad (28)$$

где p_n — испытательное давление, МПа (кгс/см²); δ — толщина стенки трубы, мм; D_n — внутренний диаметр трубы, мм; R — расчетное значение напряжения, равное 85% предела текучести, МПа.

Под условным проходом D_y понимают номинальный внутренний диаметр трубы. Этой величиной пользуются при подборе арматуры, фасонных частей и при проведении соответствующих расчетов. Величина условного прохода обычно имеет округленные значения: 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50 мм и т. д.

Наружный диаметр D_n имеет более точные значения и лимитируется стандартами. Внутренний диаметр D_n является величиной, производной от наружного диаметра и толщины стенки.

Одним из важнейших требований при изготовлении труб является снижение их стоимости за счет уменьшения массы для достижения максимального народнохозяйственного эффекта.

Для определения массы труб пользуются следующим уравнением:

$$G = 2,47\delta(D_n + \delta)l \text{ кг}, \quad (29)$$

где D_n — внутренний диаметр трубы, см; δ — толщина стенки трубы, см; l — длина трубы, м; 2,47 — коэффициент, образовавшийся в результате умножения величины π , равной 3,14, на плотность стали, равную 0,00785 кг/см³, и на 100 для измерения длины газопровода, см.

Пример. Определить массу 1 м стальной трубы с толщиной стенки 4 мм и внутренним диаметром 100 мм.

Подставим в формулу соответствующие значения толщины и получим

$$G = 2,47 \cdot 0,4(10 + 0,4)1 = 10,27 \text{ кг}.$$

Для сооружения подземных газопроводов применяют трубы с минимальным условным диаметром 50 мм и толщиной стенки 3 мм.

Все трубы должны иметь сертификаты (паспорта) заводов-изготовителей, в которых указывают номинальные размеры труб, ГОСТы, по которым они изготовлены, марку стали, результаты гидравлических и механических испытаний, номер

партии труб и ставят отметку ОТК завода о соответствии труб ГОСТу.

Проведены работы по замене бесшовных толстостенных труб с давлением более 0,6 МПа на электросварные с уменьшенной толщиной стенки; по применению тонкостенных труб для всех видов газопроводов; применению труб из полуспокойной и кипящей стали в районах с расчетной температурой до минус 40 °С.

Надземные газопроводы защищают от коррозии лакокрасочными покрытиями, состоящими из двух-трех слоев грунтовки и двух слоев эмали или лака.

Соединения стальных труб. Основным способом соединения стальных труб при сооружении газопроводов является сварка, которая обеспечивает прочность, плотность и надежность газопроводов.

Различают следующие способы сварки стальных трубопроводов: ручная электродуговая, газовая полуавтоматическая и автоматическая плавящимся электродом в защитных газах, полуавтоматическая и автоматическая под слоем флюса, контактная методом оплавления и индукционная.

При сооружении распределительных и внутренних газопроводов наибольшее распространение получила ручная электродуговая и газовая сварка. В заготовительных мастерских применяют полуавтоматическую и автоматическую сварку плавящимся электродом в защитном газе (в среде углекислоты) или под слоем флюса.

Газовую сварку с успехом применяют для труб диаметром до 50 мм, с толщиной стенок не более 5 мм. Она осуществляется за счет теплоты, выделяющейся при сгорании ацетилено-кислородной смеси.

Ацетилен для сварки доставляют в специальных баллонах или получают на месте в переносных газогенераторных установках разложением карбида кальция в воде. Реакция протекает следующим образом:



На каждый килограмм карбида кальция затрачивается до 10 л воды, при этом образуется примерно 250 л ацетилена.

Кислород доставляют к месту сварочных работ в специальных баллонах вместимостью до 40 л и давлением до 15 МПа (150 кг/см²). Для снижения давления ацетилена и кислорода применяют специальные редукторы. Получение ацетилено-кислородной смеси и сжигание ее производится в ручных сварочных горелках со сменными наконечниками. Кислород и газ подаются в горелку по резиноканевым рукавам. При сжигании ацетилено-кислородной смеси температура пламени достигает

3150 °С, за счет этого оплавляются кромки соединяемых труб и сварочной проволоки.

При электродуговой сварке процесс осуществляется за счет теплоты электрической дуги, образующейся между электродом, подсоединяемым к одному полюсу, и свариваемым материалом, подсоединяемым к другому полюсу источника тока. Слой расплавленного флюса предохраняет расплавленный металл от воздействия кислорода и азота окружающего воздуха.

Сварка может осуществляться от источников постоянного и переменного тока. Источником постоянного тока служат передвижные агрегаты САК, ПАС и другие, имеющие однофазные генераторы постоянного тока, скомпонованные с двигателями внутреннего сгорания. Источником переменного тока служат сварочные трансформаторы.

Ручная электродуговая сварка широко применяется в условиях городского газового хозяйства и обеспечивает хорошее качество сварных соединений трубопроводов диаметром 150 и более миллиметров.

Получила распространение автоматическая сварка под слоем флюса. Установка для такого способа сварки состоит из источника тока (постоянного или переменного), сварочного автомата, станда для сборки и сварки труб в секции и сварочного станда с торцовым вращателем секций.

Применяется также электродуговая сварка оплавленным электродом в среде углекислого газа (рис. 5). Этот способ сварки характеризуется мощным и устойчивым разрядом, теплота от которого расплавляет кромки свариваемых труб и конец электродной проволоки. Образующуюся при этом ванну расплавленного металла предохраняет от воздействия воздуха облако углекислого газа, поступающее из сопла электрода.

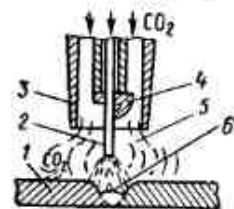


Рис. 5. Схема дуговой сварки в среде углекислого газа:

1 — свариваемые изделия, 2 — электродная проволока, 3 — газовое сопло, 4 — токопроводящий башмак, 5 — защитный слой газа, 6 — наплавленный металл

При производстве работ на трассе газопровода применяют сварку в среде углекислого газа на полуавтоматических установках. В качестве источника тока применяют генераторы постоянного или преобразователи переменного тока.

Работы по сварке газопроводов производят по специальным технологическим картам и инструкциям, разработанным строительно-монтажными организациями в соответствии с требованиями СНиП и ГОСТ с учетом вида сварки, условий работ, применяемых труб, механизмов и машин. У каждого сварщика должно

быть клеймо (шифр), которое он должен ставить в 30—50 мм от каждого сварного стыка.

Сборка труб под сварку осуществляется с помощью приспособлений, позволяющих точно совместить концы стыкуемых труб.

Конструктивные элементы подготовленных для сварки кромок, их размеры, а также размеры и допустимые отклонения сварных швов должны соответствовать требованиям СНиП и ГОСТ. Основным типом сварных соединений газопроводов являются V-образные соединения, которые могут выполняться без подкладных колец или с подкладными кольцами различных конструкций (рис. 6).

На рис. 6, б, в показаны цилиндрические и фасонные подкладные кольца. Подкладное кольцо, создавая местные сужения, увеличивает сопротивление потоку газа. Поэтому соединения встык с остающимся подкладным кольцом не рекомендуется применять для газопроводов низкого давления, а также для газопроводов диаметром менее 200 мм.

При неправильной технологии сварных работ сварной шов может иметь дефекты. Некоторые из них, такие, как подрез, чрезмерное или малое усиление шва, наружная трещина, пористость и зашлакованность шва, могут быть обнаружены в результате внешнего осмотра. Скрытые дефекты сварных швов могут быть выявлены физическими методами контроля. К скрытым дефектам относятся непровар корня, боковой непровар, прожог, поры, сыпь, внутренние трещины. Наиболее опасными дефектами являются трещины, непровар корня и боковой непровар шва. Проверка качества сварочных работ проводится в соответствии с требованиями СНиП и ГОСТ.

Сварные соединения должны иметь следующие механические свойства: предел прочности — не менее нижнего предела прочности основного металла труб; угол загиба — не менее 120° для

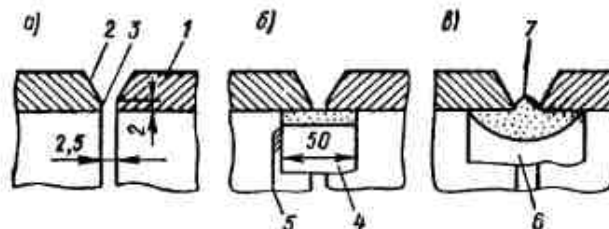


Рис. 6. Способы сварки V-образных соединений:

а — без подкладного кольца, б — с цилиндрическим подкладным кольцом, в — с фасонным подкладным кольцом; 1 — газопровод, 2 — скошенная кромка трубы, 3 — притупление кромок, 4 — цилиндрическое подкладное кольцо, 5 — сварочная прихватка, 6 — фасонное подкладное кольцо, 7 — буртик кольца

всех видов сварки (для газовой и прессовой сварки допускается угол загиба не менее 100°). Результат испытаний на растяжение и изгиб определяется среднеарифметическим значением, полученным при испытании всех образцов.

На каждый участок строящегося газопровода составляют сварочную (стыковочную) схему, на которой указывают наименование объекта, номер стыка, расстояние между стыками, шифр сварщика, привязку стыков в характерных точках, стыки, проверенные физическими методами, а также места, в которых вырезаны стыки для механических испытаний.

Соединительные части и детали труб. Помимо сварных соединений на газопроводах имеются и разъемные, которые применяются в местах установки отключающих устройств, компенсаторов, регуляторов давления, контрольно-измерительных приборов и арматуры. Элементы эти соединений называют фасонными частями.

К фасонным частям относятся отводы, тройники, переходы, фланцевые соединения и заглушки.

Отводы применяют, когда необходимо изменить направление газопровода на определенный угол. По способу изготовления отводы бывают гнутые и сварные. Гнутые отводы делают из бесшовных труб диаметром до 400 мм. Большое распространение получили углы поворота отводов 30° , 45° , 60° , 75° и 90° . В отдельных случаях для газопровода диаметром более 150 мм изготовляют сварные отводы.

Тройники или крестовины применяют для устройства ответвлений от газопровода. Они могут быть проходными и переходными. У проходных тройников диаметр ответвления равен, а у переходных — меньше диаметра ствола.

Переходы применяют в тех случаях, когда необходимо изменить диаметр газопровода. Большое распространение получили переходы, изготовленные из листовой стали с одним или двумя продольными швами.

Фланцевые соединения (рис. 7) применяют в местах установки задвижек, кранов и другой арматуры, где необходимо иметь разъемное соединение. Различают следующие типы фланцев: плоские, приварные, приварные встык и др. Приварные встык фланцы имеют разделанную кромку под сварку для соединения с трубой. Фланцы крепят болтами, число их составляет 4—20 шт. в зависимости от диаметра соединяемых труб.

Качество фланцевых соединений зависит от подготовки уплотнительных поверхностей, поэтому на каждом фланце делают не менее двух уплотнительных канавок. Герметичность фланцевых соединений обеспечивают различными материалами, наибольшее распространение из которых получили паронитовые прокладки.

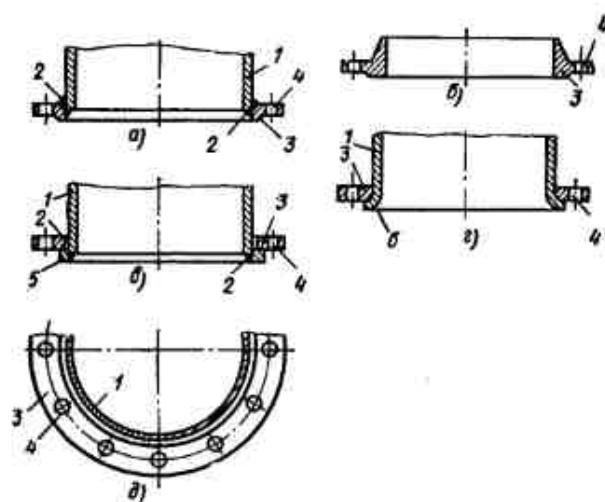


Рис. 7. Типы фланцевых соединений:

а — б — типы сварных фланцев: а — плоский приварной, б — приварной встык, в — свободный на отбортованной трубе, г — план фланца на приварном кольце и отбортованной трубе; 1 — труба, 2 — сварной шов, 3 — фланец, 4 — отверстие для болтов, 5 — приварное кольцо, 6 — бурт

Соединительные и фасонные части для неметаллических газопроводов могут быть различными в зависимости от материала труб (рис. 8). Фасонные части полиэтиленовых труб изготовляют из поливинилхлоридной смолы литьем под давлением.

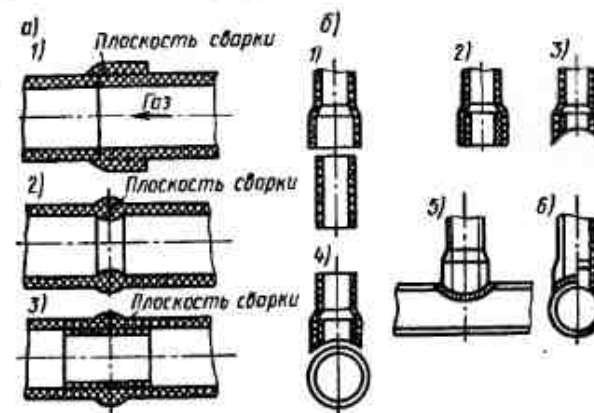


Рис. 8. Соединения полиэтиленовых труб:

а — типы соединений: 1 — внахлест, 2 — встык, 3 — встык с подкладным металлическим кольцом; б — соединение с помощью приварного патрубка; 1—6 — последовательность изготовления приварного патрубка

Фланцевые из соединения полиэтиленовых труб делают со свободными фланцами на раструбках, с разбортовкой на распорных втулках.

Распорные втулки (рис. 9) применяют для соединения полиэтиленовых труб со стальными.

Полиэтиленовые трубы. К настоящему времени в стране создана современная нормативно-техническая база для внедрения полимерных технологий, освоен выпуск отечественных полимерных труб и материалов, проведена работа по подготовке руководящих кадров по использованию в газовом хозяйстве полимерных труб и материалов соединительных элементов и монтажно-сварочного оборудования.

Внедрение полиэтиленовых труб — одно из актуальных направлений повышения эффективности капитального строительства и снижения ее материало- и трудоемкости. Из 1 т металлических труб диаметром 100 мм можно проложить трубопровод длиной до 80 м, а из 1 т полиэтиленовых труб наружным диаметром 110 мм можно смонтировать трубопровод длиной более 1 км. Замена металлических труб в системах газораспределительных сетей позволит сэкономить от 5 до 7 т металла на 1 т пластмассовых труб.

Зарубежный и отечественный опыт строительства и эксплуатации полиэтиленовых газопроводов выявил следующие преимущества полиэтиленовых труб в сравнении со стальными: удешевление строительно-монтажных работ и увеличение темпов; отсутствие необходимости в изоляционных работах и сооружении систем защиты газопроводов от коррозии; долговечность полиэтиленовых газопроводов. В отличие от стали физические и химические свойства полиэтилена обеспечивают прекрасную герметичность и высокую стабильность под воздействием агрессивных веществ, находящихся в почве и в транспортируемом газе, в течение всего срока эксплуатации газопроводов.

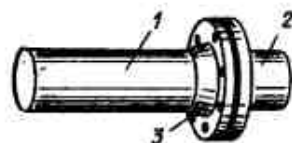


Рис. 9. Соединение полиэтиленовой и стальной трубы с помощью фланца с распорной втулкой:

1 — полиэтиленовая труба,
2 — стальная труба, 3 —
распорная втулка

Полиэтиленовые газопроводы обладают коррозионной стойкостью почти во всех кислотах и щелочах, что делает их незаменимыми в условиях агрессивной среды; стойкостью против коррозии; повышенной пропускной способностью благодаря гладкой внутренней поверхности.

По данным Ю. А. Гордюхина, при скорости движения газа около 25 м/с полиэтиленовая труба пропускает на 10—60% газа больше, чем стальная труба в зависимости от степени дефектно-

сти внутренней поверхности газопроводов. При этом пропускная способность полиэтиленовых газопроводов со временем не уменьшается, а нарастает, что объясняется следующими обстоятельствами. Во-первых, в отличие от стальных труб, внутренний диаметр которых со временем уменьшается вследствие коррозионного зарастания, диаметр полиэтиленовых труб увеличивается до 3% в процессе эксплуатации в пределах гарантийного срока без потерь работоспособности за счет свойственного полиэтилену явления ползучести. Во-вторых, в отличие от стальных труб внутренняя поверхность полиэтиленовых труб в процессе транспортировки газа постепенно становится более мягкой и гладкой вследствие набухания граничного слоя полимера в газе и появления эластичности, улучшающего условия обтекания стенки трубы и уменьшающего сопротивление движению газа.

Новая концепция развития газораспределительных систем на основе широкого внедрения полиэтиленовых труб находит отражение в соответствующих нормативных документах по проектированию, строительству и эксплуатации полиэтиленовых газопроводов, восстановлению стальных газопроводов с помощью полимерных материалов, производству отечественных труб и сварочного оборудования.

Полиэтиленовые трубы, применяемые для сооружения газопроводов, должны быть изготовлены из полиэтилена с минимальной длительной прочностью (MRS) не менее 8,0 МПа в соответствии с технологической документацией, утвержденной в установленном порядке.

Требования к материалу труб из полиэтилена, маркировке и методам испытания полиэтиленовых труб для сооружения газопроводов должны соответствовать государственным стандартам.

В настоящее время трубы для сооружения газопроводов в РФ выпускаются в соответствии с ГОСТ Р 50838—95 «Трубы из полиэтилена для газопроводов», в котором приведены: технические требования и основные эксплуатационные характеристики, сортамент труб, методы испытания, требования к полимерным материалам и другие характеристики продукции. С учетом отечественного опыта производства труб НПО «Пластик» разработано Изменение № 1 к действующему ГОСТу, что позволяет расширять номенклатуру выпускаемых труб как по сортаменту, так и по типам используемого для изготовления труб полиэтилена. Действующий ГОСТ и Изменение № 1 распространяются на трубы, изготавливаемые из полиэтилена типа 63, 80 и 100.

Производство полиэтиленовых труб и соединительных деталей для газопроводов находится под контролем Госгортехнадзора России и осуществляется только при наличии его разрешения или лицензии.

В табл. 10 приводятся основные параметры и размеры наиболее распространенных полиэтиленовых труб для сооружения газопроводов.

Таблица 10. Основные параметры и размеры наиболее распространенных полиэтиленовых труб

Номинальный наружный диаметр d	Предельное отклонение среднего наружного диаметра	Стандартные размерные отношения			
		SDR 17,6		SDR 11	
		Толщина стенки e			
		номинальная	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение
20	+0,3	—	—	3,0	+0,5
25	+0,3	—	—	3,0	+0,5
32	+0,3	—	—	3,0	+0,5
40	+0,4	—	—	3,7	+0,6
50	+0,4 (+0,5)	—	—	4,6	+0,7
63	+0,4 (+0,6)	—	—	5,8	+0,8
110	+0,7 (+1,0)	6,3	+0,8	10,0	+1,2
160	+1,1 (+1,5)	9,1	+1,1	—	—
		—	—	14,6	+1,7
225	+1,4 (+2,1)	12,8	+1,4	20,5	+2,3

Примечания: 1. Стандартное размерное отношение SDR — отношение номинального наружного диаметра трубы d к номинальной толщине стенки e .

2. Номинальный наружный диаметр соответствует минимальному среднему наружному диаметру.

3. Предельные отклонения, указанные в скобках, допускаются для труб, предназначенных для сварки нагретым инструментом.

По согласованию с потребителем трубы можно изготавливать с широким полем допуска на наружный диаметр, указанный в скобках.

Полиэтиленовые трубы изготавливают в прямых отрезках, бухтах и катушках, а трубы диаметром 200 и 250 мм выпускаются только в прямых отрезках, при этом длина труб в прямых отрезках должна быть, как правило, от 5 до 12 м, с кратностью 0,5 м, предельное отклонение длины от номинальной не более 1%.

Условное обозначение полиэтиленовых труб: слово «труба», сокращенное наименование материала (ПЭ 63, ПЭ 80), слово «ГАЗ», стандартное размерное отношение SDR, тип, номинальный диаметр, толщина стенки трубы и обозначение действующего стандарта на полиэтиленовые трубы. Например, труба из полиэтилена ПЭ 63, SDR 11 номинальным диаметром 110

с предельным отклонением +0,7 мм и номинальной толщиной стенки 10 мм будет иметь условное обозначение:

Труба ПЭ 63 ГАЗ SDR 11—110 10 ГОСТ Р 50838—95.

Труба из полиэтилена ПЭ 80, SDR 17,6, номинальным диаметром 160 мм с предельным отклонением +1,1 мм и номинальной толщиной стенки 9,1 мм будет иметь условное обозначение:

Труба ПЭ 80 ГАЗ SDR 17,6—160 9,1 ГОСТ Р 50838—95.

Полиэтиленовые трубы должны иметь маркировку, которая наносится на ее поверхность нагретым металлическим инструментом с интервалом не более 1,5 м. Маркировка включает товарный знак предприятия, условное обозначение трубы без слова «труба» и дату изготовления. При этом глубина клеймения должна быть не более 0,7 мм. Бухты, катушки и пакеты снабжаются ярлыком с нанесением транспортной маркировки.

В соответствии с правилами безопасности Госгортехнадзора России ПБ 12—529—03 допускается прокладка подземных газопроводов из полиэтиленовых труб:

на территории поселений — давлением до 0,3 МПа;

вне территории поселений (межпоселковые) — давлением до 0,6 МПа. При этом коэффициент запаса прочности должен составлять не менее 2,5. Допускается также прокладка подземных газопроводов из полиэтиленовых труб давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа на территории поселений с одно- и двухэтажной застройкой с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8. Для поселений с численностью до 200 жителей допускается прокладка подземных газопроводов из полиэтиленовых труб давлением до 0,6 МПа с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5. Существующая нормативная база допускает строительство межпоселковых газопроводов из полиэтиленовых труб только на давление до 0,6 МПа. С началом выпуска новых материалов появляется возможность сооружения газопроводов на давление 1,2 МПа.

До начала монтажа полиэтиленовых газопроводов должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- разбивка и планирование трассы газопровода;
- земляные работы и отбор полиэтиленовых труб;
- транспортировка труб к месту укладки в траншею;
- раскладка труб по трассе и установка сварочного оборудования.

Полиэтиленовые газопроводы прокладывают на глубине не менее 1 м, а в районах с температурой наружного воздуха от -40 градусов Цельсия — на глубине не менее 1 м 40 см. Трубы должны прокладываться с уклоном в сторону конденсатосборника 1:500, или на 1 м длины газопровода подъем должен составлять не более 5 см.

При укладке труб в траншею под трубы делают постель из песка толщиной не менее 10 см и засыпают также песком слоем 20 см, а потом местным грунтом, если он не песчаный. Допускается прокладка в одной траншее двух полиэтиленовых газопроводов и более, а также полиэтиленового и стального газопроводов. В этом случае расстояние между газопроводами принимается с учетом возможности производства ремонтных работ.

Требования по разрыву между полиэтиленовыми газопроводами и другими подземными коммуникациями, зданиями и сооружениями регламентированы СНиП и являются такими же, как и для стальных газопроводов.

Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб:

в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов на территории поселений из труб с коэффициентом запаса прочности ниже 2,8 мерной длины без 100%-го контроля ультразвуковым методом сварных стыковых соединений;

внутри зданий, надземно, а также в тоннелях, коллекторах и каналах;

для транспортировки газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, а также жидкой фазы сжиженных углеводородных газов;

при переходах через искусственные и естественные преграды;

при возможности снижения температуры стенок трубы в процессе эксплуатации ниже -15°C .

Переходы газопроводов через железные и автомобильные дороги 1—2 категории, под скоростными дорогами, магистральными уликами и дорогами общегородского значения, через водные преграды шириной более 25 м и болота выполняются из стальных труб.

Обозначение трассы газопровода из полиэтиленовых труб за пределами населенного пункта достигается путем установки опознавательных знаков, расположенных на расстоянии не более 500 м друг от друга, а также на поворотах, в местах ответвлений и расположения контрольных трубок или путем прокладки вдоль газопровода изолированного алюминиевого или медного провода. На опознавательных знаках должна быть информация, например: ПЭ — полиэтиленовый газопровод, 0,3 — давление газа в МПа, ГАЗ — среда, ПК2 — номер репера.

При монтаже полиэтиленовых газопроводов трубы должны соединяться сваркой с помощью соединительных деталей с закладными нагревателями, нагретым инструментом в раструб или нагретым инструментом встык.

В зависимости от диаметра трубы применяются следующие способы сварки.

Номинальный наружный диаметр, мм	Тип материала трубы	Способ сварки
20—225	ПЭ 63, ПЭ 80, ПЭ 100	С помощью соединительных деталей с закладными нагревателями
20—110	ПЭ 80	Нагретым инструментом в раструб
63—225	ПЭ 63, ПЭ 80, ПЭ 100	Нагретым инструментом встык

Стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов, выполненные с помощью сварочной техники со средней и высокой степенями автоматизации, проверяются методом ультразвукового контроля в объеме от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком (не менее одного стыка), в зависимости от давления газа в газопроводе. А сварные стыки полиэтиленовых газопроводов, протянутых внутри стальных, должны подвергаться 100%-му контролю.

Применение резьбовых соединений допускается только в случаях, если конструкция изделия обеспечивает безопасность при рабочем давлении и имеется соответствующее разрешение Ростехнадзора. Соединение стального газопровода с полиэтиленовым должно, как правило, быть неразъемным по типу «полиэтилен — сталь», а разъемные соединения «полиэтилен — сталь» допускается устанавливать в местах присоединения арматуры, имеющей фланцы или резьбовые соединения.

Наряду с использованием полимерных труб для строительства новых газопроводов широкое распространение получает применение полимерных изделий при ремонте и восстановлении ветхих стальных газопроводов.

Наиболее распространенным методом является протяжка полиэтиленовых труб в ветхих стальных газопроводах, выполняющих роль футляра. Протяжка выполняется с помощью лебедки с барабана от рабочего котлована к приемному, которые сооружаются в начале и конце восстанавливаемого участка газопровода, а также в местах ответвления. Стыковка выполняется с помощью электросварных муфт в автоматическом режиме по специальной программе, определяемой штриховым кодом, и длится около 5 мин. Полиэтиленовые трубы протаскивают в стальном газопроводе после его предварительной очистки. Для этого существует технология с применением специальных соединительных муфт и головных фасонных частей. Используются намотанные на барабан трубы из полиэтилена средней плотности. Так как внутренний диаметр протаскиваемого поли-

этиленового газопровода меньше, чем стального газопровода, необходимо провести анализ изменения пропускной способности нового трубопровода.

В целях сохранения пропускной способности нового газопровода часто приходится повышать в нем давление с низкого на среднее до 0,3 МПа. В связи с тем что жилые дома нельзя непосредственно присоединять к сетям среднего давления, предусматривается установка шкафных газорегуляторных пунктов и домовых регуляторов. АО «ЭГА» разработало ряд шкафных комбинированных регуляторных установок с пропускной способностью 10, 40 100 и 400 куб. м/с, то есть практически для всего диапазона потребителей газа от индивидуального дома до микрорайона города или поселка.

3.3. АРМАТУРА И МАТЕРИАЛЫ

Арматура трубопроводная. К трубопроводной арматуре относят устройства, предназначенные для включения, отключения, распределения и регулирования газового потока в газопроводах.

По назначению существующие виды газовой арматуры подразделяются на:

запорную для периодических герметичных отключений отдельных участков газопровода, аппаратуры и приборов;

предохранительную для предупреждения повышения давления в газопроводах, аппаратах и приборах сверхустановленных пределов;

обратного действия для предотвращения движения газа в обратном направлении;

аварийную и отсечную для автоматического прекращения движения газа к аварийному участку при нарушении заданного режима;

конденсатоотводящую для удаления конденсата из конденсатосборников.

Вся промышленная арматура, которая применяется в газовом хозяйстве, стандартизована. По принятому условному обозначению шифр каждого типа арматуры состоит из четырех частей: первые две цифры обозначают вид арматуры, следующая за ними буква — материал, из которого изготовлен корпус арматуры, затем цифры, указывающие порядковый номер изделия, и буквы, обозначающие материал уплотнительных колец: Бр — бронза или латунь; нж — нержавеющая сталь; р — резина; э — эбонит, бт — баббит; бк — отсутствие в корпусе или затворе специальных уплотнительных колец.

Например, обозначение крана типа 11Б106к расшифровывают так: 11 — вид арматуры (кран), Б — материал корпуса (латунь), 10 — порядковый номер изделия, бк — тип уплотнения (без колец).

Задвижки. Наиболее распространенный вид запорной арматуры подземных газопроводов; регулирование потока газа или полное его перекрытие производится за счет перемещения затвора относительно уплотняющих поверхностей, что достигается вращением шпинделя.

Важное значение для работы газовых задвижек (рис. 10) имеют длина нарезки резьбы на шпинделе, в ходовой гайке и место ее расположения. По этому признаку они подразделяются на задвижки с невыдвижным и выдвижным шпинделем. Задвижки с невыдвижным шпинделем имеют небольшую высоту, что облегчает их использование для подземных коммуникаций в колодцах. Невыдвижной шпиндель при вращении маховика перемещается вокруг своей оси вместе с маховиком. В зависимости от того, в какую сторону вращается маховик, ходовая гайка (нарезная втулка) затвора будет перемещаться по резьбе вниз или вверх и соответственно опускать или поднимать затвор задвижки.

Условное обозначение материала, из которого изготовлен корпус арматуры

Сталь углеродистая	С
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	нж
Чугун серый	ч
Чугун ковкий	кч
Латунь и бронза	Б и Бр
Выс. сплав	вч

Условные обозначения видов арматуры

Краны пробно-спускные	10
Краны для трубопроводов	11
Указатели уровня жидкости	12
Вентили запорные	14, 15
Клапаны обратные подъемные	16
Клапаны предохранительные	17
Клапаны редукционные	18
Клапаны обратные поворотные	19
Клапаны регулирующие	25
Задвижки запорные	30, 31
Затворы	32
Илжекторы	40
Конденсатоотводчики	45

Задвижки, имеющие выдвижной шпиндель, обеспечивают перемещение шпинделя и связанного с ним затвора путем вращений ходовой гайки (резьбовой втулки), закрепленной в центре маховика.

В задвижках с невыдвижным шпинделем при вращении шпинделя затвор перемещается по резьбе, которая выполнена из нижней части шпинделя.

В табл. 11 приведены характеристики задвижек для систем газоснабжения.

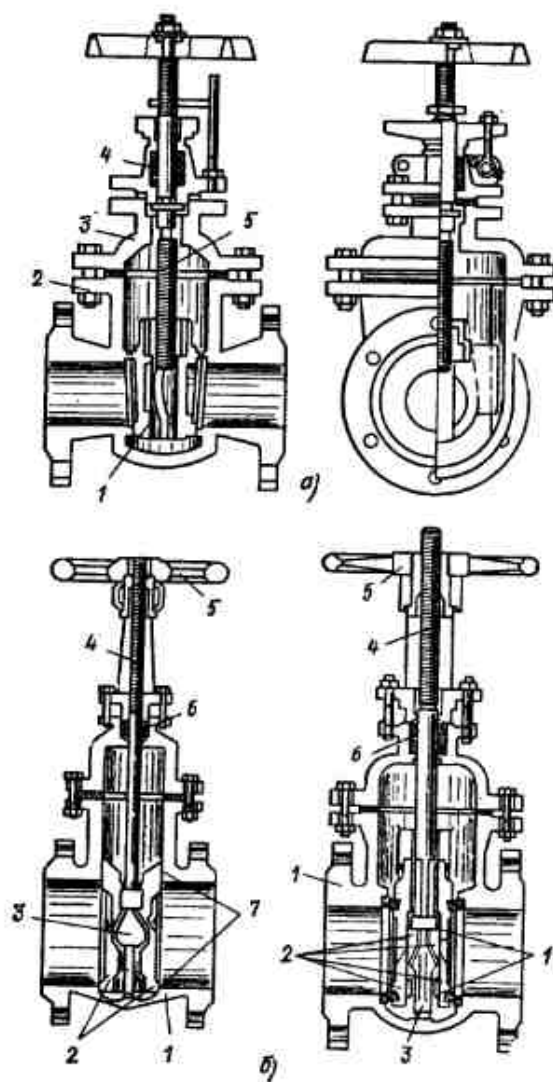


Рис. 10. Задвижки газовые:

а — клиновая двухдисковая с невыводным шпинделем: 1 — диск, 2 — корпус, 3 — крышка, 4 — шпиндель, 5 — сальник; б — с выводящим шпинделем: 1 — корпус, 2 — диск, 3 — клин, 4 — шпиндель, 5 — маховик, 6 — сальниковая набивка, 7 — уплотняющие поверхности

Таблица 11. Характеристики задвижек для систем газораспределения

Задвижка	Затвор	Условное обозначение для номера чертежа	Условное давление, кгс/см ²	Допустимая температура рабочей среды, °С	Диаметр условного прохода, мм	Масса, кг		Материал основных деталей	Область применения	
						Строительная длина, мм				
Фланцевая с выдвижным шпинделем для топливного газа	Клиновой	30ч36бк	2,5	До 250	500	590/350		Серый чугун	Для газопроводов с давлением до 1 кгс/см ²	
	То же	30ч536бк	1,6	»250	800	1747/470		То же	»	
		30ч536бк	1	»250	1000	2482/550				
		30ч536бк	1	»250	1200	4703/770				
Фланцевая с выдвижным шпинделем с электроприводом для топливного газа	Клиновой	30ч936бк	2,5	»250	600	1021/390		Сталь	»	
	То же	30ч936бк	1,6	»250	800	1887/470				
		30ч936бк	1,6	»250	1000	2556/550				
		30ч936бк	1,6	»250	1200	4412/700				
Щелевая с выдвижным шпинделем штампованная для коксового, доменного, топливного газа с электроприводом в нормальном исполнении	Клиновой	30с914ж1	2,5	»200	80	1049/470		»	»	
	То же	30с914ж1	2,5	»200	100	1310/550				
		30с914ж1	2,5	»200	1200	2000/630				
		30с914ж1	2,5	»200	800	1098/470				
Фланцевая с выдвижным шпинделем для топливного газа	»	30с914ж1	2,5	»200	1000	1360/550		Серый чугун	Для газопроводов с давлением до 3 кгс/см ²	
	Параллельный	30ч76к	4	»100	1200	2020/630				
		30ч76к	4	»100	200	115/330				
		30ч76к	4	»100	250	167/450				
Фланцевая с невыводным шпинделем для топливного газа	Клиновой	30ч176к	6	»100	300	240/500		То же	Для газопроводов с давлением до 6 кгс/см ²	
	То же	30ч176к	6	»100	400	431/600				
		30ч176к	6	»100	50	20,0/180				
		30ч176к	6	»100	80	32,0/210				

Продолжение табл. 11

Задача	Затвор	Условное обозначение или номер чертежа	Условное давление, кгс/см ²	Допустимая температура рабочей среды, °С	Диаметр условного прохода, мм	Масса, кг		Материал основных деталей	Область применения
						Струйная длина, мм			
Фланцевая с выдвинутым шпинделем для нефти и масел	Параллельный	30ч6бх	10	До 90	50 80 100 150 200 250 300 400	18,4/180 29/210 39,5/230 77/280 125/330 170/450 253/500 460/600		»	То же
Фланцевая с выдвинутым шпинделем для коррозионных жидких и газообразных нефтяных сред с электроприводом во взрывозащитном исполнении	Клиновой	ЗКЛПЭ-16	16	»450	50 80 100 150 200 250 300 400	131/180 144/210 155/230 211/280 253/330 400/450 500/500 650/600		Сталь	»
Фланцевая с выдвинутым шпинделем штампованная для коксового, доменного и топливного газа с маховиком	Клиновой двухдисковый	30с14нх1	6	»200	200 300 400 500 600	89/230 173/270 287/310 406/350		Сталь	Для газопроводов с давлением до 6 кгс/см ²
То же, с электроприводом в нормальном исполнении	То же	30с914нх1	6	»200	400 500 600	300/310 495/350 625/390		»	То же
То же, с электроприводом во взрывозащитном исполнении	»	30с914нх16	6	»200	200 400 500 600	165/230 328/310 541/350 671/390		»	»
Фланцевая с выдвинутым шпинделем для нефтепродуктов	Клиновой	ЗКЛ 2—16	16	»450	50 80 100 150 200 250 300 400	25/180 38/210 52/230 100/280 140/330 230/450 350/500 575/600		»	Для газопроводов с давлением до 12 кгс/см ²
Фланцевая с выдвинутым шпинделем штампованная для воды, пара, нефти, масел	»	30с64нх	25	»300	150 200 250 300 500	230/400 210/400 330/450 434/500 1241/700		»	То же
Фланцевая с выдвинутым шпинделем для воды, пара, масел, нефти	»	30с564нх	20	»300	150 200 250 300 500	230/400 210/400 330/450 434/500 1241/700		»	»
Фланцевая с выдвинутым шпинделем с конической передаточной для воды, нефти, масел и пара	»	ЗКЛ2-40	40	»450	50 80 100 150 200 250 300	34/250 48/310 95/350 130/450 293/550 323/650 685/750		»	»
Фланцевая с конической передаточной для нефтепродуктов	»	ЗКЛПЭ-40	40	»450	50 80 100 150 300 500	137/250 153/310 208/350 255/450 844/750 2000/1150		»	»

Запорные устройства классифицируются также по расположению уплотняющих поверхностей (наклонному или параллельному). По этому признаку задвижки подразделяются на параллельные и клиновые. У первых из указанных задвижек уплотнительные поверхности расположены параллельно, между ними находится распорный клин. При закрытии задвижки клин раздвигает диски, которые своими уплотнительными поверхностями создают необходимую плотность. В клиновых затворах боковые поверхности затвора расположены не параллельно, а наклонно. Они могут быть со сплошным затвором и затвором, состоящим из двух дисков. На подземных газопроводах целесообразно устанавливать параллельные задвижки.

Широкое распространение получило испытание на герметичность затвора задвижек керосином. Во время испытаний необходимо установить задвижку в горизонтальное положение и залить сверху керосин, с противоположной стороны затвор окрасить мелом. Если задвижка в закрытом положении герметична, то на затворе не будет керосиновых пятен.

На подземных газопроводах задвижки монтируют в специальных колодцах (рис. 11) из сборного железобетона или красного кирпича. Колодцы имеют люки, которые открывают при осмотре колодца и производстве ремонтных работ. На проезжей части дорог с покрытием люки устанавливают на уровне дорожного покрытия, а на незамощенных проездах — выше уровня земли на 5 см.

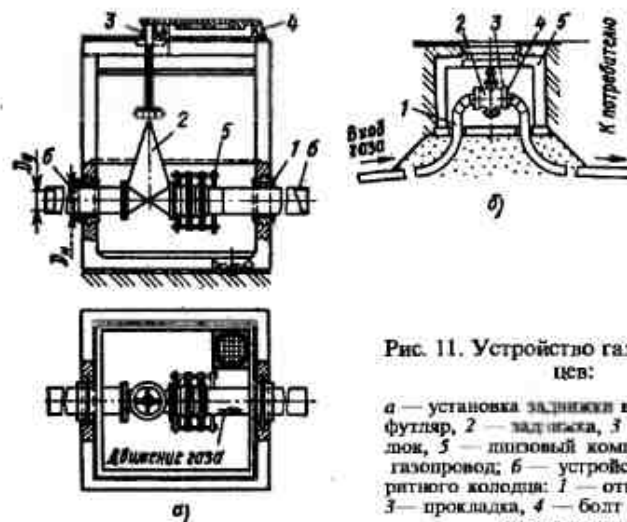


Рис. 11. Устройство газовых колодцев:

а — установка задвижки в колодце: 1 — футляр, 2 — задвижка, 3 — ковер, 4 — замок, 5 — клиновый компенсатор, 6 — газопровод; б — устройство малогабаритного колодца: 1 — отвод, 2 — кран, 3 — прокладка, 4 — болт с гайкой, 5 — стенка колодца

В местах пересечения стенок колодца газопроводами делают футляры. Колодцы должны быть водонепроницаемыми. Для сбора и откачки проникающей в колодцы воды предусмотрены специальные приемки. Наличие воды в колодцах недопустимо, так как из-за нее быстро портится и выходит из строя установленная в них арматура.

Краны. При транспортировании осушенного газа по газопроводу диаметром до 100 мм арматуру устанавливают в верхней части малогабаритных колодцев для того, чтобы ее можно было обслуживать с поверхности земли (рис. 11, б). В малогабаритных колодцах устанавливают не задвижки, а краны. Газовые краны и вентили устанавливают на надземных и внутриобъектовых газопроводах и вспомогательных линиях (импульсные и выбросные газопроводы, головки конденсатосборников, вводы и др.). Газовые краны представляют собой устройства, в которых запорный орган имеет коническую пробку, притертую к гнезду в корпусе. Имеет значение способ герметизации пробки в корпусе. По этому признаку краны подразделяются на натяжные, сальниковые и краны с принудительной смазкой. Особенно удобно обслуживать краны с принудительной смазкой (табл. 12).

Проход газа через кран обеспечивается поворотом пробки на 90° по часовой стрелке, а перекрытые — поворотом пробки в обратную сторону. Ограничение расхода газа достигается неполным открытием крана.

Краны различаются по материалу, способу уплотнения, рабочему давлению, размерам, конструкции присоединительного устройства. Широко применяются краны из латуни и бронзы, обладающие высокими механическими и антикоррозионными свойствами; их устанавливают на газопроводах небольших диаметров, например на отводах к газовым приборам. На рис. 12 показаны наиболее распространенные виды газовых пробковых кранов: сальниковый, натяжной и цапковый.

В натяжных кранах взаимное прижатие уплотнительных поверхностей пробки и корпуса достигается навинчиванием натяжной гайки на резьбовой конец пробки. Герметичная работа натяжных кранов обеспечивается плотно прилегающей к торцевой поверхности корпуса шайбой.

Сальниковые краны более герметичны, чем натяжные, но со временем сальниковое уплотнение высыхает, что приводит к утечкам газа. Такие краны требуют более тщательного обслуживания. Краны имеют указатели положения пробки «Открыто», «Закрыто», а также ограничитель поворота пробки. Преимуществом пробковых кранов являются простота их устройства, малое гидравлическое сопротивление, быстрота открытия или закрытия.

Таблица 12. Характеристики газовых краев

Край	Способ присоедине- ния	Условное обозначение	Усло- вное давле- ние, кгс/см ²	Допускаемая температура рабочей среды, °C	Диаметр, мм	Масса, кг	Материал основных деталей	Область применения
Пробковый газовый само- смазывающийся пружинный Натяжной для топливного газа	Муфтовый	ЦАМ4-1	0,1	—	15	1	—	Для газопроводов низкого давления То же
Натяжной для топливного газа	»	11Б106к1	0,1	До 50	15	0,21	Латунь	»
Натяжной для топливного газа	»	11ч30к	0,1	» 50	20	0,37	Серый чугун	»
Пробковый проходной пружинный для топливного газа	»	11Б126к	1	» 50	25	0,87	»	»
Чугунный самосмазываю- щийся для неагрессивных га- зов	Фланце- вый	КС	6	» 35	32	1,35	Латунь	»
Сальниковый для воды, не- фти, масла	Муфто- вый	11ч66к	10	» 10	40	2,0	»	»
Натяжной со смазкой (с ручным управлением через чер- вячный редуктор) для светлых и темных нефтепродуктов	Фланце- вый	КСР-16	16	—40...+100	50	3,38	Серый чугун	Для газопроводов высокого давления до 6 кгс/см ²
					80	5,67	То же	То же
					100	8,57	»	»
					150	0,25	»	»
					15	0,37	»	»
					20	24,0	»	»
					25	28,5	»	»
					32	85,5	»	»
					40	0,65	»	»
					50	1,1	»	»
					65	1,85	»	»
					80	3,0	»	»
					100	3,6	»	»
					150	6,5	»	»
					200	12,2	»	»
					300	17,7	»	»
					400	20	»	»
					500	30	»	»
					700	43,5	»	»
					1000	120	»	»
Со смазкой для топливно- го газа	»	11с206к	64	—40...+70	50	33	»	То же
Со смазкой для топливно- го газа с червячной передачей	»	11с3216к	64	—40...+70	80	61	»	»
Со смазкой для топливно- го газа с червячной передачей (для бесколодезной установки)	С концами под приварку	11с3216к	64	—40...+70	100	79	»	»
Со смазкой с пневмоприводом для топливного газа	Фланце- вый	11с7225к	64	До 70	150	197	»	»
Со смазкой с пневмоприводом для топливного газа (для бесколодезной установки)	С концами под приварку	11с7236к	64	—40...+70	200	300	»	»
Шаровой со смазкой с пневмоприводом для топливного газа (для бесколодезной установки)	С концами под приварку	МА-39001	64	—40...+70	300	605	»	»
Шаровой со смазкой с пневмоприводом для топливного газа (для бесколодезной установки)	»	МА-30005	64	—40...+70	400	2184	»	»
Шаровой со смазкой с пневмоприводом для топливного газа (для бесколодезной установки)	»	МА-30008	64	—40...+70	500	2830	»	»
Натяжной трехходовой для манометра с контрольным фланцем для воды и пара	Муфто- вый	14М-1	16	До 225	700	5000	»	»
					1000	58,5	»	»
					1500	90	»	»
					2000	192	»	»
					3000	353	»	»
					4000	748	»	»
					5000	1000	»	»
					6000	2787	»	»
					7000	3776	»	»
					8000	5723	»	»
					9000	6551	»	»
					10000	7551	»	»
					11000	8551	»	»
					12000	9551	»	»
					13000	10551	»	»
					14000	11551	»	»
					15000	12551	»	»
					16000	13551	»	»
					17000	14551	»	»
					18000	15551	»	»
					19000	16551	»	»
					20000	17551	»	»
					21000	18551	»	»
					22000	19551	»	»
					23000	20551	»	»
					24000	21551	»	»
					25000	22551	»	»
					26000	23551	»	»
					27000	24551	»	»
					28000	25551	»	»
					29000	26551	»	»
					30000	27551	»	»
					31000	28551	»	»
					32000	29551	»	»
					33000	30551	»	»
					34000	31551	»	»
					35000	32551	»	»
					36000	33551	»	»
					37000	34551	»	»
					38000	35551	»	»
					39000	36551	»	»
					40000	37551	»	»
					41000	38551	»	»
					42000	39551	»	»
					43000	40551	»	»
					44000	41551	»	»
					45000	42551	»	»
					46000	43551	»	»
					47000	44551	»	»
					48000	45551	»	»
					49000	46551	»	»
					50000	47551	»	»
					51000	48551	»	»
					52000	49551	»	»
					53000	50551	»	»
					54000	51551	»	»
					55000	52551	»	»
					56000	53551	»	»
					57000	54551	»	»
					58000	55551	»	»
					59000	56551	»	»
					60000	57551	»	»
					61000	58551	»	»
					62000	59551	»	»
					63000	60551	»	»
					64000	61551	»	»
					65000	62551	»	»
					66000	63551	»	»
					67000	64551	»	»
					68000	65551	»	»
					69000	66551	»	»
					70000	67551	»	»
					71000	68551	»	»
					72000	69551	»	»
					73000	70551	»	»
					74000	71551	»	»
					75000	72551	»	»
					76000	73551	»	»
					77000	74551	»	»
					78000	75551	»	»
					79000	76551	»	»
					80000	77551	»	»
					81000	78551	»	»
					82000	79551	»	»
					83000	80551	»	»
					84000	81551	»	»
					85000	82551	»	»
					86000	83551	»	»
					87000	84551	»	»
					88000	85551	»	»
					89000	86551	»	»
					90000	87551	»	»
					91000	88551	»	»
					92000	89551	»	»
					93000	90551	»	»
					94000	91551	»	»
					95000	92551	»	»
					96000	93551	»	»
					97000	94551	»	»
					98000	95551	»	»
					99000	96551	»	»
					100000	97551	»	»

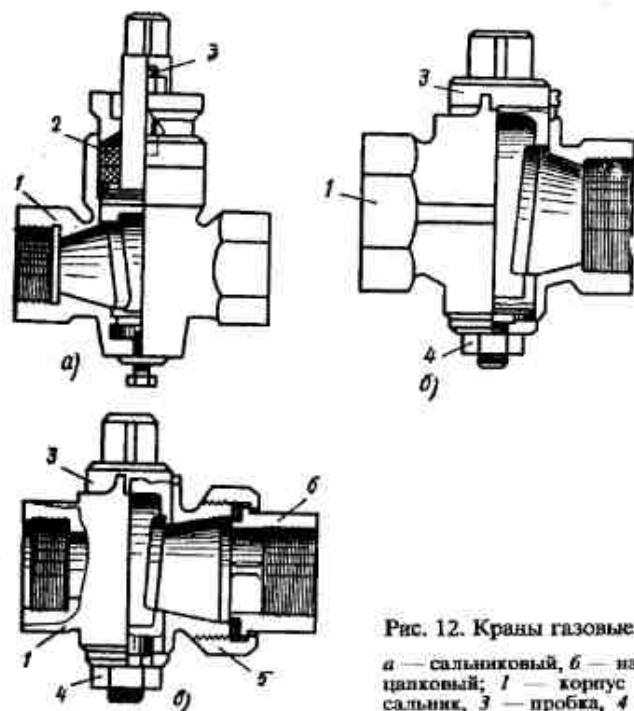


Рис. 12. Краны газовые пробковые:

a — сальниковый, *b* — натяжной, *в* — цапковый; 1 — корпус крана, 2 — сальник, 3 — пробка, 4 — натяжная гайка, 5 — накидная гайка, 6 — муфта

Наилучшей герметизацией обладают краны с принудительной смазкой, которая достигается за счет введения под давлением специальной смазки между уплотняющими поверхностями. Для газопроводов малых диаметров и низких давлений применяются краны с обычным положением пробки в корпусе, когда головка для управления краном расположена со стороны большого основания конуса. Отечественная промышленность выпускает краны со смазкой для газопроводов высокого давления (стальные) и для низкого давления (чугунные и бронзовые). На рис. 13 показан чугунный кран с принудительной смазкой. Принцип действия крана следующий: нарезной болт (как поршень) под определенным давлением подает смазку во внутреннюю камеру крана. Давление смазки передается по канавкам на всю площадь меньшего торца пробки и приподнимает ее. Между корпусом и пробкой образуется зазор, заполняющийся масляной пленкой. Вследствие этого обеспечивается легкость поворота пробки.

Усилим упругой диафрагмы 6 пробка 2 прижимается к уплотнительной поверхности корпуса. Усилие подбирается такой величины, чтобы пробка не отжималась от седла корпуса под

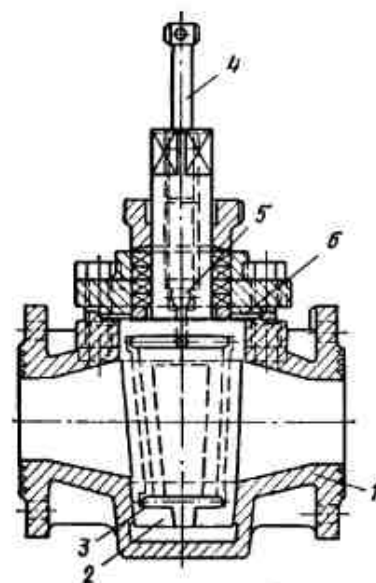


Рис. 13. Кран чугунный со смазкой под давлением:

1 — корпус, 2 — пробка, 3 — канавка для смазки, 4 — винт, 5 — обратный клапан, 6 — диафрагма

давлением газа. Смазочные канавки внутри крана пересекают поверхность соприкосновения пробки и с корпусом.

Вентили, как и пробковые краны, используются на вспомогательных линиях (табл. 13). На рис. 14 представлены наиболее распространенные типы вентиля: фланцевый и угловой цапковый. Они отличаются простотой конструкции и обеспечивают хорошую герметичность при закрытом положении затвора.

Вспомогательная арматура и конструкции. Гидравлические затворы являются простым надежным запорным устройством для подземных газопроводов низкого давления. Преимущества гидрозатвора: отсутствие необходимости в сооружении колодца, надежность отключения с обеспечением необходимой плотности, возможность использования в качестве сборника конденсата.

Через верхнюю часть гидрозатвора (рис. 15) проходит трубка диаметром 25 мм, нижняя часть трубки выполнена со скосом для увеличения ее сечения и предотвращения засорения. Трубку выводят под ковер и закрывают пробкой. Гидравлические затворы могут выполнять одновременно несколько функций: сборника конденсата, запорного устройства, а также использовать для замера разности потенциала между землей и трубой. В гидравлических затворах высота столба жидкости должна обеспечивать

Таблица 13. Характеристики пентелей

Вентиль	Способ присоединения	Условное обозначение	Условное давление, МПа	Допустимая температура рабочей среды, °С	Диаметр условного прохода, мм	Масса, кг	Область применения
Запорный для воды и пара	Муфтовый	15кч18бр	16	До 225	15	0,7	Для систем автоматизации
Запорный для пара, воздуха и воды	То же	15кч18пн	16	» 200	20 25 15 20 25 32 40 50 32 8,0 11,0 14,0 24,5 30,5 3,1	0,9 1,4 0,6 0,9 1,4 2,1 3,7 5,0 8,0 11,0 14,0 24,5 30,5 3,1	То же
Запорный для аммиака газообразного	Фланцевый	15кч16бт	25	-30...+150	32	8,0	»
Запорный для аммиака жидкого и газообразного	Цапковый	15сч10бт1	25	-40...+150	10	0,68	»
Запорный для аммиака жидкого и газообразного	То же	15сч16к1	25	-40...+150	20	5,7	»
Запорный угловой для аммиака жидкого и газообразного	Под фланцевое присоединение	15сч12бк1	25	-40...+150	25	6,0	»
Запорный угловой для аммиака жидкого и газообразного	Цапковый	15сч13ок1	25	-40...+150	6	0,4	»
Запорный для аммиака жидкого и газообразного	Фланцевый	15сч18бт1	25	-40...+150	100	52,8 75,0 188,5	»
Запорный для пара	То же	14с88нк	100	До 425	15 20 25 32	7,4 10 13 17,5	»

Запорный для коррозионных сред	Муфтовый	15кж6бк 15кж6бк1	10 25	» 300 » 300	6 6 15 15	0,36 0,36 1 1	»
Запорный угловой для некоррозионных сред	То же	ВИ-160	160	» 120	6 15 20 25	0,65 0,65 1,7 2	»
Трехходовой кованный для воды и пара	С контрольными фланцами для манометра	1014(T-203)	100	» 200	4	1,14	»
Трехходовой кованный для воды и пара	То же	1014(T-203)	140	» 570	6	1,2	»
Запорный сальфонный вакуумный для газообразных сред при вакууме до 10^{-3} мм рт. ст.	Цапковый	15Б50р-3н	1	» 60	10	1,95	»
Запорный с маховиком для пара и воды	С концами под приварку	1с-10-1	100	» 200	10	1,8	»

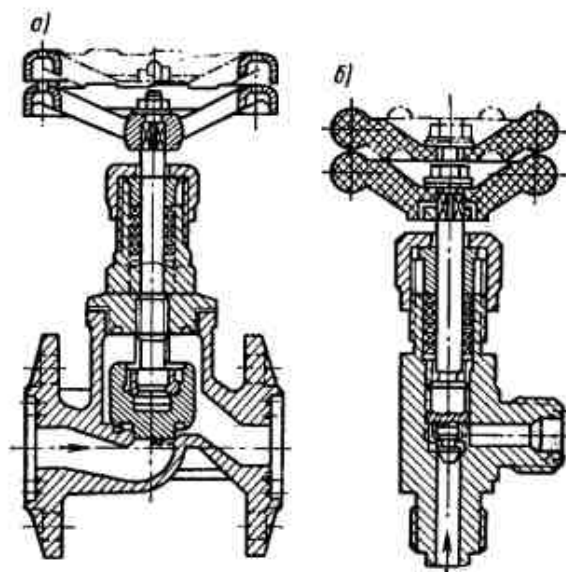


Рис. 14. Вентили:

а — фланцевый, б — угловой цапковый

давление на 200 мм столба жидкости больше, чем максимальное рабочее давление газа в сетях.

Для отключения подачи газа пробку на стояке отвертывают и заливают в затвор воду или другую жидкость, уровень которой зависит от давления газа. Уровень воды в гидравлическом затворе замеряют металлическим прутком. Для возобновления подачи газа жидкость из гидрозатвора удаляют ручным или моторным насосом.

Конденсатосборники. В подземных газопроводах часто обнаруживается вода и конденсат. В составе конденсата преобладает вода, которая выделяется из влажных газов при понижении температуры. Для сбора и удаления конденсата и воды в низших точках газопроводов сооружают конденсатосборники.

Конденсатосборники могут быть большей вместимости (для влажного газа) и меньшей — для сухого газа. В зависимости от величины давления газа различают конденсатосборники низкого, среднего и высокого давления (рис. 16).

Конденсатосборник низкого давления представляет собой емкость, снабженную дюймовой трубкой. Как и у гидрозатвора, эта трубка выведена под ковер и заканчивается муфтой и пробкой. Через трубку производят удаление конденсата, продувку газопроводов и замер давления газа. При необходимости трубку

можно использовать для замера величины блуждающих токов.

Конденсатосборники среднего и высокого давления по конструкции несколько отличаются от конденсатосборников низкого давления. В них имеется дополнительная защитная трубка, а также кран на внутреннем стояке. В верхней части стояка есть отверстие, служащее для выравнивания давления газа в стояке и футляре. Под действием давления газа конденсат отжимается во внутреннюю трубку с определенным напором, благодаря чему происходит автоматическая откачка конденсата.

При закрытом кране газ оказывает противодействие на конденсат, который под действием своей массы опускается вниз. Это исключает возможность разрыва внутреннего стояка. При открытом кране противодействие прекращается и конденсат выходит на поверхность. Чем больше давление газа, тем быстрее и лучше будет опорожняться конденсатосборник.

Компенсаторы. Под действием температурных изменений возникают усилия, которые могут привести к изгибу или растяжению газопроводов. При изменении температуры трубы на 1°C возникает напряжение 2,5 МПа (25 кгс/см²). Эта величина определяется по закону Гука:

$$H = \epsilon Et, \quad (31)$$

где H — напряжение, возникающее в трубе, МПа (кгс/см²); $\epsilon = 12 \cdot 10^{-6}$ — относительное расширение трубы при изменении температуры на 1°C ; $E = 0,21 \cdot 10^6$ МПа ($2,1 \cdot 10^6$ кгс/см²) — модуль упругости; t — изменение температуры газопровода, $^\circ\text{C}$.

После подстановки цифровых величин в формулу (31) получим

$$H = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 0,21 \cdot 10^6 = 2,5 \text{ МПа (25 кгс/см}^2\text{)}.$$

В процессе эксплуатации газопроводов величина изменения температуры может достигать нескольких десятков градусов, что вызывает напряжение в несколько десятков МПа. Поэтому для предотвращения разрушения газопроводов от этих усилий необ-

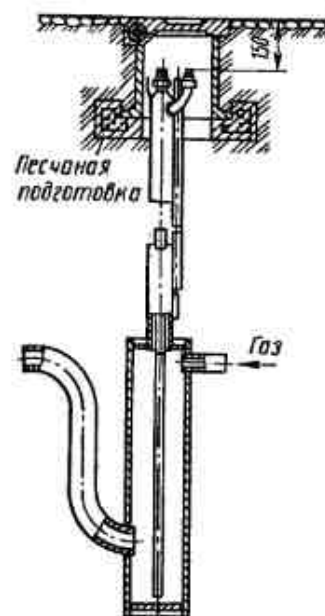


Рис. 15. Гидравлический затвор

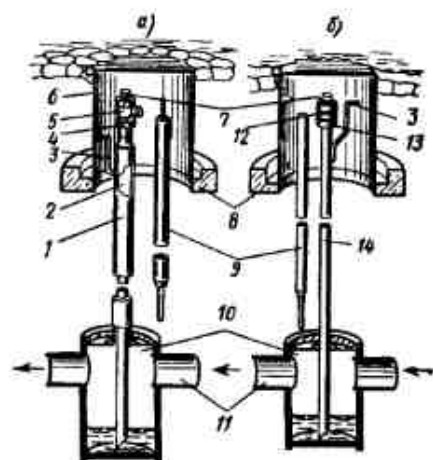


Рис. 16. Конденсатосборники:

а — высокого (среднего) давления, б — низкого давления; 1 — кожух, 2 — внутренняя трубка, 3 — прутки для замера потенциалов, 4 — контргайка, 5 — кран, 6 — ковер, 7 — пробка, 8 — подушка под ковер бетонная, 9 — электрод заземления, 10 — корпус конденсатосборника, 11 — газопровод, 12 — прокладка, 13 — муфта, 14 — стойка

ходимо обеспечить их свободное перемещение. Устройствами, обеспечивающими свободное перемещение труб, являются компенсаторы, которые делятся на тарельчатые, линзовые и лирообразные. На подземных газопроводах наибольшее распространение получили линзовые компенсаторы (рис. 17).

Компенсаторы при установке их рядом с задвижками или другими видами запорных и регулирующих устройств обеспечи-

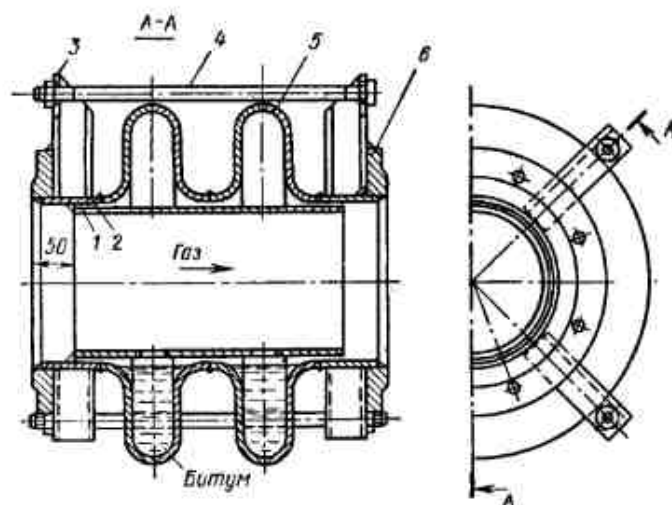


Рис. 17. Линзовый компенсатор:

1 — направляющая труба, 2 — патрубок, 3 — крепежи, 4 — тяга, 5 — полулинза, 6 — фланец

вают возможность свободного демонтажа фланцевой арматуры и замены прокладок.

Компенсаторы необходимо устанавливать при наличии чугунной арматуры в колодцах и на газопроводах, проложенных по эстакадам.

Применяют также гнутые лиро- и П-образные компенсаторы. Они получили широкое распространение при установке кранов и задвижек в малогабаритных колодцах и на наружных газопроводах.

Уплотнительные материалы, набивки и смазки. В местах установки отключающих устройств, компенсаторов, контрольно-измерительных трубок и приборов применяют резьбовые и фланцевые соединения. Для этих соединений характерна недостаточная герметичность, особенно при воздействии на газопроводы динамических нагрузок. Фланцевые соединения устанавливают на газопроводах диаметром более 50 мм. Плотность фланцевых соединений достигается установкой между фланцами прокладок и затяжкой их болтами.

Наибольшее распространение в газовых хозяйствах получили паронитовые прокладки. При строительстве и эксплуатации городских газопроводов применяют паронит марки ПМБ — паронит маслостойкий. Прокладки из паронита марки ПМБ можно применять на газопроводах при давлении газа не более 16 кгс/см² (1,6 МПа), при температурах от -40 до +60°. Паронит марки ПМБ изготавливают листами толщиной от 0,4 до 3 мм. Листы паронита имеют с одной стороны слегка глянец, а с другой — матовую поверхность, которая должна быть ровной, без вырывов, задигов, посторонних включений и трещин. Края листов должны быть обрезаны. Перед установкой на фланцы паронитовые прокладки смазывают маслом графитовой пастой. Смазывать прокладки масляной краской не рекомендуется, так как после этого прокладки настолько плотно прилипают к фланцам, что при производстве ремонтных работ их практически невозможно заменить.

Прокладки для фланцевых соединений изготавливают также из резины, алюминия, меди, полиэтилена высокой плотности (табл. 14).

Трубы малых диаметров соединяют с помощью резьбовых соединений. Такие соединения применяют в тех случаях, когда по условиям эксплуатации газопроводов требуется создать разъемное соединение для обеспечения свободного монтажа и демонтажа трубопровода и его отдельных узлов. Дополнительное уплотнение достигается обмоткой резьбовой части трубы специальными уплотнительными материалами и смазками. В качестве

уплотнителя для резьбовых соединений применяют льняную прядь, пропитанную свинцовым суриком или белилами, замешанными на натуральной олифе, а также масложирографитовую пасту. Допускается применение фторопластового материала в виде ленты или шнура.

Таблица 14. Прокладочные листовые материалы для фланцевых соединений

Прокладочный материал	Толщина, листов, мм	Назначение
Паронит по ГОСТ 481—71 (марка ПМБ — маслостойкий, 8)	1—4	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 12 кгс/см ²
Резина листовая техническая морозо- и маслостойкая без тканевых прокладок по ГОСТ 17133—71 и 7388—77	3—5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 6 кгс/см ²
Алюминий листовой отожженный или ленты из алюминия или алюминиевых сплавов отожженные по ГОСТ 21631—76 и 9.011—73	1—4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, в том числе транспортирующих сернистый газ
Медь листовая, мягкая по ГОСТ 495—77 (марки М1 и М2)	1—4	То же

Для нормальной работы оборудования и арматуры применяют специальные смазки, обеспечивающие герметичность затвора, уменьшающие износ уплотнительных поверхностей, повышающие сопротивление коррозии, облегчающие управление арматурой. Для запорной арматуры на газопроводах применяют смазочные материалы, нерастворимые в газе, и с высокой температурой каплеобразования. Широкое распространение в газовом хозяйстве получили краны с принудительной смазкой, в которых смазка закладывается в канал хвостовика пробки. Путем ввертывания нажимного болта смазка продавливается в уплотнительные каналы и обеспечивает герметичность поверхностей пробки и корпуса крана. Для уплотнения таких кранов применяют кальциевую смазку на касторовом масле, а для уплотнения узлов трения при температуре до 135 °С — универсальную тугоплавкую смазку. В табл. 15 приведены наиболее распространенные специальные смазки для газовой арматуры.

Для уплотнения сальниковых устройств применяют специальные набивки, которые изготовляют из волокнистых материалов (хлопчатобумажных, пеньковых, асбестовых), пропитанных антифрикционным составом. Набивки существуют трех типов: плетеные, скатанные и кольцевые. Для газопроводов чаще применяют плетеные набивки (см. табл. 16).

Таблица 15. Специальные смазки для газовой арматуры

Смазка	Температура каплепадения, °С	Допускаемая температура окружающей среды, °С	Назначение
Для газовых кранов (изготовитель — завод «Нефтегаз», г. Москва)	60	—30...+60	Для смазки уплотнительных поверхностей чугунных натяжных и сальниковых кранов
Синтетическая 1-13С (изготовитель — Нефтемаслозавод, г. Санкт-Петербург)	120	—30...+100	Для смазки уплотнительных поверхностей чугунных и стальных задвижек, а также полусей регулирующих заслонок
«Карбюр» (по рецептуре Карбюраторного завода, г. Санкт-Петербург)	70	—30...+50	Для смазки уплотнительных поверхностей цветной арматуры — лабораторных и натяжных кранов
ГАЗ-41 (по рецептуре Нефтемаслозавода, г. Санкт-Петербург)	180	—40...+160	Для уплотнения поверхностей кранов из цветных металлов

3.4. ПРИЕМКА И ВВОД ГАЗОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

В состав приемочной комиссии для приемки газопроводов должны входить: представители заказчика, строительно-монтажной организации, предприятия газового хозяйства, а также представители местного органа Госгортехнадзора (если объект подконтролен этому органу).

При сдаче объекта строительно-монтажной организацией комиссии предъявляются следующие документы:

- комплект рабочих чертежей на сооруженный газопровод;
- акт разбивки и передачи трассы для сооруженного газопровода;
- схему сварных стыков подземного газопровода;
- строительный паспорт и протоколы проверки качества сварных стыков;
- копии сертификатов заводов-изготовителей на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;
- копии технических паспортов заводов-изготовителей на оборудование, узлы, соединительные детали, арматуру, а также другие документы, удостоверяющие качество оборудования;
- акт приемки установок электрохимической защиты газопроводов (если предусмотрены проектом).

После ознакомления с предъявленной документацией комиссия имеет право проверить любые участки газопровода пу-

Таблица 16. Характеристика набивок плетевых сальниковых

Тип и марка набивки	Конструкция набивки	Размеры (диаметр, сторона квадрата), мм	Масса 1 см ³ набивки, г	Условия применения	
				предельное давление среды, кгс/см ² , не более	предельная температура среды, °С, не более
Пеньковая пропитанная (ПП)	Шнур, сплетенный из льняной (ГОСТ 16078—70), пеньковой или джутовой пряжи (ГОСТ 4638—69):		Не менее 0,9	160	100
	1) сквозного плетения, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28			
	2) с однослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25			
Асбестовая сухая (АС)	3) с многослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50			
	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1770—74):		Не более 1,1	45	400
	1) сквозного плетения, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28			
Асбестовая пропитанная (АП)	2) с однослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25			
	3) с многослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50			
	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1770—74):		Не менее 0,9	45	300
Асбестовая маслостойкая (АМБ)	1) сквозного плетения, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28			
	2) с однослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25			
	3) с многослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50			
Асбестовая маслостойкая (АМБ)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1779—72), пропитанный антифрикционным маслостойким составом:		Не менее 0,8	30	300
	1) сквозного плетения, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28			
	2) с многослойным оплетением сердечника, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50			

тем вырезки или просвечивания стыков, разборки отдельных участков, повторного испытания газопроводов.

В случае приемки объекта оформляется акт установленной формы, который является разрешением на ввод нового газопровода в эксплуатацию.

Испытание газопроводов на герметичность. Испытание на герметичность производится воздухом после засыпки газопровода и выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта, окружающего газопровод. Цель испытания — проверка механической прочности труб и качества сварных соединений. Для удобства выявления и последующего устранения неисправностей газопровод присыпают на высоту 25 см, а места соединений оставляют открытыми для осмотра. При этом стыки сварных соединений газопроводов низкого и среднего давлений не изолируют и не засыпают, за исключением случаев, когда все стыки проверены физическими методами контроля.

Нормы испытательных давлений зависят от типа газопроводов (низкого, среднего, высокого) и должны соответствовать требованиям СНиП и Правил безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора России.

После выполнения перечисленных подготовительных работ газопровод выдерживается под давлением 24 ч и если за это время давление воздуха в газопроводе не падает, то газопровод считается герметичным.

На герметичность должны испытываться также газопроводы и арматура, установленные в ГРП.

Испытание можно проводить в целом или по частям (до и после регулятора давления газа). Если испытание проводят в целом, то нормы испытательных давлений принимают по давлению газа до регулятора. При испытании ГРП по частям нормы испытательных давлений принимают отдельно до регулятора давления и после него.

Ввод в эксплуатацию новых газопроводов — сложная и ответственная работа. Требуется высокий уровень организации труда, четкое и слаженное взаимодействие членов бригады, строгое соблюдение правил безопасности труда. Рассмотрим на конкретном примере перечень работ и последовательность операций при пуске газа в газовую сеть низкого давления.

Вводимый в эксплуатацию распределительный дворовый газопровод диаметром 80 мм (рис. 18) предназначен для газоснабжения четырех жилых домов, к каждому из которых проложены три ввода. Между домами № 6 и 8 диаметр подводящего газопровода равен 70, а после них — 50 мм. На газопроводе имеется конденсатосборник и колодец, в котором установлены задвижка и компенсатор. Заглушка А удалена, и газ поступает на задвижку, затвор которой находится в закрытом состоянии. Между задвижкой и компенсатором установлена заглушка, все внутренние газовые сети отсоединены от вводов, краны ввода закрыты и на них имеются заглушки.

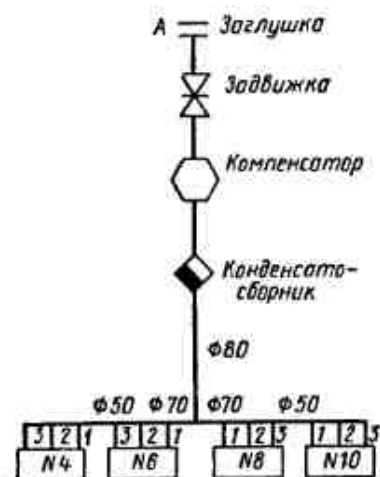


Рис. 18. Схема распределительных дворовых газопроводов низкого давления

Работы по пуску газа в газопроводы выполняет специализированная бригада. Бригаде предстоит выполнить следующие мероприятия:

- ознакомиться с нарядом на производство газоопасных работ;
- ознакомиться с технической документацией на новый газопровод и схемой действующих газопроводов;
- получить инструктаж у руководителя работ о соблюдении правил и приемов безопасного ведения работ;
- проверить готовность инструментов, приспособлений, инвентаря, средств личной защиты и пожаротушения;
- осмотреть трассу газопровода и сооружения на нем;
- провести контрольную опрессовку (испытание) воздухом вновь вводимого газопровода;

удалить заглушку, установленную в колодце между задвижкой и компенсатором;

подать газ в газопровод и продуть его;

продуть газом все вводы в жилые дома;

проверить качество выполненных работ и закрыть наряд.

После ознакомления с нарядом и технической документацией члены бригады получают подробный инструктаж от руководителя работ. Каждый работник должен знать объем, последовательность и специфику работы; какая роль отводится ему; что он должен предпринять при возникновении аварийной ситуации; какими инструментами и приспособлениями пользоваться; какие правила безопасности он должен соблюдать.

При осмотре трассы газопровода работники бригады обращают внимание на состояние колодца, есть ли в нем вода; осматривают задвижку и компенсатор; проверяют наличие за-

глушки; уточняют расположение конденсатоотводчика; вскрывают крышку ковера; проверяют наличие пробки на стояке и качество резьбового соединения, наличие и состояние изоляции стояка, расстояние от пробки до нижней плоскости крышки ковера. Необходимо убедиться, что все вводы в жилые дома отключены от газовой сети. Все натяжные гайки на кранах должны быть затянуты, и пробки кранов не должны проворачиваться.

При осмотре трассы газопровода руководитель бригады определяет наиболее отдаленные точки, через которые планируется сброс газозооушной смеси в атмосферу при продувке газопровода. Такими точками в рассматриваемой схеме являются вводы 3 жилых домов № 4 и 10.

В соответствии с правилами безопасности все подземные газопроводы независимо от расчетного давления до пуска в них газа подлежат контрольной опрессовке воздухом под давлением 20 000 Па (2000 мм вод. ст.). Падение давления не должно превышать 100 Па (10 мм вод. ст.) за час. В рассматриваемом примере опрессовку производят в такой последовательности: отворачивают пробку конденсатосборника и на его стояке закрепляют специальное приспособление для продувки и проверки давления газа в газопроводе. Приспособление имеет два манометра: пружинный и жидкостный. Пружинным пользуются при заполнении газопровода воздухом, а жидкостным — при контрольных замерах. К одному из отводов подсоединяют шланг, а к нему — переносной ручной насос. После нагнетания воздуха газопровод должен находиться под давлением не менее 1 ч для выравнивания температуры воздуха, по истечении которого замеряют давление воздуха. Если разница в показаниях манометра при начальном и конечном замерах не превышает 100 Па (10 мм вод. ст.), то газопровод считается герметичным и можно приступить к сбросу воздуха и заполнению его газом. Для этого необходимо предварительно удалить заглушку, установленную между задвижкой и компенсатором.

С этого момента начинается непосредственное выполнение газоопасных работ.

Перед тем как разрешить одному из рабочих спуститься в газовый колодец, руководитель бригады должен убедиться, что в колодце нет газозооушной смеси и он тщательно проветрен. Рабочий, спускающийся в колодец, должен быть в противогазе. При длительной (более 1 ч) работе в колодец с помощью вентилятора подается воздух. Рабочий, спускающийся в колодец, помимо противогаза надевает спасательный пояс. На поверхности земли с наветренной стороны должны находиться не менее двух человек, которые держат концы веревки от спасательного пояса, ведут непрерывное наблюдение за рабочим и воздухоза-

борным патрубком шлангового противогаза, не допускают к месту работы посторонних лиц.

Инструмент, прокладки, болты и другие детали укладывают на резиновый коврик. Сначала немного ослабляют верхний болт, затем боковые. Если при этом не обнаруживается выход газа, то слегка подтягивают стяжные болты компенсатора и поочередно освобождают остальные крепящие болты. Полное ослабление и удаление болтов из отверстий верхней половины фланцев производят лишь после того, как убеждаются, что из места рассоединения нет выхода газа. Затем удаляют заглушку и прокладку. Вновь устанавливаемая паронитовая прокладка подбирается с учетом требуемой толщины, а также по размерам внутреннего и наружного диаметров. После установки новой прокладки стяжные болты компенсатора отпускают до свободного состояния и соединение стягивают крепящими болтами.

Далее необходимо проверить герметичность вновь собранного фланцевого соединения. Для этого медленно поворачивают маховик задвижек. Герметичность соединения проверяют сначала на звук и запах, затем — мыльной эмульсией и окончательно — газоиндикатором. При этом проверяют также плотность сальникового уплотнения задвижки. После производства этих операций полностью открывают задвижку и снимают

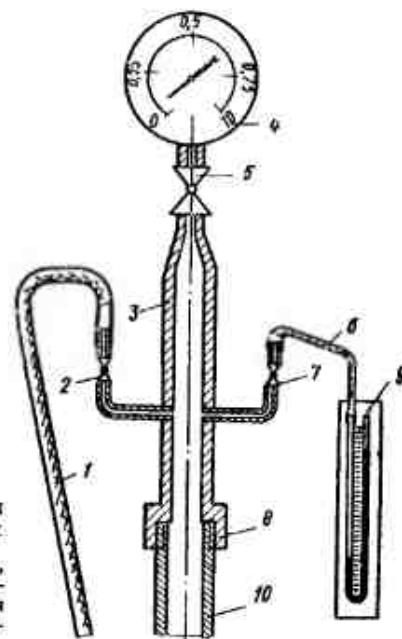


Рис. 19. Приспособление для продувки и проверки давления газа в газопроводах:

1 — продувочный шланг, 2 — кран, 3 — стойка, 4 — пружинный манометр, 5 — кран, 6 — жидкостный манометр, 7 — кран, 8 — накидная гайка, 9 — жидкостный манометр, 10 — резьбовое окончание газопровода

стяжные болты с компенсатора. Затем приступают к продувке газопровода. Для этого на пробки наружной части вводов к домам надевают специальные приспособления (рис. 19). Газопровод продувают газом до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяют путем анализа газа или сжигания пробы газовоздушной смеси. Содержание кислорода в газе не должно превышать 1%, а сгорание газа должно происходить без хлопков.

ГЛАВА 4

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

4.1. РЕЖИМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Системы газораспределения городов создаются по специально разработанным проектам, в основе которых заложено годовое потребление газа каждым из потребителей, рассчитываемое по установленным удельным нормам теплопотребления, предусмотренным СНиП.

После составления совмещенного суточного графика потребления газа всеми потребителями определяют максимальный часовой расход, на который рассчитывают системы газоснабжения городов и населенных пунктов.

Строительными нормами и правилами рекомендуется расчетный часовой расход газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определять как долю годового расхода газа по формуле

$$Q_{\text{расч}} = K_m \cdot Q_{\text{год}} \quad (32)$$

где $Q_{\text{расч}}$ — расчетный часовой расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$; K_m — коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа (коэффициент часового максимума); $Q_{\text{год}}$ — годовое потребление газа, $\text{м}^3/\text{год}$.

При этом коэффициент часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по отдельным районам газоснабжения, сети которых представляют самостоятельные системы.

Расчетный часовой расход газа на технологические и отопительные нужды сельскохозяйственных, коммунально-бытовых и промышленных предприятий определяют по формуле (37) с применением коэффициентов часового максимума с учетом КПД приборов и агрегатов при работе на газообразном топливе.

Потребление газа изменяется по часам суток, дням недели, месяцам года. В зависимости от периода, в течение которого потребление газа принимают постоянным, различают: а) сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам года; б) суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели; в) часовую неравномерность, или неравномерность по часам суток.

Неравномерность потребления газа связана с сезонными климатическими изменениями, режимом работы промышленных предприятий в течение сезона, недели и суток, характеристикой газового оборудования различных потребителей газа, с укладом жизни населения.

По результатам изучения неравномерности строятся ступенчатые графики расхода газа по времени.

График, построенный по месяцам года, определяет сезонную неравномерность. Суточные графики отражают неравномерность, связанную с режимом работы предприятий и укладом жизни населения; они с большей детализацией режима охватывают меньший суммарный отрезок времени. На рис. 20 показаны совмещенные графики годового и суточного потребления газа городом.

Анализ графиков позволяет сделать следующие выводы: различные категории потребителей газа характеризуются различной неравномерностью потребления газа;

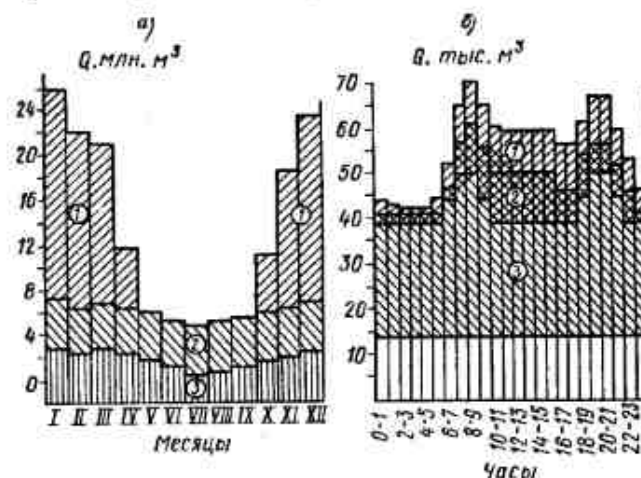


Рис. 20. Совмещенные графики потребления газа городом:

а — годовой (по месяцам), б — суточный (по часам суток); 1 — расход на отопление, 2 — расход промышленности (на технологию), 3 — расход газа коммунально-бытовыми потребителями

наибольшей сезонной неравномерностью характеризуется отопительная нагрузка, которая во многом зависит от температуры наружного воздуха. Максимальный расход газа приходится на зимние месяцы, а минимальный — на летние;

наиболее равномерно по месяцам года потребляют газ промышленные предприятия. Это объясняется тем, что потребность в газе для технологических нужд практически постоянна и не зависит от температуры наружного воздуха;

значительную сезонную неравномерность имеют коммунально-бытовые потребители газа. В летние месяцы расход газа у этих потребителей резко падает по сравнению с зимними месяцами. Потребление газа в квартирах зимой увеличивается более чем в 2 раза.

Из графика (рис. 20, а) можно сделать вывод, что наибольшие колебания расхода газа по месяцам будут наблюдаться в тех городах, в которых потребление газа на отопление и бытовые нужды составляет значительную долю общего расхода. В городах, где большой удельный вес составляет расход газа на технологические нужды промышленности, годовой график будет более равномерным;

для всех потребителей характерна та или иная часовая неравномерность потребления газа в течение суток (рис. 20, б). При этом наименьшая часовая неравномерность отмечается у промышленных предприятий, а наибольшая — у коммунально-бытовых потребителей.

На рис. 21 приведен график среднесуточного бытового газопотребления, из которого видно, что бытовое суточное потребление газа характеризуется двумя пиками: утренним и вечерним. Утренние пики приходятся на 8—11 ч, вечерние — на 18—21 ч.

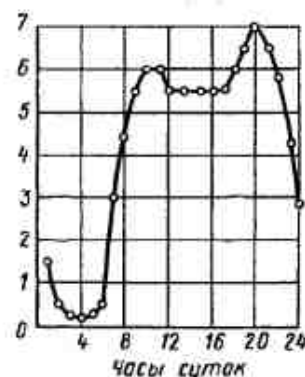


Рис. 21. График среднесуточного бытового газопотребления

Вечерние пики превышают утренние, в ночное время расход газа значительно снижается по сравнению с дневным. Анализ статистических данных позволяет определить также режим потребления газа по дням недели.

Недельный режим промышленных предприятий отличается высокой стабильностью, особенно предприятий, где технологический процесс протекает непрерывно. Значительной суточной неравномерностью потребления характеризуются бытовые и коммунально-бытовые предприятия, что в основном определяется укладом жизни населения.

Наблюдения за потреблением газа в жилых домах показывают, что с понедельника по четверг газ потребляется почти равномерно, в пятницу потребление его увеличивается, а в субботу и воскресенье — уменьшается. Максимальное потребление газа в квартирах наблюдается в предпраздничные дни.

Суммарная неравномерность потребления газа зависит от неравномерности потребления газа отдельными категориями потребителей и от удельного веса этих потребителей в общегодовом потреблении.

В зимний период сезонная неравномерность покрывается за счет подземных хранилищ газа. Для покрытия суточной неравномерности служат буферные потребители, которые могут использовать газ в период его минимального расхода другими потребителями и прекращать или уменьшать расход в периоды увеличенного потребления. Буферными потребителями обычно являются крупные электростанции или промышленные предприятия, которые могут переходить с одного вида топлива на другой, например с газа на мазут.

В дневные часы потребление газа больше среднечасового, а в ночные — меньше, поэтому в ночное время получается некоторый избыток газа, который накапливается в последнем участке газопроводов и повышает его давление. При этом в конце магистрального газопровода (перед городом) давление повышается быстрее и значительно, чем в начале газопровода.

Таким образом, давление газа в ночное время за счет накопления его в газопроводе растет, а днем за счет выдачи аккумулированного газа производительность газопровода увеличивается. Учет неравномерности потребления газа позволяет правильно планировать подачу газа от источников газоснабжения, определять режим работы буферных потребителей, а также координировать работу отдельных элементов системы газоснабжения. При этом очень важен выбор режимов давления газа в распределительных газопроводах.

4.2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ

Все газопроводы независимо от сроков ввода их в эксплуатацию подлежат техническому обслуживанию в соответствии с Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления, Правилами технической эксплуатации и требованиями безопасности труда в газовом хозяйстве, соответствующими производственными инструкциями и графиками.

Для удобства обслуживания газопроводы распределяют по маршрутам и составляют на них маршрутные карты. На эти

карты наносят трассу газопроводов, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопровода.

Техническое обслуживание газопроводов и сооружений на них путем обхода трасс следует производить в сроки, обеспечивающие безопасность эксплуатации газопроводов.

В состав технического обслуживания входят: а) наблюдение за состоянием наружных газопроводов, резервуарных и баллонных установок, газорегуляторных пунктов, средств электрической защиты, устранение мелких неисправностей, возникших в процессе эксплуатации; б) проверка состояния газопроводов и резервуарных установок сжиженного газа; в) измерение давления газа в газопроводах и электрических потенциалов на газопроводах.

К плановым ремонтам газопроводов относят: текущий ремонт, капитальный ремонт.

Аварийно-восстановительные работы относятся к внеплановым работам. Необходимость в их проведении может возникнуть вследствие механических повреждений при производстве земляных и других строительных работ, а также неудовлетворительной эксплуатации газопроводов.

При обходе трасс газопроводов выполняют следующие работы:

- проверяют на загазованность колодцы, подвалы, подземные сооружения, контрольные трубки; выявляют утечки газа по внешним признакам, осуществляют контроль состояния настенных указателей;

- удаляют из ковров воду, снег, лед и грязь;
- проверяют конденсатосборники и удаляют конденсат из них;
- наблюдаются за дорожными и строительными работами, производимыми вблизи трассы газопроводов.

При обследовании газопроводов с использованием современных приборов контроля выполняют следующие работы:

- изучают на местности особенности трасс газопроводов, где будет производиться приборное обследование;

- определяют и отмечают на маршрутных картах места, где требуется повышенное внимание операторов;

- предварительно определяют места подключения к газопроводу генератора аппаратуры нахождения повреждения изоляции;

- контролируют герметичность газопровода приборами типа «Вариотек», «Универсал», выполняя при этом следующие работы: а) проверка на загазованность грунта под газопроводом, газовых колодцев, контрольных трубок; б) проверка на загазованность колодцев и других подземных коммуникаций, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода

местности в радиусе 50 м, и определение зоны загазованности; в) дополнительная проверка грунта на загазованность путем бурения скважины на $\frac{2}{3}$ глубины прокладки газопровода.

При проверке технического состояния изоляционных покрытий газопроводов с помощью аппаратуры АНТПИ или ВТР-У выполняют следующие работы:

- уточняют места подключения генератора к газопроводу, подключают генератор, обеспечивают контакт с грунтом;

- проверяют на соответствие частоту генератора и приемника, проверяют чувствительность приемника, согласовывают напряжение генератора с нагрузкой, проверяют напряжение источника питания;

- уточняют расположение газопровода на местности и глубину его залегания;

- обследуют состояние изоляционного покрытия, периодически уточняют местоположение газопровода;

- составляют акт проверки изоляционного покрытия и герметичности газопровода, заполняют журнал учета.

Периодическое приборное обследование газопроводов проводят не реже 1 раза в 5 лет. Герметичность ветхих газопроводов, разводов от установок сжиженного газа и тупиковых газопроводов определяют путем опрессовки воздухом аналогично испытаниям газопроводов на плотность. Результаты приборного обследования оформляют специальным актом установленной формы.

Выявленные неисправности устраняет ремонтная бригада. Трассу газопровода обходят два слесаря, один из которых назначается старшим.

При обходе газопроводов производят внешний осмотр трасс для определения признаков утечек газа. При значительных утечках из газопроводов газ иногда выходит на поверхность с шипением, а в лужах образуются пузырьки. Если трасса покрыта снегом, то на нем при утечках газа могут быть бурые пятна, летом при утечках газа желтеет трава и т. д.

Из газопроводов среднего и высокого давления газ распространяется в грунте со скоростью до 6 м/ч, поэтому кроме газовых колодцев проверяют также контрольные трубки, колодцы других подземных сооружений, камеры теплоты и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м по обе стороны от оси газопроводов.

При обнаружении газа в каком-либо сооружении должны быть осмотрены подвалы домов, первые этажи бесподвальных зданий и другие сооружения в радиусе до 50 м от места обнаружения газа. Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях следует проверять газоанализатором.

Особую осторожность необходимо проявлять при обнаружении газа в подвалах зданий. При этом проводят следующие мероприятия:

подвалы немедленно проветривают и сообщают в аварийную службу о проникновении в них газа;

определяют наличие газа в воздухе квартир выше расположенных этажей и при необходимости производят проветривание этих квартир;

устанавливают наблюдение за изменением концентрации газа в подвале;

предупреждают людей, находящихся в квартирах выше расположенных этажей, о недопустимости пользования источниками искрообразования;

принимают меры к отысканию и устранению утечки газа;

после выполнения вышеизложенных мероприятий определяют возможность нахождения в помещении людей и при необходимости принимают меры к их эвакуации.

Установленная в газовых колодцах арматура не реже 1 раза в год подвергается тщательному осмотру и проверке в соответствии с утвержденным графиком. При этом выполняют следующие работы:

очищают колодцы и арматуру от грязи и налетов коррозии;

проверяют состояние спусковых скоб, крышек колодцев, шпинделей, задвижек, сальников и компенсаторов; исправность приводного устройства; герметичность соединений задвижки и компенсатора с помощью мыльной эмульсии;

окрашивают задвижки, компенсаторы и газопроводы.

Необходимо обращать внимание на то, чтобы резьба крана и пробки на трубках гидрозатворов и конденсатосборников были тщательно смазаны тавотом. Пробки должны иметь подмотку льняной пряди. Если пробки не имеют уплотнений, то в осенне-весенний период через пробки в газопроводы низкого давления может проникнуть вода.

При каждом обходе трассы необходимо проверять состояние дорожного покрытия. На практике встречаются случаи, когда при производстве дорожных работ крышку ковра покрывают асфальтом. После укатывания асфальта дорожным катком арматура, находящаяся под ковром, может быть повреждена, в результате чего возникают утечки газа.

Скопившуюся в конденсатосборниках жидкость необходимо удалять. Конденсат из гидрозатворов и конденсатосборников низкого давления откачивают ручным насосом или мотонасосом, а из газопроводов высокого и среднего давления — давлением газа. Конденсат откачивают в специальную емкость и опорожняют в заранее отведенном месте. При откачке конденсата нельзя допускать к месту работы посторонних лиц, курить и пользоваться открытым огнем.

Последовательность действий при откачке конденсата

1) из конденсатосборников низкого давления: отвертывают пробку на стояке конденсатосборника; измеряют мерной линейкой уровень конденсата в конденсатосборнике; опускают всасывающий патрубок ручного насоса в конденсатосборник; производят откачку конденсата; по окончании откачки конденсата вынимают всасывающий патрубок насоса и заворачивают пробку; проверяют плотность резьбовых соединений мыльной эмульсией;

2) из конденсатосборников среднего и высокого давления: проверяют закрытие крана на стояке конденсатосборника; отворачивают пробку на стояке; устанавливают емкость для слива конденсата; в муфту стояка заворачивают трубку для отвода конденсата; соединяют отводную трубку с емкостью для слива конденсата; открывают кран на стояке конденсатосборника и конденсат сливают в специальную емкость; по окончании откачки закрывают кран на стояке конденсатосборника; отворачивают отводную трубку; ввинчивают пробку кранов и резьбовых соединений.

Характерными неисправностями конденсатосборников являются утечки газа из кранов и резьбовых соединений. На практике могут встретиться случаи, когда конденсатосборники и гидрозатворы забиваются песком и грязью. В этом случае наиболее эффективным способом является промывка емкости водой. Разжиженный осадок можно удалить насосом. Если конденсат в стояках замерз, то применяют специальные растворители (метанол, этиловый спирт).

Замеры давлений и устранение закупорок

Газ по трубопроводам всегда перемещается из участков с повышенным давлением в участки, где давление ниже. Движение газа продолжается до тех пор, пока давление в системе газопроводов не выровняется. Скорость движения газа в трубе зависит от количества газа, протекающего через его поперечное сечение в единицу времени; чем больше количество газа, тем больше и его скорость, чем больше диаметр трубы, тем меньшей будет скорость движения газа.

В системах распределения газа имеют место колебания давлений газа. Эти колебания давлений особенно нежелательны для газопроводов низкого давления, так как от них питаются жилые дома и коммунально-бытовые предприятия. В связи с этим важное значение имеют правильный выбор и поддержание величин номинального давления газа перед газовыми приборами.

Для проверки и изучения режима работы газопроводов, выявления участков с наибольшим перепадом давления производят

замеры давления газа, используя ГРП, конденсатосборники, входы в дома или непосредственно в газовые приборы.

В среднем на каждые 500 м газопровода выбирают одну точку замера. Для полного изучения режима работы газопроводов проводят одновременные замеры давления газа не реже 2 раз в год, в период наибольшего расхода (зимой) и наименьшего (летом). По результатам замеров составляют карты давлений в газовых сетях. По этим картам легко определяют участки с наибольшим перепадом давления газа. При замерах давления следует пользоваться самопишущими манометрами, регистрирующими изменения давления в течение суток. Для этого в первую очередь могут быть использованы самопишущие манометры, установленные в ГРП.

Различают маршрутную съемку давлений и районную съемку давлений по всему городу.

Маршрутную съемку давлений применяют на тупиковых газопроводах для определения характера изменения давления газа по длине газопровода и выявления мест закупорок. Практика показывает, что на первых трех четвертях протяженности газопровода теряется около половины общего перепада давления, а вторая половина перепада давления приходится на последнюю четверть длины газопровода.

Эта закономерность объясняется следующими причинами. При транспортировании практически несжимаемых жидкостей плотность их в трубопроводе постоянна. Поэтому давление вдоль трубы падает по закону прямой линии. При транспортировании же газа гидравлический уклон увеличивается по параболической кривой. Эта закономерность выражается следующей формулой:

$$p_x = \sqrt{p_1^2 (p_1^2 - p_2^2)^{\frac{x}{l}}}, \quad (33)$$

где p_1 — начальное давление газа; p_2 — конечное давление; p_x — давление в промежуточной произвольной точке газопровода; l — длина газопровода.

При этом средний гидравлический уклон равен

$$i_{\text{ср}} = \frac{p_1 - p_2}{l}. \quad (34)$$

Если $x=0$, то $p_x=p_1$ (начало газопровода); если $x=l$, то $p_x=p_2$ (конец газопровода).

На основе закона изменения давления в действующем газопроводе выведена формула для определения среднего давления в нем:

$$p_{\text{ср}} = 2/3 \left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2} \right). \quad (35)$$

Среднее давление, определяемое по этой формуле, больше среднеарифметического, так как давление в газопроводе изменяется не по прямой, а по выпуклой кривой.

Для выявления закупорок на закольцованных газопроводах производят районную съемку давлений. Это помогает определить радиус действия отдельных ГРП и принимать практические меры для улучшения режимов газоснабжения некоторых районов.

Для совершенствования режима газоснабжения города производят единовременный замер давления по всему городу. По результатам этих замеров определяют оптимальный режим работы ГРП и намечают конкретные меры по устранению выявленных недостатков.

Закупорки газопроводов бывают водяные, снежно-ледяные, смоляные, а также от различных предметов, оставленных в газопроводе при строительстве.

В газах нефтяных, нефтегазовых и чисто газовых месторождений всегда имеется некоторое количество воды. Вода в газах является чрезвычайно вредной примесью: при изменениях состояния конденсируется и создает водяные пробки; при соответствующих условиях (температуре и давлении) в присутствии углеводородного газа может перейти в гидратообразную форму; снижает удельную теплоту сгорания газа.

Кроме основных условий образования гидратов (давление, температура, влажность) имеются и другие условия: высокая скорость и турбулентность потока, пульсация газа, резкие повороты его движения.

Мероприятия по борьбе с гидратообразованием подразделяются на профилактические, направленные на прекращение выпадения гидрата из газа; разлагающие образовавшиеся гидратные пробки; удаляющие влагу из газопроводов.

При понижении давления и повышении температуры гидраты разлагаются на воду и метан.

Несмотря на то, что до подачи газа в городские газовые сети производится его тщательная очистка и осушка, в газе содержится некоторое количество влаги. При определенных условиях влага конденсируется и накапливается в газопроводах. Влагу необходимо периодически удалять из газопроводов через специально сооруженные для этих целей конденсатосборники.

Наличие водяных закупорок характеризуется пульсацией давления газа после мест закупорки. Это объясняется тем, что из-за уменьшения проходного сечения газопровода уменьшается

количество проходящего газа, давление перед закупоркой увеличивается, а после закупорки уменьшается. В результате этого образуется перепад давления.

При наличии на газопроводах конденсатосборников необходимо откачивать воду. Если откачка результатов не дает, то наиболее вероятно, что на газопроводе имеется прогиб. Чаще всего прогибы наблюдаются на участках, где газопровод пересекает котлованы. Ликвидация закупорок в прогибах связана со значительными трудностями, так как приходится раскатывать газопровод и искать места прогиба. После того как его находят, приступают к просверливанию газопровода и спуску воды.

Устранение на подземных газопроводах ледяных, смоляных, нафталиновых и других закупорок металлическими шомполами, заливкой растворителей или подачей пара разрешается при давлении в газопроводе не более 5 кПа (500 мм вод. ст.). При проведении работ по устранению закупорок принимают меры, максимально уменьшающие утечки (выброс) газа из газопровода.

4.3. ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК ГАЗА

Наиболее вероятные места утечки газа из газопроводов и сооружений — в стыковых соединениях; в местах установки конденсатосборников и гидрозатворов; в сальниковых уплотнениях арматуры; в местах, поврежденных коррозией; в местах, случайно поврежденных при производстве аварийно-поисковых или строительно-монтажных работ; на участках газопроводов и в местах установки арматуры, не обеспеченных компенсационными устройствами; в местах соединений и возможных переломах неметаллических труб.

Существующие методы поиска утечек газа делятся на качественные и количественные. Методы качественного определения утечек газа определяют лишь сам факт утечки газа без оценки величины. Наиболее распространенными методами качественного определения утечек газа являются:

одеоризация газа — придание ему специфического запаха, помогающего обнаружить присутствие газа в помещениях, в грунте и в других местах даже при очень малых концентрациях;

определение мест предполагаемой утечки газа из газопровода бурением скважин диаметром 1,5—2,5 см в грунте на глубину, превышающую на 10—15 см глубину заложения газопровода;

проверка мест предполагаемой утечки газа на газопроводах обмазкой швов и стыков мыльной эмульсией;

применение различных газовых анализаторов и индикаторов (приборные методы);

проверка загазованности каналов для подземных коммуникаций и подвалов, расположенных вдоль трассы газопроводов.

Методы количественного определения утечек газа предусматривают измерение количества газа, проникающего в окружающее пространство через неплотности на проверяемом участке газопровода. Для количественного определения утечек газа необходимо отключать отдельные участки газопровода, а это практически не всегда возможно из-за недостаточной герметичности отключающих устройств. Можно выделить три основных этапа поиска утечек газа:

установление факта утечки газа и уточнение ее признаков;

установление группы возможных причин утечки газа;

выполнение проверочных операций по выявлению места утечки газа.

Поиск утечек газа может сопровождаться различными трудоемкими операциями по бурению шурфов, раскопке траншей, разборке отдельных участков газопровода. Эти операции являются вспомогательными, они служат лишь средством поиска места утечки. Поэтому необходим определенный порядок проверки, т. е. стратегия поиска:

1) произвести обход трасс газопроводов и их внешний осмотр для определения признаков утечки газа;

2) установить группу возможных причин утечек газа: разрыв стыка, коррозия трубы, механические повреждения, неплотности во фланцевых соединениях и т. д.;

3) проверка исправности отдельных элементов газопровода.

До последнего времени наиболее распространенным методом качественного определения мест утечек газа из подземных газопроводов являлось бурение скважин в грунте в местах предполагаемого повреждения газопровода.

Перед началом буровых работ необходимо пригласить представителей организаций, имеющих вблизи газопровода подземные сооружения, уточнить с ними места расположения сооружений и принять соответствующие меры по безопасному выполнению работ.

После определения участка газопровода, на котором будет производиться буровой осмотр, и выполнения всех подготовительных работ приступают к бурению скважин. Скважины бурят над каждым стыком, так как наиболее вероятным местом повреждения газопроводов являются стыковые соединения.

Бурение производится с помощью различных устройств (рис. 22): вручную, электровибратором, специальными буровыми комбайнами и т. д.

При ручном способе бурения применяют различные клинья, которые забивают в землю кувалдой и извлекают воротом.



Рис. 22. Устройство для бурения скважин:

а — ручной инструмент для бурения: 1 — клин; 2 — рукоятка, 3 — электровибратор; б — буровой комбайн: 1 — электрогенератор, 2 — раздаточная коробка, 3 — коробка отбора мощности, 4 — трансформатор, 5 — тельфер, 6 — компрессор, 7 — пневмобур, 8 — электровибратор

Общий вид ручного бурильного инструмента показан на рис. 22, а. Если буровые работы ведутся в мерзлом грунте, то клинья необходимо нагреть.

При механическом способе бурения чаще всего используют электровибратор (рис. 22, б), с его помощью процесс бурения скважин значительно ускоряется. Особенно удобно бурить им скважины в мягких грунтах, из которых его легко извлекать; при бурении скважин в плотных грунтах возникает ряд неудобств по извлечению клиньев из скважин, в связи с чем приходится механизировать и этот процесс. На рис. 22, в показана установка электровибратора на буровом комбайне. Во время бурения скважин по трассе газопровода необходимо выставить предупредительные знаки со стороны движения транспорта.

После того как скважины пробурят, приступают к проверке наличия в них газа с помощью газоанализатора. Допускается применение для этой цели огня, если скважины расположены на расстоянии более 3 м от зданий, колодцев, тоннелей, коллекторов и других подземных сооружений. Если газ не загорается, то скважины необходимо проверить газоиндикатором, и только после этого можно считать, что газ не обнаружен.

На рис. 23 показана схема опробования буровых скважин огнем. В скважинах 1 и 9 газ не воспламеняется. В скважинах 2, 3, 8 при поджигании газ вспыхивает внутри и гаснет. В скважине

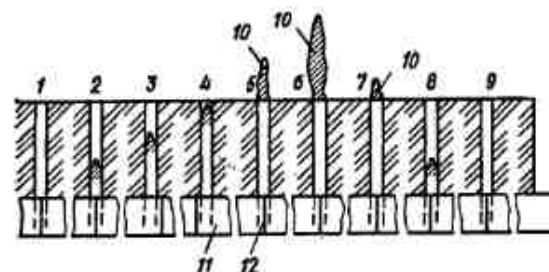


Рис. 23. Схема опробования буровых скважин огнем:

1—9 — буровые скважины, 10 — пламя, 11 — газопровод, 12 — сварной шов

4 газ воспламеняется, но пламя не выходит за ее пределы. В скважинах 5, 6, 7 газ горит над поверхностью земли устойчивым пламенем, причем в скважине 6 пламя наиболее устойчивое и высокое. Вероятное место повреждения газопроводов находится в непосредственной близости от скважин с наибольшей высотой пламени, т. е. концентрацией газа.

По результатам бурового осмотра определяют наиболее вероятное место утечек газа из газопровода. На участках скважин с наибольшей концентрацией газа производят раскопку шурфа.

После раскопки шурфа приступают к устранению утечек газа. Способ устранения утечек зависит от вида повреждения и величины давления газа в газопроводе. Наиболее распространенные повреждения: разрывы стыков; неплотности в арматуре; повреждения оголовков стояков конденсатосборников, гидрозатворов, контрольных трубок; коррозия труб.

Разрывы стыков стальных газопроводов устраняют путем выреза поврежденного места на длину не менее 200 мм и вваркой катушки или наваркой на поврежденный стык муфты усиления. Если на газопроводе имеются продольные трещины размером более 0,8 м, то необходимо отключить подачу газа, вырезать поврежденный участок и вварить вместо него катушку (вставку) требуемой длины. Сварные соединения испытывают на плотность, продувая отключенный участок газом.

Сварные стыки ввариваемых в газопровод катушек необходимо проверять физическими методами контроля. В случае обнаружения механических повреждений газопроводов и смещения в поперечном или продольном направлении относительно предусмотренной проектом трассы необходимо одновременно с проведением работ по устранению утечек газа вскрыть и проверить физическими методами контроля ближайшие к месту повреждения стыки (по одному в обе стороны от места повреждения).

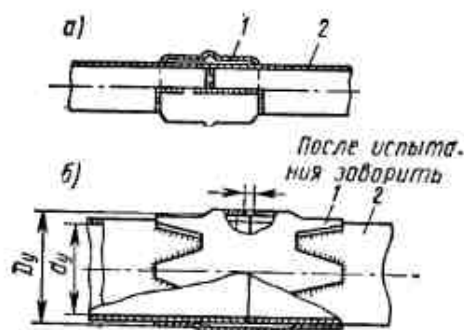


Рис. 24. Ремонтные муфты:

а — с гофрой, б — лепестковая; 1 — муфта, 2 — газопровод

Ремонтные муфты (рис. 24) устанавливают таким образом: предварительно на поврежденный стык монтируют металлический бандаж, затем надевают разъемную муфту и приваривают ее к газопроводу. Плотность приваренной муфты проверяют опрессовкой воздухом через пробку, которая в дальнейшем заваривается. Такие муфты применяют и в тех случаях, когда на стыках имеются сквозные отверстия. Во всех случаях категорически запрещается подварка швов сварных стыков. На стыки, имеющие трещины, целесообразно наваривать лепестковые муфты, а на стыки с такими дефектами, как шлаковые включения, непровар, — усиленные лепестковые или гофрированные муфты.

4.4. ПРОВЕРКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Основные показатели, определяющие техническое состояние газопроводов: плотность (герметичность) газопроводов, состояние изоляционных покрытий, состояние металла труб, удельная плотность защитного тока.

Для изучения этих показателей при обследовании подземных газопроводов выполняется следующий комплекс работ: уточнение трассы газопровода, проверка целостности изоляционного покрытия, определение величины плотности защитного тока, определение величины «спада» потенциала в местах предполагаемых дефектов изоляции, определение плотности (герметичности) газопровода, контрольные осмотры состояния изоляции, контроль состояния металла трубы.

Работа выполняется бригадой квалифицированных рабочих, оснащенных соответствующими приборами и инструментом.

Бригада знакомится с трассой газопровода, уточняет расположение других подземных коммуникаций, проверяет комплектность и исправность приборов, спецодежды, средств индивидуальной защиты. До начала работ все члены бригады проходят инструктаж по безопасным методам труда. При уточнении места прокладки газопровода определяют осевую линию его прокладки на местности и все повороты. Проверка целостности изоляционного покрытия выполняется с помощью аппаратуры для нахождения мест повреждения изоляции газопровода (АНПИ) или приборов типа ТПК-1 или ВТР-У.

Обследование изоляции газопровода с помощью аппаратуры АНПИ выполняют два оператора, один передвигается вдоль трассы с приемником, а второй — со специальной изолированной пластиной, соединенной с приемником проводом длиной 4 м. Суть данного метода заключается в том, что место повреждения изоляции определяется по изменениям уровня звука в телефоне и показаний микроамперметра приемника. По мере приближения оператора к месту повреждения изоляции сигнал в приемнике увеличивается. Сигнал достигает максимального значения в тот момент, когда оператор будет находиться над местом повреждения и, уменьшаясь, достигнет максимального значения в тот момент, когда операторы будут находиться на одинаковом расстоянии от места повреждения. Место повреждения определяется в тот момент, когда в телефоне фиксируется минимальный уровень звука, а на приемнике наблюдается минимальное отклонение стрелки прибора.

Контроль герметичности (плотности) подземных газопроводов. Плотность газопровода является одним из самых важных критериев, характеризующих его техническое состояние.

Работы производят с помощью высокочувствительных приборов-газоискателей типа «Универсал», «ВГИ-2», «Вариотек», лазерных установок и др. Наличие утечки газа может фиксироваться визуальной и звуковой индикацией одновременно или только визуальной.

Проверку на герметичность производят по всей трассе газопровода. При этом проверяют также газовые колодцы, контрольные трубки, а также колодцы других подземных коммуникаций, подвалы зданий, шахты и другие сооружения, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопровода.

При использовании приборов «Универсал» и «Вариотек» сначала готовят прибор к работе, а затем подбирают пробозаборное устройство. При отыскании утечек газа из газопровода, проложенного под твердым дорожным покрытием, рекомендуется применять пробозаборное устройство типа «тележка». Зонд с конусообразным колпаком применяют при расположении газопровода под твердыми покрытиями с неровной

поверхностью, а также в местах, где обнаружены повреждения изоляции газопровода. Далее производят отбор проб на местности и определяют места утечек газа. Продолжительность индикации пробы должна составлять примерно 2 мин.

Для отбора пробы необходимо использовать трещины и разломы в твердых дорожных покрытиях над газопроводом, а при работе с зондом бурить скважины глубиной 25—30 см. Скважины бурят через каждые 3 м, а в местах, где обнаружены повреждения изоляции, — через каждый метр.

Оператор с включенным прибором перемещается вдоль трассы газопровода. При наличии утечки газ подхватывается пробозаборным устройством и в виде смеси «газ — воздух» поступает в прибор. При этом наличие следов газа фиксируется визуальной и звуковой индикацией. По мере нарастания концентрации газа в отбираемых пробах необходимо последовательно переводить порог чувствительности прибора на соответствующие диапазоны измерения. Предполагаемое место утечки газа определяется по максимальному отклонению стрелки индикаторного прибора.

Контрольные осмотры состояния изоляции. Эти работы проводят с целью подтверждения выявленных дефектов, а также для определения характера и размеров повреждений изоляционных покрытий. Для этого используют специальные шурфы, выполненные вдоль трассы газопровода.

При осмотре каждого шурфа проверяют и фиксируют в акте обследования следующие показатели: толщину и тип изоляции, плотность прилегания изоляции к трубе, хрупкость и наличие в ней трещин, состояние поверхности, наличие и характер сквозных повреждений, наличие усиливающей обертки и ее состояние, наличие или отсутствие влаги под изоляционным покрытием, результаты коррозионных исследований.

Контроль состояния металла трубы производится во всех шурфах, открываемых при проверке плотности и состояния изоляционных покрытий. После проверки состояния изоляции и определения дефектов трубу очищают от изоляции на дефектном участке и производят осмотр поверхности трубы.

В случае сплошной коррозии поверхности трубы определяют толщину ее стенки. Если при осмотре поверхности трубы будут обнаружены значительные коррозионные повреждения, то производят дополнительное обследование газопровода путем осмотра металла трубы, в местах с наибольшим повреждением изоляции в двух шурфах, открываемых через 500 м.

По итогам выполнения комплекса мероприятий по определению технического состояния подземных газопроводов составляют отчет с рекомендациями по дальнейшей эксплуатации обследованных газопроводов.

Приборы для проверки герметичности газопроводов и качества изоляции

В газовых хозяйствах страны внедряются принципиально новые приборы, которые позволяют проверять герметичность и состояние изоляции газопроводов без вскрытия грунта и опрессовки газопроводов.

Высокочувствительный газоиндикатор ВГИ-2 саратовского завода «Газприбор» нашел широкое применение для контроля герметичности подземных газопроводов. Созданы отечественные газоаналитические системы по обнаружению утечек газа из подземных газопроводов: лазерные установки «Искатель-1» на базе автомобиля ГАЗ-66 и «Детектор метана лазерный ДМЛ-У2» на базе автомобиля УАЗ-452В, разработанные ВНИПИАСУгазпромом.

Лазерная газоаналитическая система ЛГА, разработанная киевским институтом ВНИИАП, устанавливается в передвижной лаборатории ЛЛП-452. Работа газоаналитической системы основана на измерении поглощения инфракрасного излучения метаном. Газопроводы, проложенные под проезжей частью улиц, обследуются со скоростью до 10 км/ч. Высокую эффективность при определении мест повреждения изоляции газопровода показывают приборы АНПИ и ВТР-У.

В США, Германии, Англии, Франции, Японии для обнаружения утечек газа применяют приборы, работающие на пламенно-ионизационном методе анализа газа. Высокая чувствительность этих приборов позволяет эффективно использовать их для обнаружения утечек газа из газопроводов, проложенных под твердым покрытием.

Зарубежные фирмы «Северин», «Зольдек» (Германия), «Рикен» (Япония) выпускают высокочувствительные газоиндикаторы с электронными датчиками. Преимущество этих приборов перед пламенно-ионизационными в том, что при одинаковой чувствительности они не требуют для работы водородно-азотной смеси, имеют сравнительно небольшую массу и габариты. Их можно использовать как при контроле плотности газопроводов, так и при определении мест утечек газа. В газовых хозяйствах страны успешно применяют импортные высокочувствительные газоиндикаторы типа «Универсал» и «Вариотек».

Утечки газа больше всего наблюдаются в местах повреждения антикоррозийной изоляции газопроводов, поэтому при определении утечек газа сведения о состоянии изоляционных покрытий имеют важное значение. Для этих целей наиболее эффективной является отечественная аппаратура АНПИ, позволяющая проверять изоляцию газопроводов, проложенных под усовершенствованными покрытиями.

Лазерная передвижная лаборатория на базе автомобиля УАЗ-452. Кузов автомобиля разделен перегородкой на два отсека: агрегатный и приборный. Верхняя часть перегородки, разделяющая кабину водителя и кузов, снята. Боковые стенки, потолок и пол приборного отсека покрыты теплоизоляционным и облицовочным материалом. В приборном отсеке установлены анализатор ЛГА, воздухозаборник, выносное пробоотборное устройство, кресло и два ящика, в которые укладывают газоанализатор и другие контрольно-измерительные приборы. В агрегатном отсеке расположены бензиновый электроагрегат, побудитель расхода и огнетушитель.

В передней части автомобиля на раме установлен кронштейн для крепления пробоотборных устройств, которые гибким шлангом соединяются с системой ЛГА и с побудителем расхода. Приборный и агрегатный отсеки вентилируются через жалюзи и отверстия в боковых стенках кузова. Принцип работы лаборатории основан на измерении поглощения инфракрасного излучения метаном. В качестве источника излучения используется лазер (квантовый генератор), излучающий на длине волны 3,39 мкм. Применение лазера обеспечивает высокую избирательность системы ЛГА. Порядок анализа следующий. Через пробоотборное устройство и устройство пробоподготовки с помощью побудителя расхода засасывают пробу воздуха в измерительную камеру. При этом излучение лазера разделяется на два луча — опорный и измерительный. Измерительный луч, прежде чем попасть на фотоприемник, проходит через измерительную камеру.

Поглощенное пробой излучение (измерительный луч) пропорционально концентрации метана в анализируемой пробе. С фотоприемника сигналы поступают в измерительный блок, в котором происходит преобразование и сравнение опорного и измерительного сигналов.

Переносной индикатор утечки газа «Универсал» (рис. 25). Предназначен для обнаружения мест утечек газа из подземных газопроводов, а также для обнаружения неплотностей швов, фланцевых и сварных соединений наружных газопроводов и газовой арматуры. Индикатор выполнен не во взрывобезопасном исполнении, поэтому использование его в помещениях с взрывоопасной концентрацией газа не допускается. Работа прибора основана на принципе отсасывания воздуха с поверхности грунта, вдоль которого проложен газопровод. При наличии утечки из подземного газопровода струя газа расширяется к поверхности грунта. Вследствие этого концентрация газа над местом повреждения (в центральной части) будет выше, чем на периферии зоны его распространения.

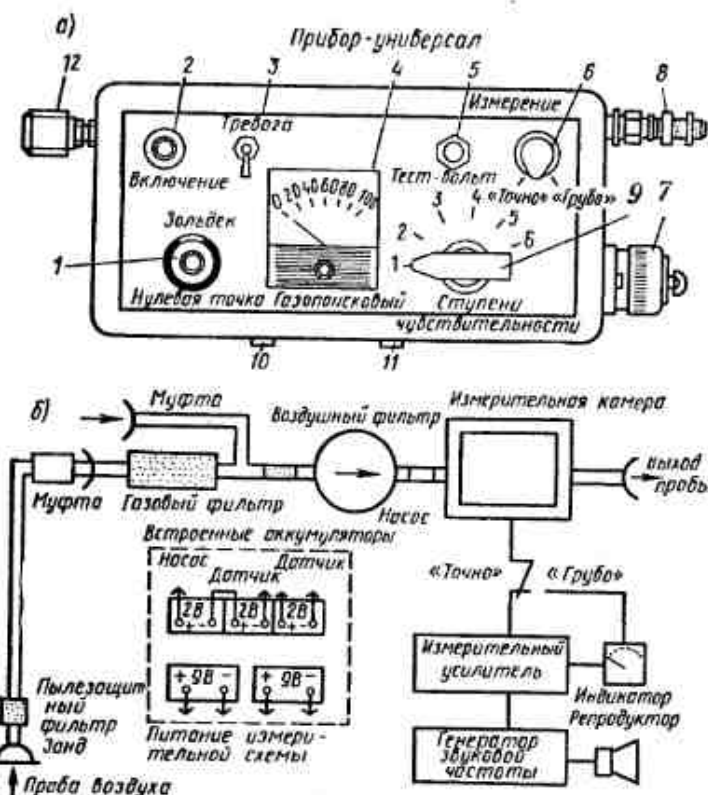


Рис. 25. Переносной индикатор утечки газа «Универсал»:

а — общий вид прибора: 1 — прецизионный потенциометр, 2 — кнопка сигнализации, 3 — тумблер включения звуковой сигнализации, 4 — стрелочный индикатор, 5 — кнопочный включатель, 6 — переключатель диапазонов, 7 — переключатель, 8 — муфта, 9 — шестиконтактный разъем, 10, 11 — отверстия, 12 — муфта; б — функциональная схема прибора

На рис. 25 приведены общий вид и функциональная схема прибора. Прибор и передняя стенка прибора съемные и крепятся винтами к корпусу, чтобы при необходимости был обеспечен доступ к узлам прибора. На боковых стенках корпуса штифтами прикреплены наплечные ремни. На лицевой панели прибора расположены:

стрелочный индикатор 4 со шкалой на 100 усл. ед. На шкале между отметками деления 80 и 100 усл. ед. имеется сплошная линия, служащая для контроля степени зарядки аккумулятора; кнопка 2 для включения прибора; тумблер «Тревога» 3 для включения звуковой сигнализации; прецизионный потенциометр 1 для установки нулевой точки прибора;

кнопочный включатель «Тест-вольт» 5 для контроля рабочего напряжения аккумуляторов;

переключатель диапазона 6 «Грубо», «Точно»;

переключатель чувствительности 7 на шесть ступеней чувствительности;

быстродействующая муфта 12 для подключения пробозаборного шланга при работе в режиме измерений «Грубо». В стенке прибора имеется отверстие, через которое выходит в атмосферу проба воздуха;

торцовая муфта 8 для подключения пробозаборного устройства. Внутри прибора обе муфты соединены с гильзой-фильтром. В нерабочем состоянии прибора обе муфты находятся в закрытом состоянии, что обеспечивает герметичность газовой системы прибора;

отверстия 10 и 11 в стене прибора обеспечивают доступ к потенциометрам грубой регулировки нуля прибора.

Установка нуля прибора и ступени чувствительности. Прибор может работать в режимах «Грубо» и «Точно». При работе в режим «Грубо» стрелка индикатора в исходном состоянии находится в левом крайнем положении шкалы. Переключатель «Ступени чувствительности» и регулятор установки нулевой точки при этом не задействованы. Таким образом, фиксация наличия утечки и оценки ее величины производятся по относительному отклонению стрелки индикатора.

В режиме «Точно» чувствительность прибора может изменяться в шести диапазонах. Это достигается с помощью переключателя «Ступени чувствительности». При этом в зависимости от предполагаемой концентрации газа выбирается чувствительность от 1 до 6. При необходимости более точного определения концентрации газа в пробе следует пользоваться газоанализатором.

Принцип работы прибора. Проба воздуха с помощью встроенного насоса подается в измерительную камеру, в которой имеется чувствительный датчик. Если в пробе воздуха есть следы газа, то проводимость чувствительного элемента изменится, а возникающий при этом электрический сигнал усиливается в усилителе и фиксируется стрелочным индикатором. Одновременно возможна звуковая индикация в виде сигнала в репродукторе.

Для подготовки прибора к работе необходимо:

соединить заборный шланг с торцовой муфтой;

включить прибор и проверить величину напряжения аккумуляторов;

установить переключатель режимов в положение «Точно», а переключатель «Ступени чувствительности» на диапазон 6;

обеспечить поступление в прибор чистого воздуха, регулятором «Нулевая точка» проверить установку нулевой точки во всех диапазонах до 1 и устойчивость положения стрелки в нулевом положении;

проверить плотность газовой системы;

проверить действие звуковой сигнализации, для чего включить тумблер «Тревога» и регулятором «Нулевая точка» установить стрелку индикатора посередине шкалы;

включить звуковую сигнализацию и прибор.

Проверка подземных газопроводов. До начала работ необходимо уточнить место прокладки газопровода, отметить те места, где требуется повышенное внимание оператора. Зону загазованности грунта определяют путем медленного (около 2 км/ч) перемещения тележки с заборником вдоль трассы газопровода и фиксации показаний стрелочного индикатора. Одновременно при обходе трассы необходимо проверить загазованность газовой колодцев, контрольных трубок и других сооружений, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода. Особое внимание обращают на места возможного выхода газа на поверхность.

Последовательность действий при проверке:

уточнить места прокладки газопровода и выбрать начальную точку обхода трассы;

включить прибор и проверить его работоспособность;

установить переключатель режимов в положение «Точно», а переключатель диапазонов чувствительности в положение 1;

включить (при необходимости) звуковую сигнализацию;

начать обход трассы и внимательно следить за работой прибора;

при отклонении стрелки индикатора зафиксировать место, отойти назад на несколько метров и продуть прибор чистым воздухом до тех пор, пока стрелка индикатора не станет в нулевое положение;

установив переключатель диапазонов в положение 2, передвинуть тележку к зафиксированному месту. Если нарастание сигнала повторится, то, изменяя позиции чувствительности (3, 4, 5, 6) и повторяя действия, определить максимально устойчивое положение чувствительности прибора;

путем круговых перемещений тележки в данной зоне, изменяя диапазоны чувствительности индикатора вплоть до 1, определить зону загазованности грунта;

после обнаружения зоны загазованности, являющейся следствием предполагаемой утечки газа из газопровода, необходимо проверить ближайшие сооружения (подвалы, колодцы и др.)

с целью определения степени загазованности. Для этого можно использовать газоиндикаторы типа ПГФ;

в зоне загазованности определить локальную зону максимальных показаний прибора;

для обнаружения места повреждения газопровода в зоне предполагаемой утечки газа пробурить отверстия через 20 см на глубину, превышающую толщину дорожного покрытия. Опуская заборный шланг в эти отверстия, определить место наибольшей концентрации газа;

путем анализа результатов работ установить предполагаемое место повреждения газопровода и принять решение о вскрытии траншеи и производстве ремонтных работ.

Обнаружение утечки газа из соединений наружных газопроводов и газовой арматуры. Рекомендуется следующий режим работы прибора: установить переключатель режимов в положение «Точно»; переключатель 7 диапазонов чувствительности в положение 6; пробозаборный шланг соединить с торцевой муфтой.

Поиск места утечки газа проводят, перемещая пробозаборный шланг вдоль предполагаемого места повреждения газопровода или арматуры. Для обнаружения утечек газа в труднодоступных местах рекомендуется изготовить стержневые пробозаборники из медных, латунных или пластмассовых трубок. Форму и размер наконечников выбирают в зависимости от конкретных условий работы.

Аппаратура для нахождения мест повреждения изоляции газопроводов (АНПИ) разработана саратовским «Гипронингаз» и предназначена для нахождения мест сквозных повреждений изоляции строящихся и эксплуатируемых подземных металлических газопроводов, уложенных под различными видами дорожных покрытий, без вскрытия грунта. Может быть использована также для определения местоположения и глубины прокладки газопроводов, а также для определения местоположения силового электрического кабеля под нагрузкой. Аппаратура обеспечивает максимальный радиус действия при проверке изоляции газопроводов: для эксплуатируемого 500 м, для строящегося 2000 м, при этом точность определения места повреждения составляет 0,5 м. Успешно зарекомендовала себя при работе на открытом воздухе при относительной влажности не более 80% и при температурах от -20 до $+35$ °C. При этом проверяемый газопровод при минусовых температурах может находиться в талом грунте, а толщина его промерзания не должна превышать 10 см.

Аппаратура состоит из генератора, приемника и аккумуляторных батарей. Генератор смонтирован в переносной металлический корпус, в котором имеется отсек для размещения приемника.

Питание генератора осуществляется от аккумуляторной батареи, находящейся в отдельном деревянном ящике.

Приемник вместе с источником питания смонтирован в отдельном металлическом корпусе и представляет собой избирательный усилитель с высокоомным входом. В приемнике имеются звуковая и визуальная индикация принимаемого сигнала.

Для текущего и периодического контроля технического состояния газопроводов взамен трудоемких и малоэффективных методов бурового и шурфового осмотров вначале использовались импортные приборы типа «Универсал», «Вариотек» и др., а затем наряду с ними — целая гамма отечественных приборов.

Для поиска трассы газопроводов, а также сооружений на них (холодцев, крышек люков) были разработаны и внедрены в практику работы газовых хозяйств трассоискатель типа ВТР и металлоискатель типа МИ-2 со звуковой индикацией и управляемым порогом срабатывания. В последние годы была разработана более современная конструкция металлоискателя типа М-90 со звуковой и стрелочной индикацией, позволяющая обнаруживать газопровод и сооружения на глубине до 1,1 м. Для этих целей используются также импортные (Германия) приборы: металлодетектор типа ГА-52 массой 1,3 кг и глубиной поиска до 2 м, феррафон для электронного поиска металлических объектов на глубине до 2,5 м. Разработана отечественная конструкция высокочувствительного газоиндикатора типа ГИВ-05 с полупроводниковым датчиком и адсорбционным фильтром, позволяющая нейтрализовать влияние углеводородов тяжелее метана на результаты измерения.

Новой модификацией этого прибора является ГИВ-М на интегральных микросхемах с полуавтоматическим обнулением и улучшенными характеристиками.

Для точного определения места утечки газа методом зондового бурения институтом «Гипронингаз» разработана новая конструкция газоискателя типа ГИ. Принцип его действия — акустический.

Для контроля загазованности помещений и сооружений на газопроводах широкое применение нашли газоиндикаторы типа ПГФ и его различные модификации с диапазоном измерений от 0,3 до 4,5% по объему. В дальнейшем ПГФ был заменен на эксплозиметр типа ЭТХ-1 с диапазоном измерений от 0 до 5% нижнего предела взрываемости и сигнализатор СТХ-5А во взрывозащитном исполнении с термokatалитическим датчиком и диапазоном измерений от 5 до 50% нижнего предела взрываемости.

В газовых хозяйствах нашли применение также шахтные интерферометры типа ШИ (3, 5, 8, 10). Принцип действия этих

переносных оптических приборов основан на измерении смещения интерференционной картины вследствие изменения состава воздуха при его насыщении газом. Недостатком этих приборов является то, что они указывают лишь на изменение состава воздуха, и только при отборе проб из сооружений по шкале можно определить концентрацию газа от 0 до 6% по объему. У них также малоэффективна система отбора проб газозооной смеси.

Разработана серия малогабаритных теченскаелей газа: ТТГ-90, ТИГ-1, ТГ-2В и др.

Эти приборы имеют малую чувствительность (0,01%), допустимый диапазон концентрации от 0 до 100%, взрывозащищенное исполнение и небольшую массу (до 0,6 кг).

4.5. РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ

Ремонтные работы представляют собой совокупность мер по поддержанию газопроводов и других сооружений в состоянии технической готовности и по сохранению у них необходимых эксплуатационных качеств. Это достигается с помощью системы **планово-предупредительного ремонта**, которая представляет собой комплекс периодически осуществляемых организационно-технических мероприятий по надзору и уходу за сооружениями, по проверкам оборудования и производству всех видов ремонта. Система планово-предупредительного ремонта предусматривает выполнение профилактических работ, текущего и капитального ремонта.

К профилактическим работам относятся периодические осмотры и наблюдение за состоянием газопроводов и сооружений, а также устранение мелких неисправностей, выявленных в процессе осмотра.

Текущий ремонт заключается в устранении небольших неисправностей и повреждений газопроводов сооружений, а также в проведении ревизии отдельного оборудования.

К капитальному ремонту относятся работы, в процессе которых производится смена изношенных узлов и деталей, разборка оборудования, замена отдельных участков газопровода. При капитальном ремонте устраняется износ и восстанавливается первоначальное состояние газопроводов и оборудования.

Планово-предупредительный ремонт газопроводов и сооружений на них производится в соответствии с годовым планом, который разрабатывается за 3 мес. до начала работ. Этим планом определяются объем и стоимость ремонтно-профилактических работ, трудовые затраты и продолжительность ремонта объектов.

Все работы по текущему ремонту можно подразделить на профилактический ремонт, выявляемый в процессе эксплуатации и планируемый заранее по объему и времени его выполнения; непредвиденный ремонт, выполняемый в срочном порядке и заключающийся в срочном исправлении повреждений, которые не могут быть заранее обнаружены и устранены при профилактическом ремонте.

К текущему ремонту относятся следующие работы:

- устранение мелких дефектов и утечек газа на арматуре, ремонт разрывов стыков вваркой катушек, ремонт отдельных мест повреждений изоляции;

- усиление сварных стыков на газопроводах с давлением газа до 0,3 МПа путем установления на стык муфт с гофрами, усиление сварных стыков лепестковыми муфтами на газопроводах с давлением газа свыше 0,3 МПа, ремонт стыков газопроводов с давлением до 0,3 МПа путем наварки лепестковых муфт;

- устранение провеса газопроводов, снежно-ледяных и кристаллогидратных закупорок, удаление конденсата путем заливки растворителя в газопровод;

- окраска надземных газопроводов, приведение в порядок настенных указателей, закрепление опор и креплений надземных газопроводов;

- очистка колодцев от грязи, проверка состояния крышек колодцев, устранение перекосов и других неисправностей, проверка и закрепление лестниц и скоб;

- ремонт стенок колодцев, восстановление отмостки; уплотнение крышек газовых колодцев;

- проверка, осмотр и чистка задвижек и компенсаторов, смазка червяка задвижки, проверка и набивка сальника, проверка исправности приводного устройства, проверка плотности соединений задвижек и компенсаторов;

- устранение перекосов крышек и коверов, проверка плотности резьбовых соединений, смазка резьбы пробок и кранов, устранение повреждений оголовков стояков конденсатосборников, гидрозатворов и контрольных трубок;

- очистка конденсатосборников от грязи подачей через стояк воды с последующим удалением осадка насосом; замена неисправных деталей конденсатосборников и гидрозатворов.

Наибольшее количество механических повреждений приходится на газовые вводы.

Характер дефектов сварных соединений на подземных газопроводах показывает, что при разрушениях сварных соединений на прямолинейных участках газопроводов, когда в обе стороны от поврежденного шва на расстоянии 150—200 мм не имеется отводов, поворотов и других компенсирующих уст-

ройств, наблюдается полный разрыв стыка. На дворовых и внутриквартальных газопроводах низкого давления, имеющих достаточно разветвленный характер и большое количество поворотов и отводов, основным дефектом являются трещины.

Механические повреждения встречаются также на газопроводах, выполненных из неметаллических труб. В качестве временной, но быстрой меры по ликвидации утечки газа из пластмассовых газопроводов допускается применение металлических хомутов и муфт с резиновым уплотнением, липкой синтетической ленты или глиняного пластыря.

При наличии мелких трещин полиэтиленовые газопроводы ремонтируют путем заварки дефектных мест без замены поврежденного участка. При значительных механических повреждениях полиэтиленовых труб (трещины длиной более 35 мм, проколы диаметром более 35 мм и др.), а также при разрыве сварных стыков ремонт проводят путем вырезки дефектных участков и сварки полиэтиленовых катушек длиной не менее 500 мм.

При проломе чугунных крышек колодцев можно повредить арматуру, установленную в верхней части. Стальные крышки могут продавливаться, в результате чего болт, который крепит крышку к корпусу ковера, изгибается и может повредить арматуру. Крышки ломаются чаще всего в тех местах, где коверы установлены не в одной плоскости с дорожным покрытием.

В тех местах, где газопроводы проложены вблизи трамвайных путей или под трассой троллейбуса, могут наблюдаться случаи вибрационного колебания дорожного покрытия, которое может передаваться на газопроводы и стать причиной разрыва стыков.

Наибольшая опасность повреждения газопровода возникает при производстве строительных работ вблизи него экскаваторами или бульдозерами.

Ремонт запорных устройств. Характерные неисправности запорных устройств: утечки газа в сальниках и во фланцевых соединениях.

В процессе эксплуатации задвижек и кранов могут быть такие неисправности, как отрыв фланца, поломка нажимной буксы сальника или крышки сальника самосмазывающего крана, трещины в корпусе задвижек. Утечки газа, связанные с этими неисправностями, чрезвычайно опасны и могут вызвать серьезные аварии.

Утечки во фланцевых соединениях устраняют подтягиванием болтов или сменой прокладок. Перед установкой новых прокладок фланцы очищают от сурика, белил и прилипших остатков старых прокладок. Работы производят при низком давлении газа с соблюдением мер безопасности. Утечки газа в сальниках устраняют подтягиванием сальника или сменой сальниковой набивки.

Большинство утечек связано с тем, что сальник набит не специальной набивкой, а обыкновенной паклей, смазанной тавотом или солидолом. Такая набивка не долговечна. Имеет значение и равномерное натяжение нажимной буксы с помощью накладных болтов. Односторонняя перетяжка болтов может вызвать надлом фланца буксы и привести к утечке газа.

Необходимо следить за тем, чтобы сальник не был сильно затянут, так как это может привести к изгибу шпинделя и выходу из строя задвижки. Неравномерная затяжка сальника вызывает смещение шибера задвижки, что приводит к отрыву их от заклинивающего устройства. Если задвижка закрыта не полностью и для закрытия или открытия не требуется приложить большого усилия, то необходимо проверить шпиндель задвижки, который может оказаться погнутым. В этом случае шпиндель необходимо заменить новым или полностью заменить задвижку.

Могут быть случаи, когда задвижка легко закрывается, шпиндель исправен, но не достигается герметичности при отключении. Это происходит потому, что задвижки эксплуатируются с не полностью открытыми заборными дисками, и под действием механических примесей, содержащихся в газе, и напора газа нижняя часть дисков стачивается, вследствие чего невозможно добиться герметичности отключения. Характерным повреждением чугунных задвижек являются различного рода трещины во фланцах и в корпусе. Эти задвижки не подлежат ремонту, а заменяются новыми.

Новую задвижку устанавливают вместе с компенсатором. При этом гайки на стяжных болтах освобождают таким образом, чтобы обеспечить полную работоспособность компенсаторов. Перед установкой компенсатора производят предварительную растяжку и сжатие компенсатора с учетом температуры окружающего воздуха. Характерными неисправностями компенсаторов являются утечки газа из межфланцевых соединений. Эти утечки возникают вследствие действия периодически повторяющихся растягивающих и сжимающих нагрузок, которые приводят к ослаблению болтовых креплений фланцев и могут вызвать срыв резьбы у болтов.

Ремонт конденсатосборников. Наибольшее количество утечек газа из конденсатосборников и гидрозатворов приходится на резьбовые соединения и краны. Причиной утечки газа могут быть стояки конденсатосборников и гидрозатворов. Их изготавливают из бесшовных горячекатаных или холоднокатаных труб, к которым снизу крепят корпус конденсатосборника или гидрозатвора. Изготовление стояков из шовных труб приводит к тому, что при нарезке резьбы, сварке и обрезке трубы продольный шов стояка дает трещины, что сопровождается интенсивным выходом газа в окружающее пространство.

Трещины продольного шва стояка могут образоваться и в результате изгиба стояка под действием динамических нагрузок, передаваемых при просадках ковра от движущегося транспорта. При осмотрах трассы и арматуры необходимо *обращать внимание на то, чтобы верхняя часть стояка не была зажата в горловине основания ковра*. Для этого периодически внутреннюю полость ковра следует очищать от снега, льда и грязи. Стояк конденсатосборника и конденсатосборник из-за наличия в них влаги подвергаются коррозии, что также приводит к утечкам газа.

Характерные признаки наличия дефектных отверстий в конденсатосборниках: выделение пены при откачке конденсата, загрязнение конденсата окружающим грунтом, трудность откачки конденсата, недостаточная степень вакуума при работе насоса. Ремонт конденсатосборников и гидрозатворов, поврежденных коррозией, практически сводится к их замене новыми. Ремонт стояков связан с трудоемкими операциями по вскрытию дорожного покрытия, раскопке грунта, снятию ковра и т. д.

На рис. 26 показан набор инструментов для ремонта стояков конденсатосборников низкого давления, состоящий из трех приспособлений: торцового ключа, трубореза и клупса. С помощью торцового ключа снимают муфты. Для этого ключ надевают головкой на муфту, поворотом рукоятки опускают клин и плотно прижимают им сухарь к муфте. Ключ вращают с помощью воротка, надеваемого на квадратную головку шпинделя.

Далее приступают к отрезке стояка с помощью трубореза. Режущей частью трубореза служит ролик. Перед установкой трубореза на стояк необходимо вращением рукоятки подачи установить клин в крайнее верхнее положение, вследствие чего под действием пружины режущий ролик выходит из пустотелой полости головки. Перед отрезкой стояк предварительно очищают от изоляции. Труборез вращается с помощью воротка. Вращением рукоятки опускают клин и создают нажим ролика на стояк.

Для разметки стояка используют стержень-ограничитель, имеющий нарезку с одного конца. Перемещением гайки по резьбе стержня устанавливают длину отрезаемой трубы. Для нарезки резьбы на стояке используют торцовый клупп. Для этого плашку вставляют в гнездо корпуса клуппа и зажимают ее направляющей гайкой. Для наращивания стояков гидрозатворов и конденсатосборников часто производят раскопку и снятие ковра.

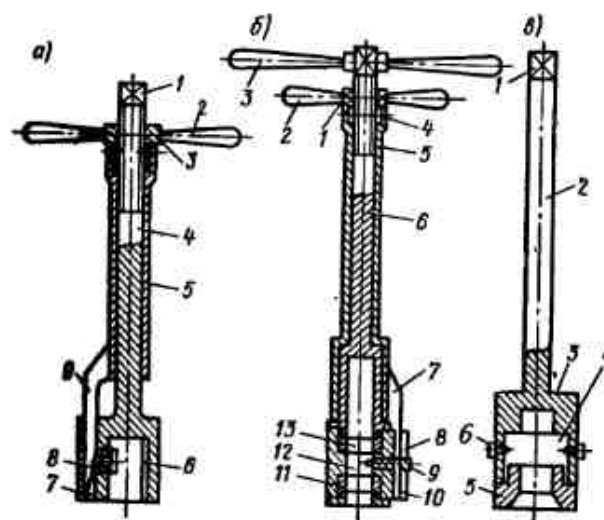


Рис. 26. Набор инструментов для ремонта стояков конденсатосборников низкого давления:

а — торцовый ключ: 1 — квадрат для воротка, 2 — рукоятка подачи, 3 — гайка, 4 — шпиндель, 5 — трубка подачи, 6 — ребро, 7 — головка ключа, 8 — сухарь, 9 — клин; б — труборез: 1 — гайка подачи, 2 — рукоятка подачи, 3 — вороток, 4 — стопор гайки, 5 — трубка подачи, 6 — шпиндель, 7 — клин, 8 — режущий ролик, 9 — державка ролика, 10 — гайка направляющая, 11 — кольцо скольжения, 12 — головка, 13 — кольцо скольжения; в — торцовый клупп: 1 — квадрат для воротка, 2 — штанга, 3 — корпус клуппа, 4 — гнездо для плашки, 5 — направляющая гайка, 6 — стопорный болт

В конденсатосборниках высокого давления наблюдаются утечки газа через краны с недостаточной герметичностью, чаще через пробковые краны, особенно когда пробки в них плохо притерты. Утечки газа могут произойти и в том случае, когда пробка крана срабатывается неравномерно или когда гайка на хвостике не обеспечивает достаточного натяжения.

Для предотвращения утечки газа через негерметичный (неуплотненный) кран в свободную муфту его ввертывают глухую пробку, которую при пользовании краном вывертывают, а по окончании — ставят на место. Небрежное выполнение этих операций также может вызвать утечки газа.

Капитальный ремонт газопроводов и сооружений осуществляют за счет предназначенных для этих целей амортизационных отчислений.

Работы, выполняемые при капитальном ремонте:

замена изоляции газопроводов, восстановление стенки трубы с заменой изоляции, наложение заплат, вырезка и врезка новой катушки, замена отдельных участков труб;

ремонт кирпичной кладки колодцев с разборкой и заменой перекрытия, ремонт гидроизоляции и оштукатуривание колодцев, смена лестниц и ходовых скоб, наращивание высоты колодцев;

вынос отдельных участков газопроводов на фасады зданий; разборка задвижек, смена износившихся деталей, шабровка, расточка или замена уплотнительных колец, смазка;

замена износившихся задвижек; демонтаж или замена конденсатосборников и гидрозатворов, ремонт и замена коверов;

прокладка отдельных участков газопроводов.

Необходимость капитального ремонта полиэтиленовых газопроводов определяют при обнаружении растрескивания полиэтиленовых труб, дефектов сварных соединений и других явлений. В состав работ по капитальному ремонту полиэтиленовых газопроводов входят: замена участков трубы и стыков с дефектами, ремонт арматуры, переходов, колодцев и др.

4.6. НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ПОДГОТОВКА ИХ К РАБОТЕ В ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ

Надежностью систем газораспределения называют способность их транспортировать потребителям необходимое количество газа с соблюдением заданных параметров. Основным параметром для городских систем газораспределения является давление газа. Характерной особенностью систем газораспределения является непрерывность работы. По мере увеличения срока эксплуатации газопроводов и сооружений на них повышается вероятность отказа элементов газоснабжения. Снижение качества газовой системы проявляется в сокращении количества подаваемого газа или в снижении его давления ниже нормального.

Основным способом повышения надежности подземных газопроводов является прокладка параллельных ниток газопроводов и кольцевых (закольцованных) сетей. Для небольших городов и населенных пунктов сооружают преимущественно тупиковые сети. Для больших городов сооружают кольцевые сети, а наиболее ответственные участки выполняют в параллельном двухниточном исполнении. При аварийных ситуациях предусматривается снижение подачи газа потребителям, при этом степень снижения подачи отдельным потребителям определяется исходя из технологических особенностей производства и экономических соображений. Резерв пропускной способности закольцованных газопроводов зависит от допустимого снижения подачи газа различным потребителям в период аварийных ситуаций.

Надежность систем газораспределения характеризуется также их долговечностью и ремонтнопригодностью. Долговечностью элементов системы газоснабжения называют их способность к длительной эксплуатации.

Ремонтнопригодностью называют приспособленность элементов системы к предупреждению, обнаружению и устранению неисправностей. Ремонтнопригодность характеризуется материальными затратами и продолжительностью производства ремонтных работ. Газопроводы и сооружения на них обладают свойством ремонтнопригодности, и лишь в некоторых случаях необходима замена отдельных участков газопровода.

Плановый ремонт организуют так, чтобы не была нарушена нормальная работа системы. В случае отказа отдельных элементов системы газоснабжения ремонт и ликвидация аварийной ситуации должны проводиться в кратчайший срок.

Для повышения надежности сетей низкого давления их выполняют путем закольцовки основных газопроводящих линий и предусматривают несколько точек питания (ГРП). Значительная часть ремонтных работ на газопроводах низкого давления производится без отключения потребителей, и необходимость отключения большой группы потребителей встречается довольно редко. Кроме того, для отключения газовых сетей отдельных микрорайонов предусматривают специальные устройства. Газопроводы низкого давления имеют более высокую надежность, чем газопроводы среднего и высокого давления.

Система газораспределения города строится по принципу двойного питания крупных потребителей и ГРП небольших потребителей. Благодаря этому при выходе из строя одной линии питания потребители будут снабжаться газом от другой.

Для газопроводов среднего и высокого давлений принцип двойного питания осуществляется их закольцовкой, что обеспечивает двустороннее питание потребителей. При наличии в городе нескольких ступеней давления, по которым последовательно транспортируется газ, для многостороннего питания газопроводы соединяют между собой в нескольких точках.

Подготовка систем газораспределения к работе в зимних условиях

Для подготовки к работе в зимних условиях каждое предприятие газового хозяйства разрабатывает план организационно-технических мероприятий.

Можно отметить следующие основные мероприятия по подготовке систем газораспределения к работе в зимних условиях:

1. Очистка газовых колодцев от воды и грязи, проверка состояния запорной арматуры и конденсаторов, их окраска, обновление настенных указателей.

2. Разработка и согласование с предприятиями, потребляющими газовое топливо, графиков ограничения и очередности подачи газа в осенне-зимний период. Разработка и согласование планов взаимодействия с соответствующими службами (пожарной охраной, скорой помощью, милицией и др.) в период аварий в системах газоснабжения.

3. Обеспечение противопожарной безопасности.

4. Проверка готовности к замене газовых трестов, хозяйств и ведомственных газовых служб. Проведение семинара-совещания с ответственными за газовое хозяйство (представителями ведомств и предприятий) по вопросам обеспечения безопасной эксплуатации систем газоснабжения.

5. Завершение работ по диагностированию подземных газопроводов с помощью приборных методов или опрессовки.

6. Уточнение маршрутных карт, нанесение места отбора проб воздуха в подвалах зданий.

7. Проверка состояния насосов для откачки конденсата: создание необходимого запаса метана для устранения закупорок на газопроводе.

8. Проведение ремонта и наладки установок защиты газопроводов от коррозии.

9. Проверка состояния систем газоснабжения коммунально-бытовых предприятий, отопительных котельных жилых домов и других предприятий с сезонным потреблением газа. Контроль за своевременным представлением актов о проверке и прочистке дымоходов и вентиляционных каналов.

10. Проведение переосвидетельствования емкостей групповых резервуарных установок. Проведение ревизии подземных газопроводов, обвязка резервуаров по жидкой фазе, установка дополнительных контрольных трубок под сварными стыками обвязки жидкой фазы, проверка контрольных трубок на проходимость.

11. Проверка качества заделки швов между фундаментами зданий и стеновыми панелями подвалов, наличия герметизации вводов инженерных коммуникаций в подвалы помещений, принятие в случае необходимости соответствующих мер.

12. Проведение соответствующих работ по устранению образования конденсатов и закупорок на цокольных вводах и фасадных газопроводах сжиженного газа.

13. Проведение ремонта ГРП, ревизия оборудования и арматуры, проверка и клеймение контрольно-измерительных приборов, настройка регуляторов и предохранительных устройств на зимний режим работы, подготовка к работе систем отопления.

14. Завершение работ по капитальному ремонту газопроводов и сооружений.

15. Проверка состояния и работоспособности сигнализаторов загазованности помещений и сигнализаторов концентрации газа, установленных на газонаполнительных станциях и пунктах.

16. Оработка планов и схем систем газоснабжения по каждому населенному пункту, определение мест отключения газа на отдельных участках в случае аварии.

ГЛАВА 5

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ

5.1. УСТРОЙСТВО ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ

Газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ) являются автоматическими устройствами и выполняют следующие функции:

снижают давление газа, поступающего из газопровода, до заданной величины;

поддерживают заданное давление на выходе независимо от изменений потребления газа и его давления перед регуляторными пунктами и установками;

прекращают подачу газа при повышении или понижении давления после регуляторных пунктов и установок сверх заданных пределов;

очищают газ от механических примесей;

производят учет количества газа.

ГРП, как правило, размещают в отдельно стоящих зданиях или специальных шкафах. Здание ГРП должно быть надземным, одноэтажным, из огнестойких материалов I и II степени огнестойкости. Перекрытие здания делается из легких материалов. Допускается перекрытие из сборного железобетона, но при этом площадь оконных проемов должна быть 500 см^2 на 1 м^3 объема помещения. Эти меры необходимы для предотвращения разрушений в случае взрыва газозооушной смеси внутри здания.

Помещение должно быть достаточно просторным, чтобы к приборам был свободный доступ и имелась свободная площадь для выполнения различного рода ремонтных работ. Помещение ГРП должно освещаться естественным (через окна) и искусственным (электрическим) светом. Электрическое освещение выполняют во взрывобезопасном исполнении. Допускается кососвет, т. е. освещение помещения рефлекторами, установленными снаружи помещения.

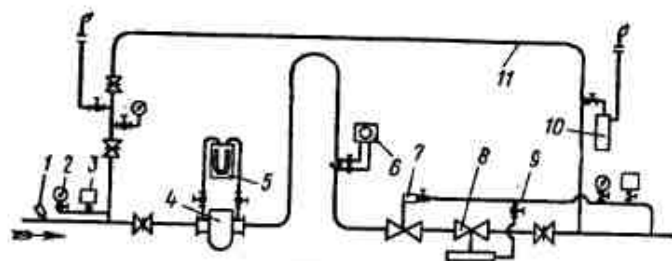


Рис. 27. Принципиальная схема ГРП:

1 — термометр, 2 — показывающий манометр, 3 — регистрирующий манометр, 4 — фильтр, 5 — жидкостный манометр (для фильтра), 6 — узел замера расхода газа, 7 — предохранительно-запорный клапан, 8 — регулятор давления, 9 — импульсный газопровод выходного давления, 10 — гидравлическое сбросное устройство, 11 — обводной газопровод

Вентиляция помещения ГРП должна быть естественной и обеспечивать трехкратный воздухообмен в 1 ч. Приток свежего воздуха осуществляется через жалюзийную решетку, а вытяжка — через дефлектор в перекрытии помещения. Помещение ГРП можно отапливать водяными или паровыми (с низким давлением пара) системами от близлежащей котельной или от автоматических газовых водонагревателей, расположенных в пристройке. Отопление должно обеспечивать температуру в помещении ГРП не ниже 5 °С. Помещение ГРП оборудуют пожарным инвентарем (ящиком с песком, огнетушителями и т. п.).

На вводе и на выходе газопровода из ГРП на расстоянии не менее 5 и не более 100 м от него устанавливают отключающие устройства.

На рис. 27 показана принципиальная схема ГРП, которая обеспечивается следующим оборудованием: регулятором давления 8, предназначенным для понижения давления газа и поддержания его на заданном уровне; предохранительно-запорным клапаном 7, установленным перед регулятором давления и предназначенным для автоматического отключения подачи газа потребителям при выходе из строя регулятора; сборным устройством 10, служащим для сброса в атмосферу части газа при повышении выходного давления на 5% выше установленного; фильтром 4 для очистки газа от механических примесей; отключающими устройствами; контрольно-измерительными приборами, обеспечивающими замер давлений газа до и после фильтра и регулятора. В комплект контрольно-измерительных приборов могут входить газовый счетчик, приборы телемеханики; обводным газопроводом (байпасом) для обеспечения подачи газа к потребителям при ремонте оборудования ГРП.

5.2. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

Регуляторами давления называют устройства, служащие для автоматического поддержания давления газа на заданном уровне. Они являются важнейшими приборами ГРП и ГРУ, от их работы зависит бесперебойная подача потребителям газа заданного давления.

Регуляторы подразделяют:

по принципу действия — прямого и непрямого действия, причем регуляторы прямого действия подразделяются на пилотные и беспилотные. Пилотные регуляторы имеют управляющее устройство в виде небольшого регулятора, который называется пилотом;

по конструкции дроссельного органа — с односедельными и двухседельными клапанами или заслонкой, а также с твердыми или мягкими клапанами;

по конструкции импульсных элементов — мембранные и поршневые;

по конструкции управляющих элементов — грузовые, пружинные и пневматические;

по величине регулируемого давления.

Рассмотрим принципиальную схему автоматического регулирования давления газа на выходе из ГРП в зависимости от потребления газа (рис. 28).

По подводящему газопроводу 3 газ определенного давления через регулирующий клапан 2 регулятора подается в отводящий коллектор 1, из которого направляется потребителям через газопровод 5. Система автоматического регулирования должна поддерживать давление на выходе из регулятора по возможности близким к постоянному (независимо от потребления газа). Давление газа в коллекторе 4 зависит от разности между притоком и потреблением газа. Если приток и потребление газа равны между собой, то давление газа в коллекторе будет постоянным.

Для поддержания постоянного давления необходимо увеличить подачу газа в коллектор или уменьшить потребление газа с помощью системы регулирования.



Рис. 28. Принципиальная схема автоматического регулирования давления газа:

1 — коллектор, 2 — регулирующий клапан, 3 — подводящий газопровод, 4 — мембранное устройство, 5 — отводящий газопровод

В регуляторах прямого действия изменение давления газа на выходе из ГРП через чувствительный элемент создает усилие, необходимое для управления регулирующим органом. Он представляет собой дроссельное устройство, приводимое в действие мембраной, находящейся под воздействием регулируемого давления.

Принципиальная схема регулятора давления прямого действия показана на рис. 29. Основными элементами этого простейшего регулятора являются клапан 2, седло 3 и рабочая мембрана 6. Газ с начальным давлением поступает в подводный патрубок регулятора 4, проходит через седло клапана и направляется к отводящему патрубку 1. Регулятор поддерживает после себя (на выходе) постоянное давление при переменном потреблении. При изменении потребления (расхода) газа изменяется и давление на выходе, которое воздействует на мембрану 6 снизу. При увеличении потребления газа давление на выходе сначала несколько падает и соответственно уменьшается давление газа на мембрану снизу. В результате этого под действием груза 5 мембрана вместе с клапаном перемещается вниз и увеличивает проход газа через клапан 2, за счет чего давление газа на выходе восстанавливается до прежней величины.

При уменьшении потребления газа давление на выходе сначала несколько увеличивается, и мембрана вместе с клапаном переместится вверх, что приведет к уменьшению проходного сечения седла клапана и соответственно расхода газа. Вследствие этого давление газа на выходе понизится до прежней величины.

Таким образом, регулятор давления поддерживает давление на выходе на заданном уровне, который определяется величиной нагрузки на мембрану.

На выбор регуляторов давления при их установке для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне влияют

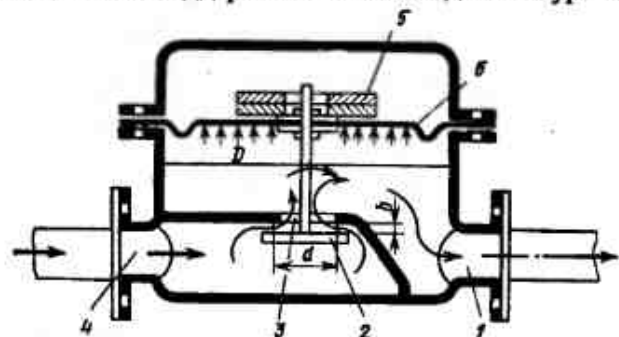


Рис. 29. Принципиальная схема регулятора давления прямого действия:

1 — патрубок, 2 — клапан, 3 — седло, 4 — регулятор, 5 — подводный патрубок, 6 — рабочая мембрана

следующие факторы: производительность регулятора (пропуск максимального и минимального количества газа); колебания потребления газа в течение суток; начальное давление газа и допустимые колебания давления на выходе; место установки.

При небольших потреблении газа применяют регуляторы прямого действия, обладающие простотой конструкции и удобством в эксплуатации.

Регулирование количества газа производят дросселированием, т. е. уменьшением или увеличением отверстия, через которое проходит газ. Наибольшее распространение в качестве дросселей в регуляторах давления газа получили односедельные и двухседельные клапаны (рис. 30).

На односедельные клапаны действует одностороннее усилие, равное произведению площади отверстия седла на разность давлений с обеих сторон клапана.

Двухседельные клапаны — разгруженные, они не обеспечивают достаточно герметичного закрытия клапана. На тупиковых газопроводах их не применяют.

Пропускная способность регулятора во многом зависит от размера клапана и величины его хода. Поэтому ту или иную конструкцию регулятора подбирают в зависимости от максимально возможного потребления газа, а также по размеру клапана и величине его хода.

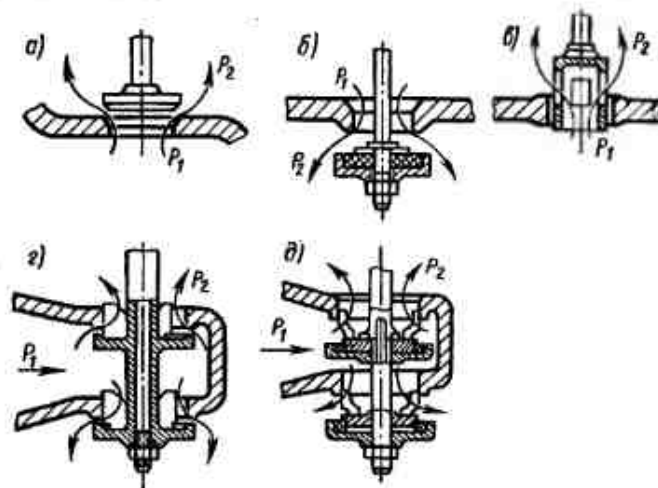


Рис. 30. Клапаны дроссельных устройств регуляторов давления газа:

а — жесткий односедельный, б — мягкий односедельный, выходящий из кожуха газостойчивой резины, в — цилиндрический с окнами для прохода газа, г — жесткий двухседельный неразрезной с направляющими перьями, д — мягкий двухседельный

Мембраны. С помощью мембран энергия давления газа передается в механическую энергию движения, передающуюся через систему рычагов на клапан. Выбор конструкции мембран зависит от назначения регуляторов давления. Постоянство рабочей поверхности мембраны достигается приданием ей поршневой формы и применением ограничителей изгиба гофра. В этом случае активная площадь мембраны всегда остается постоянной.

Наибольшее распространение получили кольцевые мембраны, позволившие облегчить изготовление и замену их во время ремонтных работ и унифицировать основные измерительные устройства различных типов регуляторов. Передвижение мембранного устройства вверх и вниз обеспечивается за счет деформации плоского гофра, образованного опорным диском. Если мембрана находится в крайнем нижнем положении, то активной площадью мембраны является вся ее поверхность. Если мембрана перемещается в крайнее верхнее положение, то ее активная площадь уменьшается до площади диска.

Регуляторы РД-32М и РД-50М прямого действия различаются по условному проходу — соответственно 32 и 50 мм — и обеспечивают подачу газа до 200 и 750 м³/ч. На рис. 31 показан регулятор РД-50М. Корпус регулятора и импульсная трубка присоединяются к газопроводу накидными рейками. По импульсной трубке редуцируемый газ подается в подмембранное пространство регулятора и оказывает давление на эластичную мембрану 5. Сверху на мембрану оказывает противодействие пружина 2. Если потребление газа за регулятором увеличится, то давление его понизится, а соответственно уменьшится и давление газа

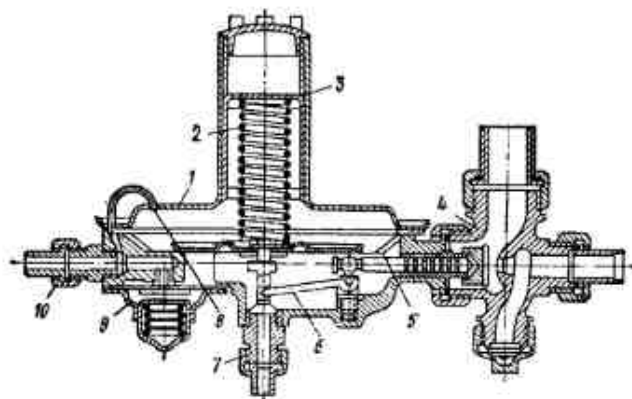


Рис. 31. Регулятор РД-50М:

1 — корпус, 2 — пружина, 3 — нажимная шайба, 4 — крестовина, 5 — мембрана, 6 — система рычагов, 7 — штуцер для импульсной трубки, 8 — отверстие для воздуха, 9 — предохранительное устройство, 10 — штуцер для свечи

в подмембранном пространстве. Равновесие мембраны нарушится, и она под действием пружины 2 переместится вниз. Вследствие перемещения мембраны вниз рычажный механизм 6 отодвигает поршень от клапана, увеличив расстояние между ними, а это приведет к увеличению расхода газа и восстановлению конечного давления. Если потребление газа за регулятором уменьшится, то давление его на выходе повысится и процесс регулирования произойдет в обратном направлении.

Заданное давление на выходе газа достигается изменением положения резьбовой нажимной гайки. Дроссельное устройство регулятора расположено так, что поток газа направляется прямо на клапан, что позволяет располагать входной и выходной газопроводы на одной оси, а регуляторы — на прямых участках газопровода. Регуляторы типа РД устанавливают в ГРП шкафного типа. Технологическое оборудование такого ГРП состоит из регулятора давления, предохранительно-запорного клапана типа ПКС-40М, фильтра и запорной арматуры.

При обслуживании регуляторных установок нужно следить за чистотой проходных отверстий в пробке и корпусе, так как скопление в них смазки может быть причиной запаздывания воздействия давления на выходе газа на мембранное устройство и нарушения режима работы регулятора. При работе регуляторов типа РД в часы минимального газопотребления (ночью) давление на выходе газа может повыситься и разорвать мембрану. Для предотвращения разрыва мембраны в регуляторах установлены предохранительные клапаны, которые в случае необходимости обеспечивают сброс газа из подмембранного пространства в атмосферу.

Порядок действия предохранительного клапана. В нормальном положении пружина клапана прижимает мембрану к отверстию клапана и плотно прикрывает проход газа из подмембранного пространства на свечу. Когда давление газа в подмембранном пространстве регулятора повысится сверх допустимого предела, мембрана предохранительного клапана, преодолевая усилие пружины, отжимает ее и открывает проход газа на свечу. Давление, при котором происходит сброс газа в атмосферу, регулируется с помощью пружины предохранительного клапана.

Регуляторы РСД пилотные, прямого действия различаются условным проходом 32 и 50 мм, обеспечивают снижение давления газа с 0,3 МПа (3 кг/см²) до 0,01—0,11 МПа (0,1—1,1 кгс/см²). Регуляторы типа РСД разработаны на базе регуляторов РД-32М и РД-50М. Принцип работы регуляторов показан на рис. 32. По импульсной трубке 27 через штуцер 31 в подмембранное пространство регулятора поступает газ с давлением на выходе и стремится переместить мембрану

Таблица 17. Основные технические данные регуляторов давления типа РДУК-2

Модификация	Диаметр седла клапана, мм	Площадь седла клапана (с учетом площади сечения штутера клапана)	Коэф- фициент расхода	Максимальная пропускная способность (тыс. м³/ч) при входном давлении 1000 Па, плотности 0,32 кг/м³ и входном давлении, МПа					Масса, кг
				0,1	0,2	0,3	0,6	1,2	
РДУК-2Н-50/35	35	8,5	0,6	0,985	1,342	1,79	3,13	5,82	43
РДУК-2В-50/35	35	8,5	0,6	0,895	1,342	1,79	3,13	5,82	43
РДУК-2Н-100/50	50	13,5	0,6	1,42	2,13	2,84	4,97	9,24	82
РДУК-2В-100/50	50	13,5	0,6	1,42	2,13	2,84	4,97	9,24	82
РДУК-2Н-100/70	70	32,3	0,5	2,83	4,25	5,67	9,92	18,42	82
РДУК-2В-100/70	70	32,3	0,5	2,83	4,25	5,67	9,92	18,42	82
РДУК-2Н-200/105	105	68,5	0,49	5,894	8,84	11,79	20,63	38,31	282
РДУК-2В-200/105	105	68,5	0,49	5,894	8,84	11,79	20,63	38,31	282
РДУК-2Н-200/140	140	135	0,4	9,472	14,21	18,945	33,154	—	282
РДУК-2В-200/140	140	135	0,4	9,472	14,21	18,945	33,154	—	282

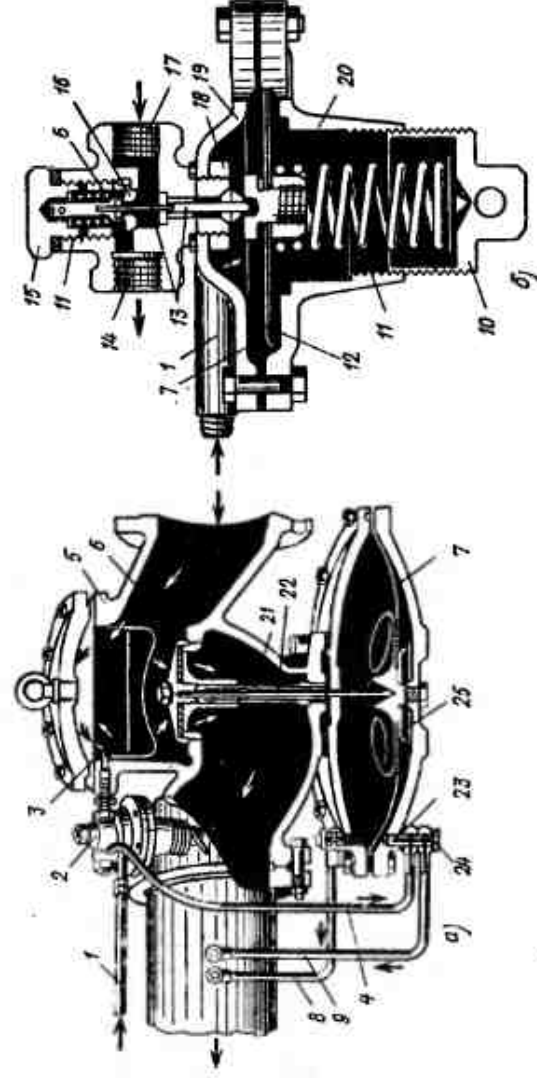


Рис. 33. Устройство и схема обвязки регулятора РДУК-2:

а — регулятор в разрезе, б — пилот регулятора, в — схема обвязки пилота с регулятором; 1 — импульсная трубка концевой давления, 2 — регулятор давления (пилот), 3 — импульсная трубка начального давления, 4 — импульсная трубка под мембрану регулятора, 5 — корпус регулятора, 6 — клапан, 7 — мембрана, 8 — импульсная трубка стабилизатора, 9 — импульсная трубка сброса, 10 — резьбовой стакан, 11 — пружина, 12 — диск, 13 — шток с толкателем, 14 — выход газа, 15 — пробка, 16 — седло клапана пилота, 17 — вход газа, 18 — гайка, 19 — крышка корпуса, 20 — корпус, 21 — колошка, 22 — шток клапана, 23 — дроссель, 24 — штуцер, 25 — опора

Чашеобразный диск опирается в проточку крышки, обеспечивая центрирование мембраны.

В середину гнезда тарелки мембраны упирается толкатель, на него давит шток 22, который свободно перемещается в колонке 21. На верхнем конце штока прикреплен золотник клапана. Плотное закрытие седла клапана обеспечивается за счет массы золотника и силы давления газа.

На рис. 33, б представлена конструкция пилота, а на рис. 33, в — схема обвязки пилота с регулятором. Газ, выходящий из пилота по импульсной трубке 4, поступает под мембрану регулятора и частично по трубке 9 сбрасывается в выходной газопровод. Для ограничения этого сброса в месте соединения трубки 9 с газопроводом устанавливается дроссель диаметром 2 мм, за счет чего достигается получение необходимого давления газа под мембраной регулятора при незначительном расходе газа через пилот. Импульсная трубка 8 соединяет надмембранную полость регулятора с отводящим газопроводом. Надмембранная полость пилота, отделенная от его штуцера на выходе, также сообщается с отводящим газопроводом через импульсную трубку 1. Если давление газа на обе стороны мембраны регулятора 7 будет пониженным, клапан будет закрыт. Клапан может быть открытым только в том случае, когда давление газа под мембраной будет достаточным для преодоления давления газа на клапан сверху и преодоления силы тяжести мембранной подвески.

Принцип работы регулятора. Газ с начальным давлением из надклапанной камеры регулятора попадает в пилот. Пройдя клапан пилота, газ движется по импульсной трубке 4, проходит через дроссель и поступает в отводящий газопровод.

Клапан пилота, дроссель 23 и импульсные трубки 4, 8 и 9 представляют собой усилитель дроссельного типа.

Импульс газа с конечным давлением, воспринимаемый пилотом, усиливается дроссельным устройством, трансформируется в командное давление и по импульсной трубке 4 передается в подмембранное пространство исполнительного механизма, перемещая регулирующий клапан 6.

При уменьшении потребления газа давление после регулятора начинает возрастать. Это передается по импульсной трубке 1 на мембрану пилота, которая опускается вниз, закрывая клапан пилота. В этом случае газ из полости высокого давления по импульсной трубке 3 не может пройти через пилот. Поэтому давление его под мембраной регулятора станет постепенно уменьшаться. Когда давление под мембраной РДУК окажется меньше силы тяжести тарелки и давления газа, оказываемого на клапан сверху, то мембрана пойдет вниз, вытесняя газ из-под мембранной полости через импульсную трубку 9 на сброс.

При увеличении потребления газа давление после регулятора уменьшается. Это передается по импульсной трубке 1 на мембрану пилота. Мембрана пилота под действием пружины идет вверх, открывая клапан пилота. Газ из полости высокого давления по импульсной трубке 3 поступает на клапан пилота и затем по импульсной трубке 4 идет под мембрану регулятора. Часть газа поступает на сброс по импульсной трубке 9, а часть — под мембрану. Давление газа под мембраной регулятора возрастает, становится больше силы тяжести мембранной подвески и давления газа на площадь клапана и перемещает мембрану вверх. Клапан регулятора при этом открывается, увеличивая отверстие для прохода газа, а следовательно, и его расход. Давление газа после регулятора повышается до заданной величины.

Регуляторы давления типа РДБК-1. Являются модернизацией регулятора РДУК-2, снабжены статическим устройством прямого и непрямого действия с командным прибором — регулятором управления. Регулятор поддерживает заданное выходное давление при переменном входном давлении и при изменении расхода газа от нуля до максимального. Регуляторы РДБК могут применяться на закольцованных и тупиковых ГРП, а также на газорегуляторных пунктах промышленных и коммунальных предприятий. В зависимости от исполнения в состав регулятора давления типа РДБК входят различные приборы (табл. 18).

Таблица 18. Модификация и комплектация регулятора давления типа РДБК-1

Модификация	Регулирующий клапан (исполнительный механизм) с регулируемым дросселем	Приборы управления			Принцип работы
		регулятор управления непрямого действия	регулятор управления прямого действия	стабилизатор	
РДБК1-25	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-25	+	—	+	—	По схеме прямого действия
РДБК1-50	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-50	+	—	+	—	По схеме прямого действия
РДБК1-100	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-100	+	—	+	—	По схеме прямого действия

Примечание. «+» — прибор устанавливают; «—» — прибор не устанавливают.

Эти приборы управления имеют следующие назначения:

регулирующий клапан с регулируемым дросселем обеспечивает настройку регулятора на устойчивую работу (без вибрации и качки) путем изменения площади проходных сечений потоков газа на сбросе к подмембранной камере регулирующего клапана. На регулирующих клапанах регуляторов с диаметрами условных проходов 50 и 100 мм устанавливают регулируемый дроссель на сбросе из надмембранной камеры для устранения вибраций;

регулятор управления непрямого действия обеспечивает поддержание постоянного давления за регулятором независимо от изменения выходного давления и расхода путем изменения давления в подмембранной камере регулирующего клапана;

регулятор управления прямого действия обеспечивает поддержание постоянного давления на выходе регулятора независимо от изменения входного давления и расхода путем поддержания постоянного давления в подмембранной камере регулирующего клапана.

Регуляторы изготавливают в двух исполнениях:

1) регулятор типа РДБК-1, собранный по схеме непрямого действия и включающий односедельный регулирующий клапан, регулятор управления непрямого действия, стабилизатор, два регулируемых дросселя и дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана;

2) регулятор типа РДБК-1П, собранный по схеме прямого действия и включающий односедельный регулирующий клапан, регулятор управления прямого действия, два регулирующих дросселя, а также дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана. В обоих случаях регуляторы устанавливают только на горизонтальном участке газопровода мембранной камерой вниз (табл. 19).

Институтом «ГипроиниГаз» разработан параметрический ряд регуляторов нового поколения, полностью выполняющих комплексные функции газоснабжения. К ним относятся регуляторы РДГБ-6, РДГК-10, РДГД-20, РДНК-100, РДСК-50, РДНК-400-Ж. Наиболее распространенные показаны в табл. 20.

Регуляторы РДГД-20, РДНК-400 и РДГК-50 имеют встроенное автоматическое отключение и сбросное устройство. Характеристики этих регуляторов соответствуют зарубежным аналогам.

Качество и надежность регулирования давления. Надежная и безопасная работа ГРП возможна только на основе их автоматизации. Современные регуляторы давления обеспечивают весьма малую погрешность регулирования заданного давления газа. Однако конструктивные особенности регуляторов не позволяют

Таблица 19. Основные технические данные регуляторов давления типов РДБК1 и РДБК1П

Модификация	Диаметр седла клапана, мм	Максимальное входное давление, МПа	Площадь седла клапана (с учетом площади седла), см ²	Коэффициент расхода	Максимальная пропускная способность при выходном давлении 1000 Па, плотность 0,73 кг/м ³ и входном давлении, МПа						Размеры, мм		Масса, кг
					0,1	0,2	0,3	0,6	1,2	1,2			
					0,31	0,465	0,62	1,085	2,014	2,014	сторонняя длина	высота	ширина
РДБК1П-25	21	1,6	2,68	0,659	0,31	0,465	0,62	1,085	2,014	2,014	200	240	335
РДБК1-25	21	1,6	2,68	0,659	0,31	0,465	0,62	1,085	2,014	2,014	200	240	335
РДБК1П-50	35	1,2	8,5	0,6	0,895	1,342	1,79	3,13	5,82	5,82	230	278	360
РДБК1-50	35	1,2	8,5	0,6	0,895	1,342	1,79	3,13	5,82	5,82	230	278	360
РДБК1П-100/50	50	1,2	32,3	0,5	1,12	2,13	2,84	4,97	9,24	9,24	350	440	466
РДБК1-100/50	50	1,2	32,3	0,5	1,12	2,13	2,84	4,97	9,24	9,24	350	440	466
РДБК1П-100/70	70	1,2	68,5	0,49	2,83	4,25	5,67	9,92	18,42	18,42	350	440	466
РДБК1-100/70	70	1,2	68,5	0,49	2,83	4,25	5,67	9,92	18,42	18,42	350	440	466
													79,5

свести погрешность регулирования к нулю. Так, в регуляторах типа РДУК дополнительное влияние начального давления газа на золотник регулирующего клапана увеличивает погрешность регулирования до 5% верхнего предела возможной настройки конечного давления, предусмотренного характеристикой пилота.

Таблица 20. Основные технические характеристики наиболее распространенных регуляторов нового поколения

Основные технические характеристики	Регуляторы			
	РДГК-10	РДНК-400	РДСК-50	РДНК-У
Регулируемая среда	Природный газ			
Максимальное входное давление, МПа	0,6	0,6	До 1,2	1,2
Номинальное выходное давление	$2,2 \pm 0,2$ кПа	$2,2 \pm 0,2$ кПа	0,01—0,1 МПа	$2,2 \pm 0,2$ кПа
Пропускная способность	10 м ³ /ч при 0,3 МПа	400 м ³ /ч при 0,6 МПа	200 м ³ /ч при 0,3 МПа	1000 м ³ /ч при 0,6 МПа
Температурный диапазон, °С	от -40 до +60	от -40 до +60	от -40 до +60	от -40 до +60
Масса, кг	23	8	15	8

5.3. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ФИЛЬТРЫ

Газорегуляторные пункты и установки, а также потребители газа надежно и безопасно работают только в том случае, если они оборудованы устройствами, предохраняющими газопроводы от чрезмерного повышения или понижения рабочего давления газа.

Предохранительно-запорные клапаны устанавливают перед регулятором давления газа. Их мембранная головка через импульсную трубку соединена с газопроводом конечного давления. При увеличении конечного давления сверх установленных норм предохранительно-запорные клапаны автоматически отсекают подачу газа на регулятор.

Предохранительно-сбросные устройства, применяемые в ГРП, обеспечивают сброс избыточного количества газа в случае неплотного закрытия предохранительно-запорного клапана или регулятора. Предохранительно-сбросные устройства монтируют на отводящем патрубке газопровода конечного давления. Штуцер на выходе газа подключают к отдельной свече. Если технологический процесс потребителей газа предусматривает непрерывную работу газовых горелок, то предохранительно-запорные клапаны не устанавливают, а монтируют только сбросные клапаны. В этом случае необходимо установить сигнализаторы давления газа, оповещающие о повышении давления газа сверх допуска-

емой величины. Если ГРП (ГРУ) снабжают газом тупиковые объекты, то установка предохранительно-запорных клапанов необходима.

Наиболее распространенные виды запорных и предохранительных устройств

Предохранительно-запорные клапаны ПКН и ПКВ. Контролируют верхний и нижний пределы давления на выходе газа. На рис. 34 показано устройство этих клапанов. Клапаны выпускаются с условными проходами 50, 80, 100 и 200 мм. Клапан ПКВ отличается от клапана ПКН тем, что у него активная площадь мембраны меньше за счет установленного стального кольца. В открытом положении клапан удерживается рычагом 3. Сам рычаг удерживается в верхнем положении за штифт 10 крючком анкерного рычага 9. Ударник 11 штифтом 12 упирается в коромысло 13 и удерживается в вертикальном положении.

Импульс газа с конечным давлением подается через штуцер 2 в подмембранное пространство клапана и производит противодействие на мембрану. Перемещению мембраны вверх препятствует пружина 5. Если давление газа повысится сверх нормы, то мембрана переместится вверх, а правый конец коромысла опустится и выйдет из зацепления со штифтом 10. Ударник 11, освободившись от зацепления, упадет и ударит по концу

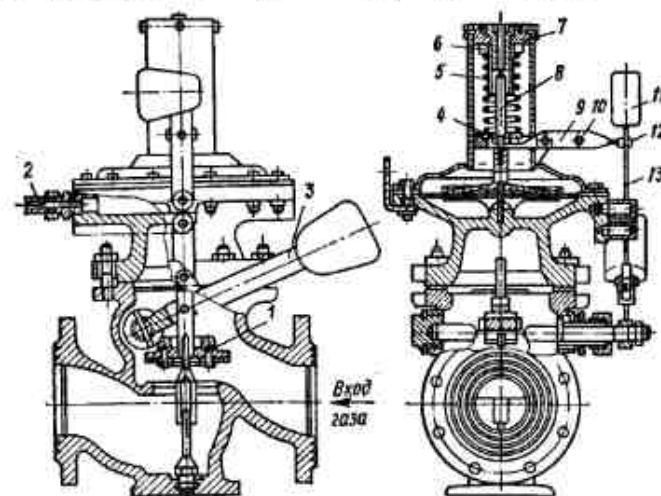


Рис. 34. Предохранительно-запорный клапан типа ПКН (ПКВ):

1 — перепускной клапан, 2 — импульсный штуцер, 3 — рычаг, 4 — тарелка пружины, 5 — пружина, 6 — гайка, 7 — нажимной стакан, 8 — шток, 9 — анкерный рычаг, 10 — штифт рычага, 11 — ударник, 12 — штифт ударника, 13 — коромысло

анкерного рычага 9. Вследствие этого рычаг выйдет из зацепления со штифтом, и клапан перекроет проход газа. Если давление газа понизится ниже допустимой нормы, то давление газа в подмембранном пространстве клапана становится меньше усилия, создаваемого пружиной 5, опирающейся на выступ штока мембраны. В результате этого мембрана и шток с гайкой 6 переместятся вниз, увлекая конец коромысла 13 вниз. Правый конец коромысла поднимется, выйдет из зацепления со штифтом и приведет к падению ударника 11.

Пределы настройки клапанов

ПКН	
нижний	0,3—3 кПа
верхний	4—60 кПа
ПКВ	
нижний	0,003—0,03 МПа
верхний	0,03—0,72 МПа

Важное значение имеет настройка клапанов на заданные пределы срабатывания. Максимальное давление срабатывания клапанов зависит от величины максимально допустимого для отдельных газопроводов.

На регуляторах среднего давления за исходную величину обычно принимают его давление на выходе, которое при настройке запорного клапана принимается выше примерно на 10%. Минимальное давление срабатывания предохранительного клапана определяется величиной давления, ниже которой не могут работать газовые приборы и установки.

Запорно-предохранительный клапан ПКК-40М. Малогабаритный запорно-предохранительный клапан ПКК-40М устанавливают в газорегуляторных установках шкафного типа. Он предназначен для автоматического перекрытия прохода газа на регулятор в случаях повышения давления в контролируемом участке газопровода сверх или уменьшения ниже установленного предела.

Устройство клапана показано на рис. 35. Он состоит из корпуса вентильного типа с расположенной сверху мембранной камерой. Внутри корпуса имеется клапан 9 с пружиной. Мембранная камера состоит из корпуса, мембранной коробки и верхней крышки, между которыми расположены нижняя и верхняя мембраны. Верхняя мембрана 2 в нижней части имеет клапан с резиновым уплотнением. Нижняя мембрана 5 связана со штоком клапана 8, торец которого выполнен в виде седла с отверстием.

На верхнюю мембрану действует регулируемая пружина 11. Для открытия клапана необходимо отвернуть пусковую пробку 4, при этом пространство между мембранами сообщается с ат-

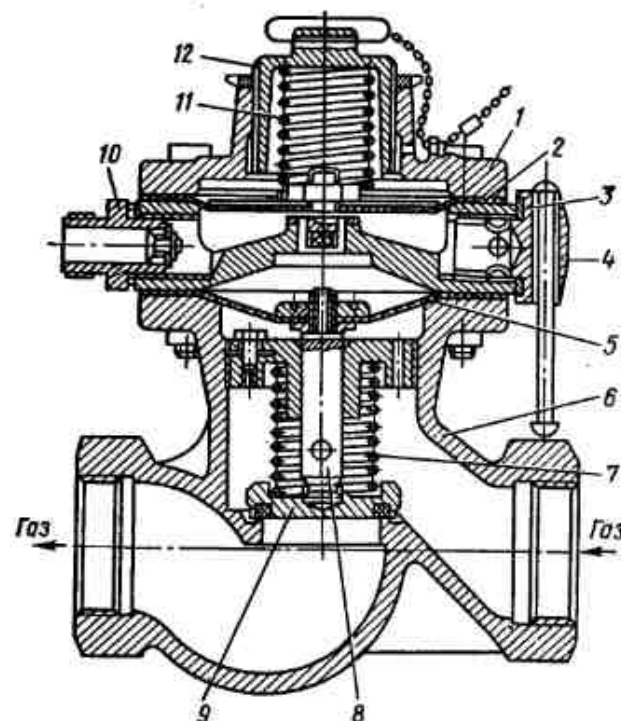


Рис. 35. Запорно-предохранительный клапан ПКК-40М:

1 — верхняя крышка, 2 — верхняя мембрана, 3 — мембранная камера, 4 — пусковая пробка, 5 — нижняя мембрана, 6 — корпус, 7 — регулировочная пружина, 8 — шток, 9 — основной клапан, 10 — обратный клапан, 11 — пружина, 12 — регулировочный стержень

мосферой. Под действием газа с начальным давлением нижняя мембрана клапана поднимется до упора, а отверстие в конце штока закроется малым клапаном верхней мембраны. После этого пусковую пробку ставят на место. Поток газа через открытый клапан направляется в сеть, а по импульсной трубке через обратный клапан попадает в пространство между мембранами.

Если давление газа будет выше установленных пределов, то верхняя мембрана приподнимется, отверстие в штоке откроется и по обе стороны нижней мембраны 5 установится одинаковое давление газа, при этом под действием пружины основной клапан опустится и перекроет проход газа. Одновременно прекратится поступление газа в импульсную линию через отверстие в штоке вследствие закрытия обратного клапана. При уменьшении перепада между входным и контролируемым давлением ниже усилия,

создаваемого пружиной основного клапана, нижняя мембрана под действием пружины опустится, отверстие в штоке откроется, что также приведет к закрытию клапана. Конструкция запорно-предохранительного клапана позволяет открывать клапан дистанционно и автоматически путем переноса пусковой пробки 4 в место управления или установки специального пускового устройства.

Предохранительно-запорные клапаны контролируют верхний и нижний пределы давления газа, а сбросные клапаны — только верхний. Практика показывает, что сбросные клапаны настраивают на давление, примерно на 5% превышающее регулируемое. Если давление газа на выходе низкое, то разность между давлением настройки сбросного клапана и регулируемым давлением составляет не менее 300 Па.

Существует несколько типов сбросных устройств, отличающихся по конструкции, габаритам, принципу действия и области применения: гидравлические, рычажно-грузовые, пружинные и мембранно-пружинные. Одни из них применяют только для низкого давления (гидрозатворы), другие — как для низкого, так и для среднего (мембранно-пружинные).

Гидравлический сбросной предохранитель (гидрозатвор) показан на рис. 36. Верхний штуцер служит для присоединения

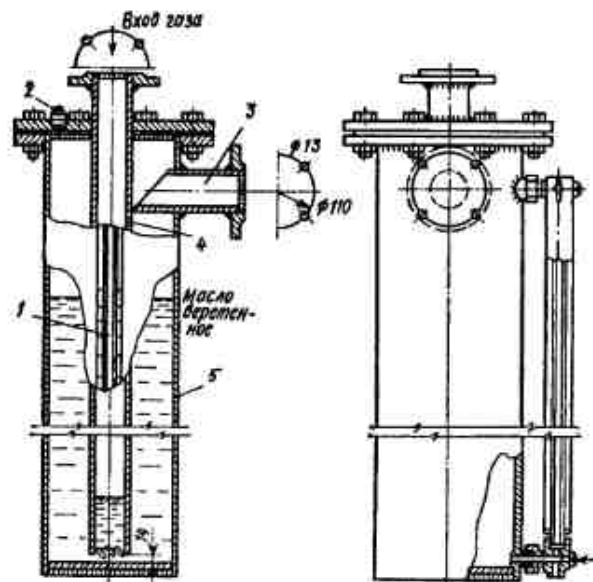


Рис. 36. Гидравлический сбросной предохранитель:

1 — водомерное стекло, 2 — отверстие (с пробкой) для заполнения жидкостью, 3 — выхлопной газопровод, 4 — штуцер от выходного газопровода, 5 — корпус

газопровода, а боковой — для присоединения к свече при выбросе газа в атмосферу. С внешней стороны корпуса гидрозатвора установлено водомерное стекло, позволяющее определить высоту столба жидкости, залитой в корпус. При нормальном давлении газ не может преодолеть массу столба жидкости, залитой в гидрозатвор, и поэтому в атмосферу не сбрасывается. Как только давление окажется больше массы столба жидкости в гидрозатворе, газ начинает вытеснять жидкость из трубки штуцера и уходит в свечу.

В качестве запорной жидкости используется вода, если гидрозатвор установлен в помещении с плюсовой температурой.

Жидкость в гидрозатвор заливают через пробку, расположенную в верхней части корпуса. Необходимый уровень жидкости в гидрозатворе определяют по формуле

$$h = p / \rho, \quad (36)$$

где h — высота столба жидкости в гидрозатворе, p — давление, при котором должен срабатывать гидрозатвор; ρ — плотность жидкости.

Пружинный сбросной клапан (ПСК) в отличие от гидрозатвора имеет меньшие габариты и может работать на низком и среднем давлении. Его выпускают в двух вариантах: ПСК-25 и ПСК-50, которые отличаются друг от друга только габаритами и пропускной способностью. Устройство ПСК изображено на рис. 37. Он состоит из корпуса, клапана, мембраны, пружины и регулировочного винта.

Газ из газопровода после регулятора поступает на мембрану ПСК. Если давление газа оказывается больше давления пружины, то мембрана отжимается, открывая клапан, и газ идет на сброс. Как только давление газа станет меньше усилия пружины, клапан закрывается. Сжатие пружины регулируют винтом в нижней части корпуса. Для установки ПСК на газопроводах низкого или высокого давления подбирают соответствующую пружину (из комплекта) для определенного клапана.

Золотник сбросного клапана ПСК-25 имеет форму крестовины и перемещается внутри седла. В ПСК-50 золотник клапана снабжен профилированными окнами. Надежность работы ПСК во многом

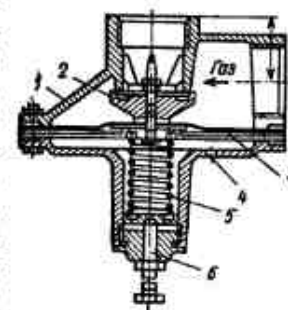


Рис. 37. Пружинный сбросной клапан (ПСК):

1 — корпус, 2 — клапан, 3 — мембрана, 4 — дыхательное отверстие, 5 — пружина, 6 — регулировочный винт

зависит от качества сборки. При этом необходимо соблюдать следующие условия:

очистить клапанное устройство от механических частиц и убедиться, что на кромке седла и на уплотняющей прокладке золотника нет парашин или забоев;

добиться соосности расположения золотника сбросного клапана с центральным отверстием мембраны. Для проверки соосности необходимо ослабить или вынуть пружину и, нажимая на золотник через отверстие сброса, убедиться, что он свободно перемещается внутри седла.

Отечественная промышленность наладила выпуск новых поколений предохранительно-сбросных клапанов типа СППК-4Р на условные проходы 25, 50, 80, 100, 150 и 200 мм, которые устанавливают на ГРП большой производительности в закольцованных сетях. Модифицированы и усовершенствованы и сбросные клапаны для ГРП тупиковых сетей. Клапаны типа ПСК-50 на низкое, среднее и высокое давления выпускают заводы «Газоаппарат», «Моспромстроймеханизация» и др.

Сбросные клапаны типа КПС-0,05; 0,5; 1,25 осваиваются на ПО «Сигнал» и Омском заводе «Криогенмаш».

Газовые фильтры. Для очистки газа от механических примесей и предотвращения засорения импульсных трубок, дроссельных отверстий, а также износа запорных и дроссельных органов арматуры в ГРП и ГРУ устанавливают фильтры.

В качестве фильтрующих материалов применяют синтетические волокна, различные ткани, войлок, керамические набивки и кольца, металлические сетки и др. В зависимости от типа регуляторов и величины давления газа применяют различные конструкции фильтров (рис. 38).

В ГРУ с регуляторами типа РД на газопроводах с условным проходом до 50 мм устанавливают сетчатые фильтры, в которых фильтрующим элементом является обойма, обтянутая мелкой сеткой (рис. 38, а). Наибольшее распространение при очистке газов получили волосяные фильтры (рис. 38, б).

В ГРП с регуляторами на газопроводах условным проходом более 50 мм применяют сварные фильтры различной конструкции. На рис. 38, в показано устройство фильтра, предназначенного для ГРП, оборудованного регулятором РДУК. Фильтр состоит из сварного корпуса с присоединительными патрубками для входа и выхода газа, крышки и заглушки. В корпусе имеется сетчатая кассета, набитая капроновой нитью. Внутри корпуса со стороны входа газа приварен металлический лист, защищающий сетку от прямого попадания твердых частиц. Твердые частицы, поступающие с газом, ударяясь о металлический лист, собира-

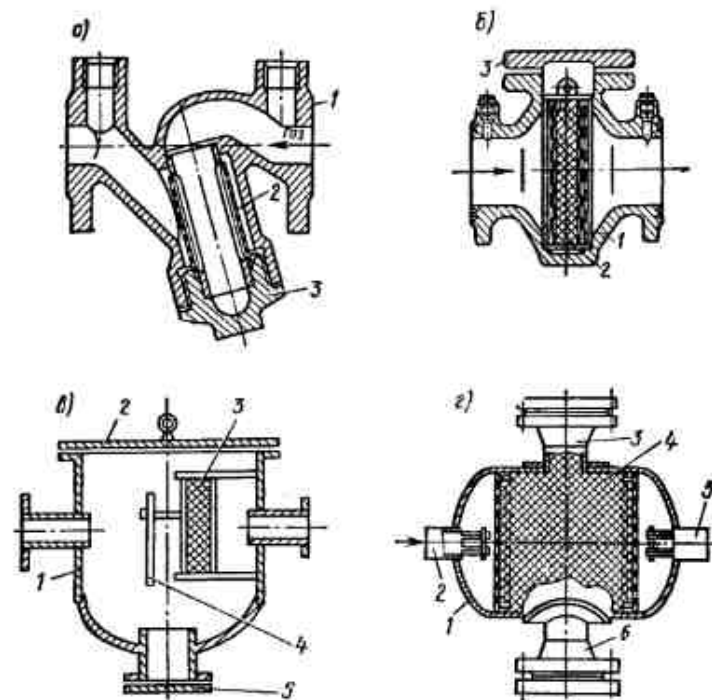


Рис. 38. Фильтры газовые:

а — сетчатый: 1 — корпус, 2 — стакан, 3 — крышка с отверстием для продувки, 6 — волосяной; 1 — корпус, 2 — кассета, 3 — крышка; в — к регуляторам РДУК: 1 — корпус, 2 — входной штуцер, 3 — лок для загрузки колец, 4 — насадка из колец Рамона, 5 — выходной штуцер, 6 — лок для удаления колец

ются в нижней части фильтра, откуда их периодически удаляют через лок.

Перепад давлений газа в фильтре более 10 000 Па не допускается, так как это может вызвать унос волосков из кассеты.

Для замера перепада давления, который возникает при прохождении газа через фильтр, используют дифференциальные манометры, присоединяемые к специальным штуцерам, установленным до и после фильтра. Перед ротационными счетчиками устанавливают дополнительное фильтрующее устройство (фильтр-ревизия). В ГРП большой производительности применяют стальные висциновые фильтры, заполненные керамическими или жестяными кольцами (рис. 38, з).

Фильтры, как правило, устанавливают перед предохранительным клапаном и регулятором давления. Периодичность очистки фильтра практически определяется в зависимости от влажности

и запыленности газа. По мере засорения фильтра необходимо заменять фильтрующий элемент. Для этого следует перекрыть доступ газа к фильтру, отвернуть болты и снять крышку (или отвернуть пробку), вынуть фильтрующую кассету (если стакан с сеткой), заменить загрязненную набивку новой (или прочистить стакан с сеткой), смонтировать фильтр и проверить его на герметичность.

Отечественная промышленность освоила выпуск новых фильтров типа ФГ7, 9, 15 и 19, а также типа ФВ-100, ФС-25, ФС-40 и ФГ 46-200-12.

Институтом «Гипронегаз» разработаны более совершенные конструкции фильтров типа УФГ с использованием ячеистого материала, эти фильтры призваны заменить фильтры типа ФГ.

5.4. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

В ГРП для контроля за работой оборудования и измерения параметров газа применяют следующие контрольно-измерительные приборы: термометры сопротивления для замера температуры газа, показывающие и регистрирующие (самопишущие) манометры для замера давления газа, приборы для регистрации перепада давлений, приборы учета расхода газа (газовые счетчики или расходомеры).

Все контрольно-измерительные приборы должны подвергаться периодической государственной или ведомственной проверке.

Приборы для измерения давления газа. Делятся на две основные группы: жидкостные, в которых измеряемое давление определяется величиной уравнивающего столба жидкости; пружинные, в которых измеряемое давление определяется величиной деформации упругих элементов (пружины, сильфоны, мембраны и др.), появляющейся под действием давления. Жидкостные манометры используют для замера избыточных давлений в пределах до 0,1 МПа (1 кгс/см²). Манометры для измерения давлений до 10 кПа заполняют водой или керосином (при отрицательных температурах), а для измерения более высоких давлений — ртутью.

К жидкостным манометрам относятся и дифференциальные манометры (дифманометры), которые нашли широкое распространение для замеров перепада давления. В газовом хозяйстве применяют дифманометр типа ДТ-50 (рис. 39). Толстостенные стеклянные трубки 5 прочно закреплены в верхней 2 и нижней 6 стальных колодках. Вверху трубки присоединены к камерам-ловушкам, предохраняющим трубки от выброса ртути в случае повышения давления до максимальной величины. Там же расположены игольчатые вентили, с помощью которых можно про-

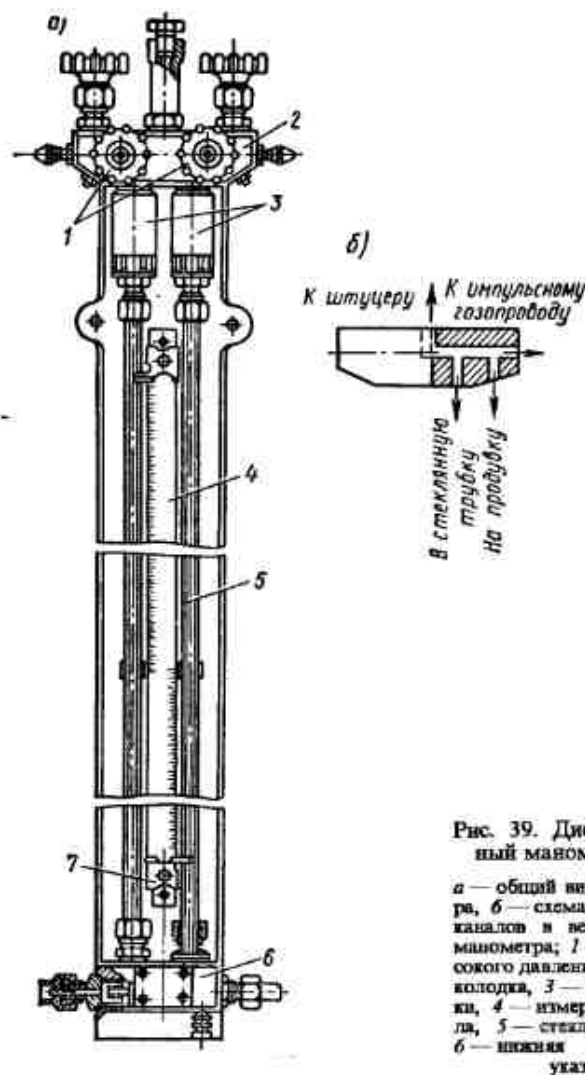


Рис. 39. Дифференциальный манометр ДТ-50:

а — общий вид дифманометра, б — схема расположения каналов в верхней колодке манометра; 1 — вентиль высокого давления, 2 — верхняя колодка, 3 — камеры-ловушки, 4 — измерительная шкала, 5 — стеклянные трубки, 6 — нижняя колодка, 7 — указатели.

изводить отключение стеклянных трубок от измеряемой среды, производить продувку соединительных линий, а также выключать и включать дифманометр. Между трубками расположены измерительная шкала и два указателя, которые можно устанавливать на верхний и нижний уровни ртути в трубках.

Для измерения средних и высоких давлений газа применяют пружинные механические манометры. Они позволяют осуществлять

дистанционную передачу показаний и их автоматическую запись. В этих манометрах для измерений давления используют упругость различных пружин и мембран. По принципу устройства рабочих органов пружинные манометры подразделяют на четыре типа (рис. 40): с одновитковой трубчатой пружиной (а), с многовитковой трубчатой пружиной (б); с плоской гофрированной мембраной (в); с гармоникообразной мембраной-сильфоном (г).

Устройство и принцип работы наиболее распространенных видов пружинных манометров. Рабочим органом манометра с одновитковой трубчатой пружиной (рис. 41) является изогнутая пустотелая трубка 7, которая нижним неподвижным концом прикреплена к штуцеру 1, с помощью которого манометр присоединяют к газопроводу. Второй конец трубки запаян и шарнирно связан с тягой 8. Изменение давления газа через штуцер 1 передается на трубку 7, свободный конец которой через тягу 8 вызывает перемещение сектора 6, шестерни 5 и оси 4. При перемещении оси отклоняется посаженная на нее стрелка 3. Пружинный волосок 9 обеспечивает сцепление шестерни и сектора и плавность перемещения стрелки. Перед манометром устанавливают отключающий кран, позволяющий при необходимости перекрыть трубку и снять или заменить манометр. Манометры в процессе эксплуатации должны проходить государственную проверку 1 раз в год. Рабочее давление, измеряемое манометром, должно находиться в диапазоне от 30 до 60% их шкалы.

На рис. 42 изображена принципиальная схема самопишущего манометра с многовитковой пружиной. Пружина имеет пять витков. Вследствие большой длины пружины ее свободный конец перемещается на 15 мм (у одновитковых манометров только на 5—7 мм), угол раскручивания пружины достигает 50—60°. Такое

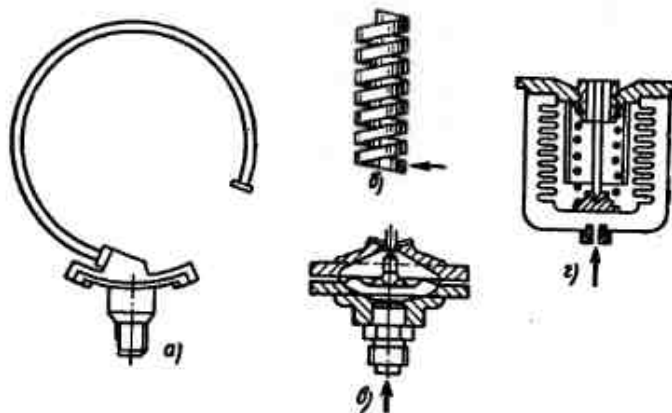


Рис. 40. Типы пружинных манометров

конструктивное исполнение самопишущего манометра позволяет применять простейшие рычажные передаточные механизмы и осуществлять автоматическую запись показаний и их дистанционную передачу. При подключении манометра к измеряемой среде свободный конец пружины 1 и рычаг 2 будут поворачивать ось 9, при этом перемещение рычагов 4 и 8 тяги 10 будет передаваться оси 9.

На оси 9 закреплен мост 7, который соединен со стрелкой с пером 5. Изменение давления и перемещение пружины через рычажный механизм передается стрелке, на конце которой установлено перо для записи измеряемой величины давления. Бумага, на которой производится запись, вращается с помощью часового механизма.

На рис. 43 показана принципиальная схема сильфонного самопишущего манометра. Рабочим органом манометра служит мембрана-сильфон 1. В металлическом стакане помещен сильфон, у которого один торец закреплен на основании стакана, а второй (свободный) — выполнен глухим. Внутри сильфона имеется спиральная пружина. Если ниппель стакана соединить с газопроводом, в котором необходимо измерить давление газа, то под действием давления газа сильфон сожмется до положения,

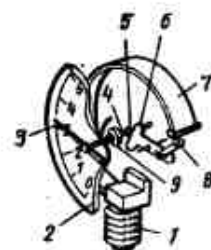


Рис. 41. Принципиальная схема манометра с одновитковой трубчатой пружиной:

1 — штуцер, 2 — шкала, 3 — стрелка, 4 — ось, 5 — шестерня, 6 — сектор, 7 — трубка, 8 — тяга, 9 — пружинный волосок

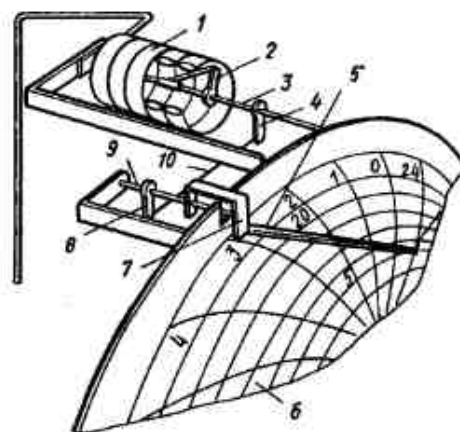


Рис. 42. Принципиальная схема самопишущего манометра:

1 — манометрическая пружина, 2, 4, 8 — рычаги, 3, 10 — тяги, 5 — стрела с пером, 6 — картограмма, 7 — мост, 9 — ось

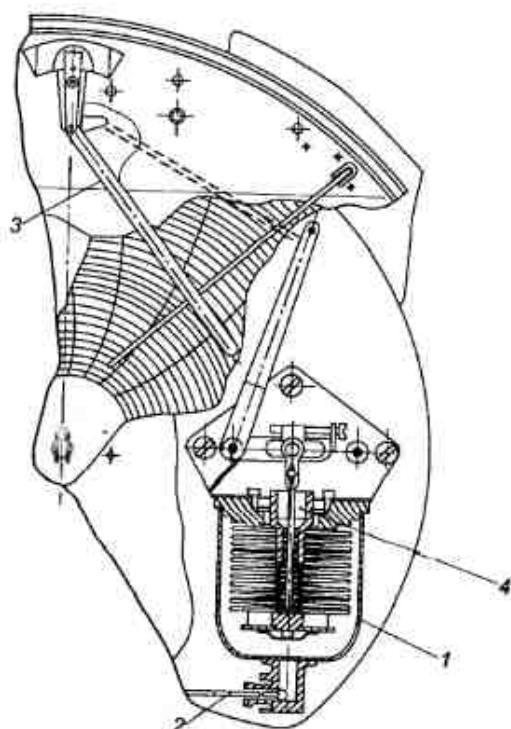


Рис. 43. Принципиальная схема сифонного самопишущего манометра:

1 — сифон, 2 — ниппель, 3 — стрелка пера, 4 — шток

при котором сбалансирются усилия пружины и давление. В зависимости от степени сжатия сифона шток 4 занимает по вертикали соответствующее положение. Если через ниппель 2 манометр подсоединить к газопроводу, то измеряемое давление будет воздействовать на сифон снаружи. Под действием давления газа сифон будет сжиматься и перемещать шток 4 вверх. В свою очередь, шток через систему рычагов и тягу перемещает стрелку пера 3. Перо, двигаясь по диаграмме, фиксирует величину давления газа.

Приборы для измерения расхода и количества газа. Под расходом понимается объем газа, протекающий в газопроводе в каждый данный момент времени, поэтому расход характеризует скорость протекания газа и выражается в объемных единицах за час времени ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Под количеством понимается объем газа, прошедший через газопровод за отрезок времени. Приборы, измеряющие количество газа, называются счетчиками количества, а измеряющие

расход газа — расходомерами. Для измерения небольших расходов газа применяют объемные, регистрирующие газовые счетчики, а для измерений значительных расходов — газомеры, работающие по принципу измерения скорости проходящего газа.

Счетчики количества газа по принципу действия подразделяют на объемные и скоростные. Рассмотрим устройство и принцип работы наиболее распространенных газовых счетчиков и расходомеров.

Ротационные счетчики типа РГ. Измерение количества газа в счетчиках типа РГ осуществляется при вращении двух роторов за счет разности давления газа на входе и выходе. Необходимый для вращения роторов перепад давления в счетчике составляет до 300 Па, что позволяет использовать эти счетчики даже на низком давлении. Отечественная промышленность выпускает счетчики РГ-40-1, РГ-100-1, РГ-250-1, РГ-400-1, РГ-600-1 и РГ-1000-1 на номинальные расходы газа от 40 до 1000 $\text{м}^3/\text{ч}$ при давлении не более 0,1 МПа (1 $\text{кгс}/\text{см}^2$). При необходимости можно применить параллельную установку счетчиков.

На рис. 44 показаны общий вид и принципиальная схема ротационного счетчика РГ. Счетчик состоит из корпуса, двух профилированных роторов, коробки шестерен, редукторов, счетного механизма и дифференциального манометра. Газ через входной патрубок поступает в рабочую камеру. В пространстве рабочей камеры размещены роторы, которые вращаются под действием давления протекающего газа.

При вращении роторов между одним из них и стенкой камеры образуется замкнутое пространство, которое заполнено газом. Вращаясь, ротор выталкивает газ в газопровод. Каждый поворот ротора передается через коробки шестерен и редуктор счетному механизму. Таким образом учитывается количество газа, проходящего через счетчик.

Ротационные счетчики учитывают объемное количество газа в рабочем состоянии, а не в стандартных условиях. Поэтому для приведения объема газа к стандартным условиям необходимо учитывать изменения давления и температуры газа.

Взамен счетчиков РГ в настоящее время выпускаются счетчики типа РС-М в шести модификациях на номинальные расходы 40, 100, 250, 400, 600 и 1000 $\text{м}^3/\text{ч}$. Счетчики работают в системах с давлением не более 0,1 МПа при температуре газа от 5 до 50 °С, имеют допустимые расходы газа от 10 до 120% от номинального.

Скоростные расходомеры. Применяются на крупных городских и объектовых ГРП для измерения больших расходов газа, просты по устройству, надежны в работе и обладают достаточной точностью при замерах.

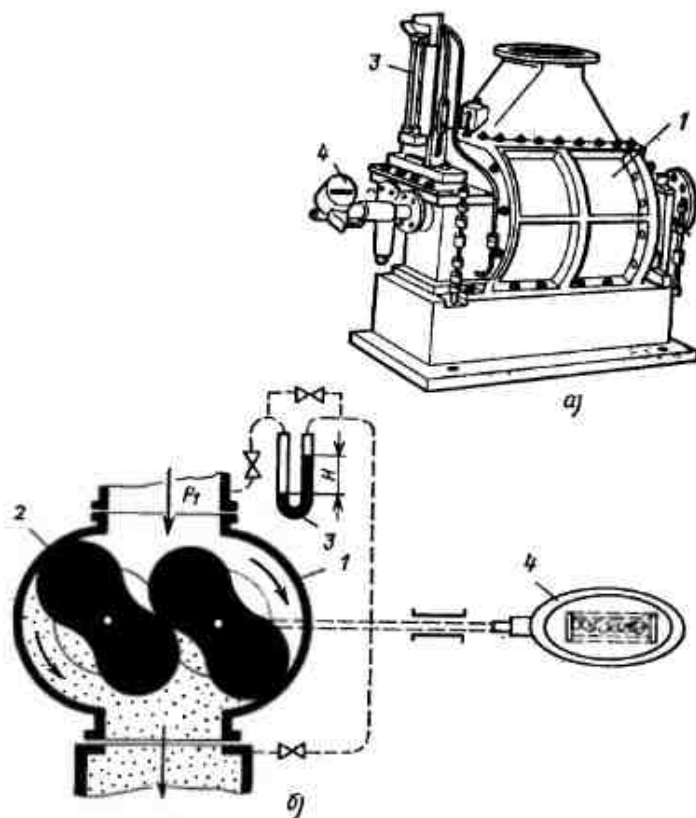


Рис. 44. Общий вид и принципиальная схема ротационного счетчика РГ:
а — общий вид, б — принципиальная схема: 1 — корпус, 2 — роторы, 3 — дифманометр, 4 — указатель счетного механизма

В зависимости от принятого метода измерения различают:
расходомеры, действие которых основано на определении расхода по перепаду давления;

расходомеры, действие которых основано на определении расхода по скоростному напору потока газа (напорные или пневматические трубки).

Наибольшее распространение в ГРП получили расходомеры первого типа. Они применяются для измерения расходов газа с давлением более 0,1 МПа (1 кгс/см²), а также для расходов, превышающих пропускную способность двух параллельно работающих ротационных счетчиков. Метод измерения расхода по перепаду давления основан на свойстве неразрывности потока

газа (жидкости), протекающего в трубопроводе. Если в одном месте трубы с помощью сужающего устройства уменьшить поперечное сечение, то скорость потока увеличится. Согласно закону сохранения энергии, полная энергия движущегося вещества представляет собой сумму потенциальной и кинетической энергий и является постоянной величиной.

При протекании газа через сужающее устройство происходит частичный переход потенциальной энергии давления в кинетическую энергию скорости. Поэтому в суженном сечении статическое давление будет меньше давления перед сужающим устройством (рис. 45). Разность давлений перед сужающим устройством и после него называется перепадом давления. Этот перепад будет тем больше, чем больше скорость или расход протекающего газа. Таким образом, перепад давления служит мерой расхода.

Зависимость между перепадом давления и расходом газа квадратична и выражается следующей формулой:

$$V = k \sqrt{\Delta p}, \quad (37)$$

где V — расход газа; Δp — перепад давления; k — коэффициент постоянный для данной диафрагмы.

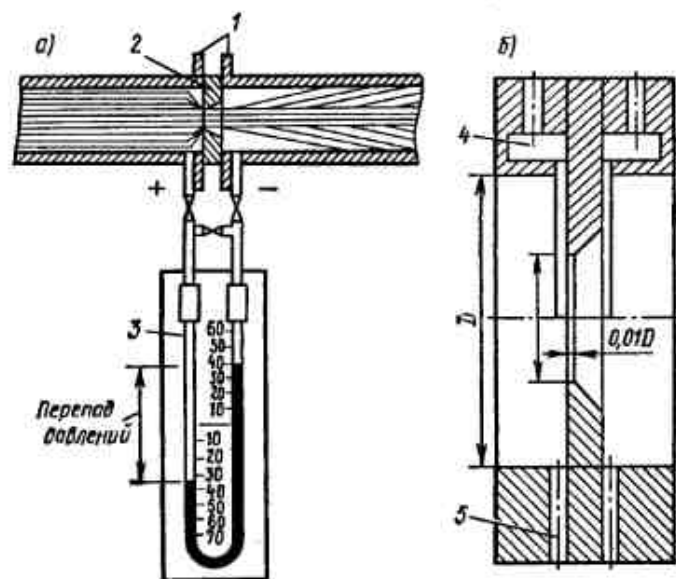


Рис. 45. Схема измерения расхода газа по перепаду давления:

а — установка диафрагмы, б — разрез диафрагмы: 1 — фланец, 2 — диафрагма, 3 — дифманометр, 4 — отверстия для отбора импульсов давления из кольцевых камер, 5 — отверстия для отбора импульсов из газопроводов

Значение коэффициента k зависит от соотношения диаметров отверстия диафрагмы и газопровода, плотности и вязкости газа. Перепад определяется с помощью регистрирующих дифманометров. В комплект установки для измерения расхода газа по перепаду давления входят: сужающее устройство, дифференциальный манометр, соединительные трубки и вентили.

В качестве сужающих устройств применяют диафрагмы и сопла. Наибольшее распространение получили нормальные диафрагмы (рис. 45, б).

Дифференциальные манометры бывают поплавковые, мембранные, кольцевые, сильфонные и др. Они могут быть показывающими, самопишущими и комбинированными. В газовом хозяйстве наибольшее распространение получили поплавковые дифманометры (рис. 46).

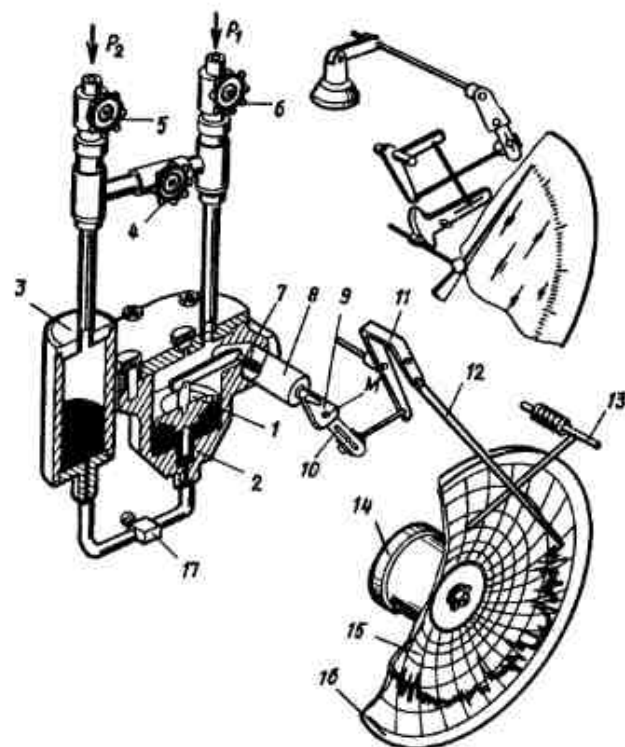


Рис. 46. Поплавковый дифференциальный манометр:

1 — поплавок, 2 — поплавковый сосуд, 3 — связный сосуд, 4 — уравнительный вентиль, 5, 6, 17 — вентили, 7 — ось, 8 — сильфонная муфта, 9 — рычажок, 10 — поводковый рычаг, 11 — мост пера, 12 — перо, 13 — арретир, 14 — часовой механизм, 15 — картограмма, 16 — подкалывание, 17 — кран

В основу действия поплавковых дифманометров положен принцип сообщающихся сосудов. Плюс-сосуд присоединяется к импульсной трубке, отбирающей давление до диафрагмы; к минусовому сосуду подводится давление, отбираемое после диафрагмы. Принцип работы дифманометра заключается в следующем. Под действием разности давлений ($p_1 - p_2$) ртуть, находящаяся в дифманометре, перемещается из сосуда 2 в сосуд 3. Вследствие этого стальной поплавок 1 опускается вниз, вызывает поворот оси 7, с которой связан рычажками, одновременно происходит отклонение рычажка 9. С рычажком 9 связан рычаг 10 и мост 11 пера 12. С помощью часового механизма 14 и электро-двигателя картограмма 15 вращается со скоростью, равной одному обороту в сутки, при этом на ней записывается кривая перепада давления. Шкала диаграммы разделена на 24 части, что позволяет определить расход газа за 1 ч. Под поплавком помещается предохранительный клапан, который разобщает сосуды в случае резкого перепада давлений и тем самым предотвращает внезапный выброс ртути из прибора.

Важное значение имеет качество изготовления диафрагмы и точность ее установки. Нормальные диафрагмы могут применяться для газопроводов с диаметром от 50 до 1200 мм при условии отношения проходных сечений диафрагмы и газопровода m в пределах $0,05 \leq m \leq 0,7$:

$$m = d^2/D^2, \quad (38)$$

где d и D — диаметры отверстия диафрагмы и газопровода.

Нормальные диафрагмы могут быть двух видов — камерные и дисковые. Для отбора более точных импульсов давления диафрагма размещается в кольцевой камере. При установке в газопроводе центр отверстия диафрагмы должен совпадать с центром газопровода.

В настоящее время особо остро стоит вопрос об учете расхода газа. До последнего времени замер расхода газа в быту осуществлялся мембранными счетчиками типа ГК-6 и ГКФ, выпуск которых прекращен в 1963 г.

Отсутствие бытовых газовых счетчиков приводит к перерасходу газа, который в целом по России по экспертной оценке составляет до 5 млрд. m^3 в год. Установка бытовых газовых счетчиков необходима прежде всего в квартирах, где газ используется для целей отопления. В настоящее время отечественная промышленность налаживает выпуск новых бытовых счетчиков типа АС-250 на низкое давление и максимальный расход $7 m^3/ч$.

ПО «Сигнал» (г. Энгельс) выпускает бытовой счетчик типа СГБ-Г6, рассчитанный на максимальный расход газа до $10 m^3/ч$. Разрабатываются и внедряются новые типы промышленных

счетчиков типа «Газомер-3М», АГАТ-1М, СВГ-80, ТГС, СПГ-91 и др. Они обеспечивают измерение расхода и количества газа по методу переменного перепада давления с автоматическим приведением этих величин к нормальным условиям. Рассмотрим принцип работы счетчика СПГ-91.

Счетчик предназначен для автоматизированного, в том числе коммерческого учета отпуска, транспортирования и потребления газа, контроля и диспетчеризации газопотребления, организации информационной сети сбора.

СПГ-91 обеспечивает преобразование сигналов датчиков перепада давления, давления, температуры и удельной теплоты сгорания в показания указанных параметров, количества теплоты сгорания, объемного расхода и объема приведенных к 20 °С и 760 мм рт. ст., а также в выходные число-импульсные, кодированные и позиционные сигналы для организации информационной сети.

Область применения — газораспределительные системы газопроводов и коммунального хозяйства, предприятия энергетики, металлургии и других отраслей промышленности.

СПГ-91 обеспечивает по каждому обслуживаемому трубопроводу:

настройку на конкретные условия применения путем ввода постоянных данных (диаметр трубопровода и диафрагмы, пределы диапазона измерений и выходного сигнала датчика и т. д.), защищаемых от несанкционированного изменения опломбированием, и ввода в процессе эксплуатации оперативных данных (состав газа, лимит потребления, договорные значения параметров на случай нештатных ситуаций, установки на сигнализацию и т. п.), защищаемых кодовым ключом. Ввод данных обеспечивается с клавиатуры лицевой панели, либо микросхемы ПЗУ, программируемой пользователем, либо по внешнему интерфейсу;

подключение датчиков избыточного давления ДДГ (ГУ-ДДГ-90) и перепада давления ДМГ (ГУ-ДМГ-90) или других датчиков с унифицированными выходным сигналом 0—5, 0—20, 4—20 мА и термопреобразователей ТСМ, 50М, ТСМ 100М, ТСП 50П, ТСП 100П. Линия связи до 2 км. Количество перепадамеров — с целью расширения диапазона или повышения точности и надежности измерений — до двух;

показания на восьмиразрядном табло лицевой панели, параметров, в том числе с обеспечением архивирования часовых, суточных, декадных объема, количества теплоты сгорания, объема лимита, а также архивирования среднесуточного давления;

диагностику внешних цепей и индикацию результатов диагностики на табло лицевой панели;

адаптацию к нештатным ситуациям (выход за номинальный диапазон измерений датчиков, выход расхода по потребителю и лимит и др.) путем учета договорных значений параметров на время наличия нештатной ситуации.

СПГ-91 обеспечивает:

ведение календаря и времени отчетных суток; энергонезависимость до трех суток; учет суммарного (по обслуживаемым трубопроводам), газопотребления; диагностику составных частей и индикацию неисправностей.

Для целей интегрирования в автоматизированные системы дистанционного контроля и диспетчеризации к СПГ-91 предусмотрено подключение:

по стандарту ИРПС (до 4 км) в СТЫК С2— ПЭВМ, например ТБМ РС, для обмена информацией (ввод оперативных данных, вывод значения параметров, составление графиков — прогнозов, сводных ведомостей, документирования и т. п.);

по стандарту СТЫК С2— модема, например УПС-1, 2ТФ-П, для обмена информацией с удаленным пунктом по коммутируемому (АТС), некоммутируемому (телеграфный канал) и физическим линиям связи;

по стандарту СТЫК С2— аппаратуры высокочастотной линии связи типа АПС-М для обмена информацией с удаленным пунктом по высоковольтной линии электропередач;

по двухпроводным линиям связи (до 10 км) — исполнительных органов сигнализации о перерыве электропитания, неисправностях, выходе параметра за установленные пределы;

по двухпроводной линии связи (до 10 км) — к специализированным вычислительным центрам, например КТС «Энергия», для передачи информации об объемах по каждому обслуживаемому трубопроводу;

шестнадцатипроводной линии — для вывода текущих параметров по системе телемеханической связи.

Основные технические характеристики счетчика СПГ-91

Давление, МПа	0—10
Барометрическое давление, МПа	0,05 ± 0,15
Температура, °С	— 50 ÷ + 70
Удельная теплота сгорания, МДж/м³	20 ÷ 50
Расход, приведенный к 20 °С и 760 мм рт. ст., м³/ч	0 ÷ 10⁷
Расходы теплоты сгорания, ГДж/ч	0 ÷ 5 × 10⁵
Объем, приведенный к 20 °С и 760 мм рт. ст., м³	0 ÷ 99999999
Количество теплоты сгорания, ГДж	0 ÷ 99999999
Основная приведенная погрешность, %	± 0,2
Потребляемая мощность, Вт	не > 20
Питание от сети переменного тока, В, Гц	220; 50 ± 1
Габаритные размеры, мм	266 × 266 × 240
Масса, кг	не более 13
Количество трубопроводов	до 4

5.5. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОВЫМ ХОЗЯЙСТВОМ

Важнейшим показателем нормальной работы систем газораспределения является подача газа требуемого давления каждому потребителю. Для выполнения этих сложных функций диспетчерская служба оснащена средствами связи, автоматики, телемеханики и вычислительной техникой. Эти средства обеспечивают контроль основных показателей работы систем газоснабжения, автоматическое регулирование давления газа в газопроводах и телемеханическое управление соответствующими запорными устройствами.

В крупных газовых хозяйствах диспетчерские службы начинают оснащать ЭВМ, обеспечивающими обработку поступающей информации и выдачу рекомендаций диспетчеру. Начата телемеханизация городских систем газоснабжения. К настоящему времени разработаны телемеханические устройства и комплексы технических средств автоматизированных систем управления.

Устройства автоматики и телемеханики (АТ) и комплекс технических средств автоматизированных систем управления (КТС АСУ) предназначены для повышения надежности работы газораспределительных сетей, контроля состояния объектов и управления работой их оборудования. Средства АТ и КТС АСУ должны обеспечивать автоматическое регулирование технологических параметров и безопасность работы объектов газового хозяйства и в случае выхода контролируемых параметров за допустимые пределы работы прекращать подачу газа.

По мере совершенствования средств АТ и КТС АСУ осуществляется переход к автоматическому управлению объектами газоснабжения. Автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) являются высшей ступенью диспетчеризации газового хозяйства. Это достигается широким оснащением диспетчерских служб электронно-вычислительной техникой, в том числе ЭВМ, позволяющими принимать быстрые решения в процессе управления газоснабжением. В сложной комплексной системе управления народным хозяйством страны АСДУ занимает место на стыке между Единой автоматизированной системой газоснабжения страны и территориальной АСУ городского газового хозяйства. Четкое взаимодействие этих систем обеспечивается при их полной совместимости, едином порядке получения, переработки и хранения информации, унификации документации, идентичности их шифров и кодов.

Основной целью внедрения автоматизированной системы диспетчерского управления газовым хозяйством является повышение эффективности работы систем газоснабжения на основе совершенствования их организационной структуры и методов

управления. Основные задачи: оперативное управление работой газорегуляторных пунктов; управление процессами распределения газа между потребителями; анализ учета хозяйственной и финансово-экономической деятельности служб газового хозяйства; планирование профилактических и ремонтных работ; учет количества получаемого и отпущенного потребителям газа; контроль за расходом газа; перспективное планирование развития газового хозяйства.

Информационно-вычислительные центры (ИВЦ). В крупных городах страны в территориальных АСУ создаются вычислительные центры и вычислительные системы коллективного пользования как составные части общей сети информационно-вычислительного обслуживания. Это позволяет в любое время оперативно получать необходимую информацию.

Сочетание АСУ отраслей городских коммунальных хозяйств и крупных вычислительных центров коллективного пользования ускорит решение многих задач управляющих производственных и технологических комплексов. Все это является качественно новым направлением диспетчеризации газового хозяйства. Такая АСДУ может как использоваться в качестве помощника диспетчера, так и заменять его. Однако во всех случаях диспетчер принимает окончательное решение по управлению системой. Это обеспечивается путем выбора соответствующей программы для ЭВМ.

Рассмотрим примерную структурную схему автоматизированной системы диспетчерского управления режимами газоснабжения. На рис. 47 показана упрощенная схема в двух вариантах ее применения в качестве советчика диспетчера и диспетчера-автомата. Во втором случае на схеме штриховой линией показаны дополнительные элементы ТУ (устройства телеуправления) и ИМ (исполнительные механизмы). В первом варианте система имеет разомкнутый характер, а во втором — замкнутый с обратными связями через объекты управления и контролируемые пункты. Основными элементами системы являются:

датчики контролируемых параметров и положения управляемых объектов (δ);

устройства телеизмерения и телесигнализации (ТИ, ТС). Они обеспечивают передачу необходимой информации с различных контролируемых пунктов систем газоснабжения в информационно-вычислительный центр. В данном случае ИВЦ расположен на диспетчерском пункте газовой службы;

ЭВМ, обеспечивающая выполнение математических операций и моделирование процессов, происходящих в системе газоснабжения;

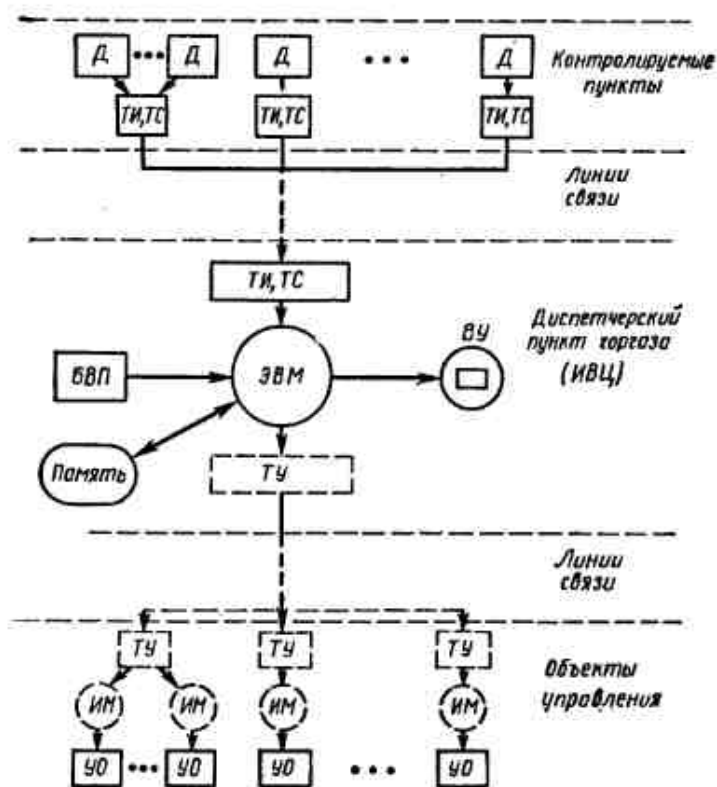


Рис. 47. Примерная схема автоматизированной системы диспетчерского управления режимами газоснабжения

блок ввода программ (БВП), обеспечивающий оперативную настройку и перестройку ЭВМ и выбор режима ее работы;

блок «Память», обеспечивающий ЭВМ полезными сведениями;

выходное устройство (ВУ), предназначенное для диспетчерского контроля за работой ЭВМ;

устройство телеуправления (ТУ), предназначенное для передачи команд ЭВМ объектам управления (регуляторам давления);

исполнительные механизмы (ИМ), воздействующие на объекты управления;

объекты управления (ОУ).

Основное отличие такой автоматизированной системы диспетчерского управления от обычных систем диспетчеризации заключается в оснащении диспетчерских служб электронно-вычис-

лительной техникой, позволяющей принимать быстрые и оптимальные решения в процессе управления газоснабжением.

В газовых хозяйствах основными контролируемыми пунктами являются: газораспределительные и газгольдерные станции, основные газорегуляторные пункты и установки, отдельные точки газопроводов. Эти контролируемые пункты в телемеханизированных системах могут служить местами сосредоточения объектов телемеханического контроля и управления.

Диспетчеризация систем газоснабжения должна обеспечивать:

а) передачу на диспетчерский пункт аварийных и предупредительных сигналов при отклонении контролируемых параметров газа от установленных норм;

б) централизованное управление настройкой регуляторов давления газа и отключающими устройствами на газопроводах для обеспечения наиболее рациональных эксплуатационных режимов систем газоснабжения;

в) возможность измерения основных параметров газа.

Основными параметрами, подлежащими телемеханическому контролю, являются давление, расход и температура газа в газопроводах, температура воздуха и загазованность в помещениях. Телемеханизация объектов обеспечивается средствами телеизмерения, телеуправления и телесигнализации. Под телеизмерением понимают передачу с заданной точностью сообщений о текущих значениях давления, расхода и температуры газа с контролируемых пунктов на диспетчерский пункт.

Средствами телеуправления, обеспечивающими передачу и исполнение команд диспетчера, оснащают устройства настройки регуляторов давления (пилоты), электроуправляемые задвижки и клапаны.

Средствами телесигнализации оборудуют большинство объектов телемеханического контроля.

Все контролируемые пункты оснащают средствами двусторонней телефонной связи с диспетчерским пунктом. Контролируемые пункты размещаются в специальных аппаратных помещениях, обеспечивающих нормальные условия эксплуатации автоматических и телемеханических устройств. Телемеханические устройства относятся к комплексным телемеханическим системам ТИ — ТУ — ТС, предназначенным для территориально рассредоточенных объектов. При этом особенность таких систем заключается в том, что число телемеханизированных контролируемых пунктов гораздо больше числа телемеханических операций, осуществляемых на каждом контролируемом пункте.

Телемеханические устройства диспетчерских служб должны обеспечивать: а) централизованный контроль основных параметров

газоснабжения; б) передачу сигналов на диспетчерский пункт при нарушениях заданного режима газоснабжения, возникновении аварий и неисправностей; в) централизованное управление основными запорными устройствами на газопроводах и устройствами настройки регуляторов (пилотами) давления соответствующих газорегуляторных пунктов; г) контроль положения объектов телеуправления; д) двустороннюю телефонную связь между контролируемыми пунктами и диспетчерской.

Телемеханическую аппаратуру подразделяют на аппаратуру: телеизмерений (ТИ); телеуправления — телесигнализации (ТИ — ТС); для обработки и регистрации информации, поступающей на диспетчерский пункт; телефонной связи (ТФ) и вспомогательную. Вместе с тем вся телемеханическая система газового хозяйства конструктивно состоит из трех основных частей: полуккомплекта диспетчерского пункта (ПК ДП); полуккомплектов контролируемых пунктов (ПК КП); устройств связи полуккомплектов ДП и КП между собой.

Контролируемые пункты являются местами сосредоточения объектов телеуправления (ТУ), телесигнализации (ТС) и телеизмерения (ТИ). В настоящее время условная дальность действия телемеханической аппаратуры принята 25 км. В случае необходимости передать информацию на большее расстояние принимают меры по снижению значения электрического затухания, например используют электрические кабели с большим сечением жил.

Устройства телеуправления предназначены для оперативного изменения из диспетчерского пункта положения пилотов — регуляторов давления газа. Каждому из телеуправляемых регуляторов передаются две команды «Больше давления газа» или «Меньше давления газа». При этом устанавливается не менее трех уровней выходного давления. По показаниям приемников телеизмерений осуществляется контроль исполнения команд телеуправления настройкой регуляторов давления.

Системы телемеханики могут работать в двух основных режимах автоматического опроса группы объектов и выборочного подключения к диспетчерскому пункту отдельного объекта. Информация телеизмерения параметров газа воспроизводится путем вывода ее на табло и на показывающие приборы, а также путем регистрации ее самопишущими приборами. Устройства телемеханики обеспечивают раздельное и совместное проведение операций телеуправления, телесигнализации, телеизмерения и связи.

В первом случае телемеханические устройства называются функциональными, во втором — комбинированными. Комбинированные устройства могут выполнять несколько видов телеме-

ханических операций, но не решают все задачи контроля и управления. Эти задачи могут решать комплексные телемеханические системы, обеспечивающие передачу сигналов телеуправления, телесигнализации и телеизмерения, а также осуществление телефонных переговоров по общей линии связи.

Принцип работы устройства телеуправления конструкции Мосгаза. Предназначено для телемеханической перестройки регуляторов давления газа. Устройство (рис. 48) включает схему телеуправления и исполнительный механизм (пилотом). Схема телеуправления состоит из ключа управления, расположенного на диспетчерском пункте, и поляризованного реле *ПР*, находящегося в помещении газорегуляторного пункта. Поляризованное реле и ключ управления соединены между собой двухпроводной телефонной линией связи. Исполнительный механизм устройства состоит из реверсивного электродвигателя типа 2АСМ-400, ре-

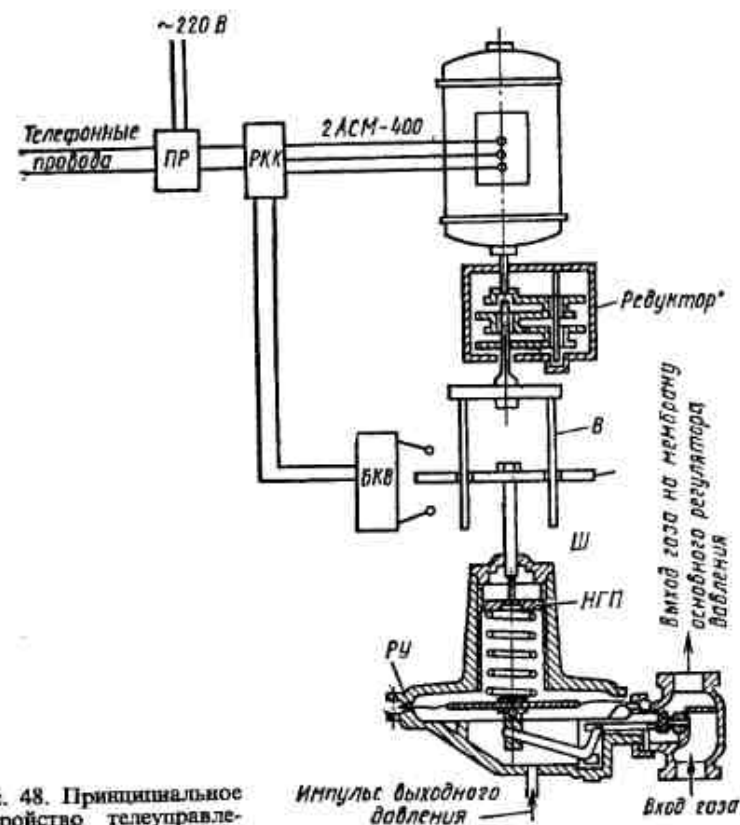


Рис. 48. Принципиальное устройство телеуправления регуляторами

дуктора, соединенного с вилкой В. Вилка В вставляется в штурвал-диск ШД командного прибора управления РУ регулятора. При этом движение штурвала-диска ограничено блоком концевых выключателей БКВ. Электродвигатель и БКВ подключены к поляризованному реле ПР через распределительную клеммную коробку РКК. Исполнительный механизм легко соединяется с современными конструкциями командных приборов регуляторов давления газа. Редуктор исполнительного механизма связан с вращающейся вилкой В, а пальцы вилки свободно входят в отверстия штурвала-диска пилота — регулятора давления. Штурвал-диск ШД соединен с нажимной гайкой пилота НГП, которая может свободно перемещаться в стакане пилота.

При вращении нажимной гайки пилота возникает дополнительное усилие на пружину, которая в свою очередь воздействует на мембрану пилота. Всякое перемещение под действием пружины мембраны пилота вызывает соответствующее перемещение клапана командного прибора управления. Перемещение клапана приводит к изменению давления газа, воздействующего на мембрану основного регулятора давления газа, а следовательно, и давления газа на выходе из основного регулятора. Сигналы «Большее давление газа» и «Меньшее давление газа» направляются с диспетчерского пункта на устройство по полярному признаку. Эти сигналы на газорегуляторном пункте воспринимаются поляризованным реле ПР, контактами которого включается в действие реверсивный электродвигатель.

Включение в работу электродвигателя приведет к соответствующему перемещению штурвала-диска и нажимной гайки пилота. При вращении нажимной гайки вправо давление на выходе основного регулятора повышается, а при вращении влево — понижается.

5.6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ГРП

Для обеспечения нормальной и бесперебойной работы за ГРП устанавливают систематический надзор и проводят техническое обслуживание. В состав работ по техническому обслуживанию ГРП входят:

- обход ГРП и устранение выявленных неисправностей (профилактическое обслуживание);
- плановая проверка состояния и работы оборудования;
- текущий ремонт оборудования (ревизия);
- проверка контрольно-измерительных приборов, а также приборов телемеханики (при их наличии).

Техническое обслуживание ГРП проводят в сроки, предусмотренные утвержденным графиком. Обход ГРП, оборудован-

ных регистрирующими контрольно-измерительными приборами, обычно проводят 1 раз в два дня, а оборудованных приборами телемеханики, а также шкафного типа — не реже 1 раза в месяц. Плановая проверка состояния и работы оборудования в них проводится не реже 2 раз в год (проверка настройки предохранительных клапанов — не реже 1 раза в два месяца). Профилактический ремонт (ревизия) выполняется не реже 1 раза в год. Рассмотрим состав работы при техническом обслуживании ГРП.

Обход ГРП. Обход ГРП начинают с внешнего осмотра помещения ГРП и прилегающей к нему территории. При этом обращают внимание на следующее: не проводятся ли на прилегающей к нему территории какие-либо земляные и строительные работы; имеются ли решетки на окнах; нанесены ли предупредительные надписи; сохранно ли крепление устройств молниезащиты. Проверяют внешний вид здания ГРП. Затем приступают к внутреннему осмотру помещения. Прежде всего проверяют отсутствие загазованности помещения ГРП и проводят проверку плотности всех соединений и арматуры с помощью мыльной эмульсии. Отбор проб для анализа производят в трех точках: у двери, над регулятором давления, в середине помещения (на высоте 2—2,5 м). Проба воздуха отбирается при закрытой двери помещения, чтобы поток свежего воздуха, поступающего через дверной проем, не искажал показаний газоанализатора.

Затем проверяют комплектность средств пожаротушения, инструмента и наличие аптечки. При необходимости слесари производят уборку помещения, удаляют пыль и грязь с оборудования.

После выполнения перечисленных работ приступают к проверке работы контрольно-измерительных приборов. У пружинных манометров проверяют возврат стрелки на нуль после сообщения его с атмосферой и сброса давления газа через трехходовой кран. При неточных показаниях манометра на трехходовой кран устанавливают контрольный манометр и с помощью трехходового крана производят одновременное измерение давления контрольным и рабочим манометрами. Если показания манометров окажутся различными, то рабочий манометр заменяют исправным. Далее приступают к проверке показаний манометра, измеряющего перепад давлений на фильтре. Если перепад давлений на фильтре окажется выше допустимых 100 мм вод. ст. (1000 Па), то фильтр подлежит очистке.

Далее приступают к проверке работы регулятора давления и предохранительных устройств. Прежде всего проверяют работу предохранительно-запорного клапана. В настоящее время во многих газовых хозяйствах применяют специальные приспособ-

ления для проверки пределов срабатывания предохранительно-запорных клапанов. В процессе работы проверяют предел срабатывания предохранительного сбросного устройства. Это достигается путем повышения давления газа на выходе из регулятора давления.

Все выявленные в ходе обхода ГРП недостатки, не требующие немедленного устранения, слесари отмечают в рапорте, который сдают мастеру.

Плановая проверка состояния и работы оборудования ГРП. Выполняют все работы, предусмотренные при обходе ГРП, а также ряд дополнительных работ. Работы выполняет бригада слесарей под руководством мастера. Работы выполняют по наряду на газоопасные работы. При этом проводят: осмотр и чистку фильтра; проверку хода и плотности закрытия задвижек и предохранительного клапана; проверку плотности всех соединений и арматуры мыльной эмульсией; смазку трущихся частей и перенабивку сальников; продувку импульсных трубок к контрольно-измерительным приборам и запорно-предохранительному клапану; проверку плотности закрытия клапана регулятора; определение плотности и чувствительности мембраны регулятора давления и пилота; проверку настройки и работы запорно-предохранительного клапана; проверку настройки и работы сбросных предохранительных клапанов (пружинных и гидравлических).

После выполнения работ по осмотру и обходу приступают к переводу работы ГРП через обводную линию (байпас). Этому предшествует ряд подготовительных мероприятий. Необходимо убедиться, что кран и задвижка на байпасе закрыты, и проверить наличие заглушки, которую иногда устанавливают между фланцами задвижки. Если заглушка имеется, ее извлекают, а фланцевые соединения герметизируют. Закрывают кран свечи байпаса и открывают первое отключающее устройство на байпасе, чтобы иметь возможность проверить герметичность фланцевого соединения, где стояла заглушка. Далее проверяют положение крана перед манометром, показывающим давление газа после регулятора, при этом убеждаются, что кран открыт. Около этого манометра устанавливают дежурного слесаря (на весь период, во время которого происходит перевод ГРП для работы через байпасную линию).

После перевода работы ГРП через байпасную линию бригада приступает к проверке оборудования. Один из членов бригады находится у входа в ГРП с наружной стороны и ведет контроль за работающими в помещении. Прежде всего приступают к очистке фильтра. Предварительно следует плотно закрыть и затянуть затворы входной и выходной задвижек и с помощью

одного из трехходовых кранов, установленных на манометрах, сбросить имеющийся в основной линии газ. После сброса газа трехходовой кран закрывают и по манометру контролируют отсутствие давления газа в отключенном участке. Если давление газа будет повышаться, то необходимо подтянуть маховик входной задвижки или для большей надежности установить металлическую заглушку. Убедившись в герметичности отключения, приступают к вскрытию фильтра. После того как отпущены все гайки на крышке фильтра (в зависимости от ее конструкции), необходимо с помощью отвертки приподнять крышку и еще раз убедиться в отсутствии притока газа. Затем следует снять болты и крышку.

Далее осторожно извлекают кассету, не допуская стряхивания пыли на пол помещения, и выносят ее за пределы помещения на расстояние 15—20 м. Пыль и грязь из кассеты вытряхивают в приямок, который потом засыпают землей. Промывку фильтра производят бензолом и бензином (при соблюдении соответствующих мер безопасности). Внутреннюю часть корпуса фильтра протирают тряпкой, смоченной в керосине. Кассету фильтра очищают в ведре с бензином, подсушивают, а заполнитель смачивают турбинным или висциновым маслом. Затем кассету устанавливают в корпусе фильтра и герметично затягивают гайки на крышке фильтра.

При проверке предохранительно-запорных клапанов большое внимание уделяют фиксации пределов настройки на «минимум» и «максимум», а также безотказность срабатывания системы рычагов. В практике использования этих клапанов наблюдаются случаи, когда мембрана головки клапана теряет эластичность и перестает реагировать на изменения импульса выходного давления.

Настройка сбросных предохранительных устройств должна проводиться с таким учетом, чтобы они срабатывали раньше предохранительно-запорных клапанов. Например, при выходном низком давлении предохранительно-запорный клапан должен срабатывать при давлении газа на 15% выше рабочего давления. В свою очередь, сбросной клапан должен опережать срабатывание предохранительно-запорного клапана. Настройку сбросного клапана производят на давление, превышающее рабочее на 5%.

Важной задачей является проверка плотности прилегания клапана регулятора давления к седлу. Это можно осуществлять способом, аналогичным способу проверки плотности предохранительно-запорных клапанов.

Плотность мембран регуляторов и пилотов проверяют внешним осмотром или с помощью мыльной эмульсии, а чувстви-

тельность — путем изменения нагрузки на мембрану и наблюдением за выходным давлением газа.

Последовательность операций по проверке состояния мембраны регулятора РДУК-2 следующая: сначала в нижней части мембранной коробки отворачивают пробку и присоединяют специальное приспособление для опрессовки, затем снимают верхнюю крышку регулятора, чтобы следить за ходом клапана и движением мембраны. Далее ставят штуцер импульсной трубки под мембрану и на его место устанавливают пробку. В подмембранном пространстве регулятора создают давление воздуха до 3 кПа. Фиксируют верхнее положение клапана регулятора и величину давления под мембраной по манометру приспособления, после чего дают несколько минут выдержки, чтобы убедиться в отсутствии падения давления в подмембранном пространстве. Эту операцию можно повторить несколько раз, чтобы точно зафиксировать положения клапана и мембраны. При этой же операции проверяют ход штока клапана в направляющей втулке. Аналогично проверяют герметичность мембраны пилота.

Чувствительность работы регулятора можно проверить несколькими способами. Наиболее простой способ заключается в том, что с помощью пилота регулятор несколько раз подвергают переменной нагрузке (от минимальной до максимальной). При этом чувствительность работы регулятора оценивают по плавности и скорости реакции регулятора на изменение сжатия пружины пилота. При втором способе установленный режим выходного давления искусственно нарушается путем прикрывания сброса газа через свечу. Чувствительность работы регулятора оценивают по тому, насколько стабильно поддерживается давление после регулятора. Третий способ заключается в том, что с помощью входной задвижки изменяют давление газа, поступающего на регулятор, в диапазоне от рабочего до минимального и следят за работой регулятора, что позволяет определить стабильность выходного давления и его соответствие паспортным данным.

У регулятора давления необходимо также продуть и прочистить дроссели. Диаметры дросселей должны быть правильно подобраны и зафиксированы (для установленных режимов работы) в журнале ГРП.

Важное значение имеет также состояние импульсных трубок. Их проверяют на способность свободно пропускать газ и при необходимости продувают воздухом с помощью насоса. Все трехходовые краны перед манометрами подлежат продувке газом.

Текущий ремонт оборудования ГРП (ревизия). Текущий ремонт оборудования ГРП выполняет бригада квалифицированных ра-

бочих под руководством мастера. Текущий ремонт заключается в разборке, ремонте, смазке и сборке отдельных узлов оборудования ГРП.

Работы, производимые при текущем ремонте, по объему и последовательности выполнения отдельных операций отличаются от плановых проверок. Работа связана с разборкой всего оборудования, что позволяет регулярно 1 раз в год визуально проверить и оценить техническое состояние всех узлов и деталей и при необходимости произвести их ремонт или замену.

Предварительно осуществляют внешний осмотр газопроводов, отключающих и предохранительных устройств, регуляторов, фильтров, контрольно-измерительных приборов. Осмотр производят с целью обнаружения видимых дефектов, повреждений и определения состава работ по устранению обнаруженных неисправностей. На время проведения ревизии снабжение потребителей газом осуществляется через обводной газопровод.

Ревизия отключающих устройств. Предварительно проверяют плавность поворота пробок всех кранов и плавность хода штока каждой задвижки. При этом проверку производят на режимах от положения «Закрыто» до положения «Открыто». Обращают внимание на то, чтобы фланцы, маховик, корпус задвижки и все остальные детали не имели трещин, надломов и других дефектов. Сальники отключающих устройств должны быть хорошо подтянуты и обеспечивать герметичность подвижных соединений. Тщательно проверяется герметичность задвижек при закрытом положении их затвора. В случае отсутствия герметичности задвижки заменяют.

Ревизия фильтров. Операции по ревизии фильтров во многом аналогичны операциям при проведении их плановых проверок. В данном случае обязательной является очистка и промывка их корпуса и кассеты с наполнителем. Следует равномерно распределять по кассете наполнитель и в случае необходимости дополнять до нормы. Необходимо убедиться, что поток газа проходит только через наполнитель кассеты и не имеет другого пути. Работы по ревизии фильтра требуют соблюдения особых мер предосторожности, так как существует опасность самовозгорания пыли, накопившейся в корпусе фильтра. Поэтому при этой операции запрещается проведение работ с применением огня. После окончания работ производят сборку фильтра, при этом следует помнить, что защитная сетка кассеты устанавливается перед наполнителем по ходу газа.

Ревизия предохранительно-запорных клапанов. Характерной особенностью предохранительно-запорных клапанов типа ПКН и ПКВ является отсутствие перепускного вентиля (для выравнивания давления), вместо которого в центре золотника

имется отверстие. Это отверстие при автоматическом срабатывании клапана закрывается нижним концом штока. Масса подъемного рычага способствует надежной герметизации основного и перепускного клапанов. Основной предохранительный клапан открывается легко, так как предварительная разгерметизация перепускного клапана обеспечивает быстрое выравнивание давления до и после клапана. Следует также иметь в виду, что мембрана клапана ПКВ (в отличие от клапана ПКН) не имеет опорной тарелки и ее активная площадь уменьшена за счет установки между фланцами металлического кольца.

Настройка клапанов ПКВ на нижнее значение давления производится дополнительной пружиной, встроенной внутри головки и воздействующей на шток мембраны. При проверке головок клапанов обращают внимание на целостность и эластичность мембран.

Ревизия предохранительно-сбросных устройств. Предохранительно-сбросные клапаны полностью разбирают с целью проверки плотности и работоспособности мембран. Тщательно проверяют внешний вид клапана и плотность прилегания его к седлу. Проверку состояния пружины производят аналогично операции при проверке пружин предохранительно-запорных клапанов.

Гидравлические предохранительные устройства (гидрозатворы) в летнее время заливают водой, зимой — глицерином или керосином. Прежде всего необходимо убедиться, обеспечивает ли срабатывание гидрозатвора имеющийся в нем уровень жидкости. Проверяют также правильность показаний водомерной трубки.

Далее приступают к очистке гидрозатворов. Характерными дефектами его являются скопление на дне корпуса разных отложений (песка, механических примесей и др.), а также коррозии внутренней поверхности. Чтобы убедиться в наличии различных отложений на дне гидрозатвора, достаточно с помощью металлического прута замерить внутреннюю и наружную высоту корпуса. После окончания ревизии прибор заливают жидкостью и подсоединяют к газопроводу.

Ревизия регуляторов давления. Объем работ и последовательность операций зависят от конструктивных особенностей регулятора. Например, ревизию регуляторов типа РДУК начинают с отсоединения и разборки пилота. Сначала необходимо проверить состояние мембраны, обратив особое внимание на ее плотность и эластичность. Пружину пилота проверяют визуальным осмотром, сравнивая ее с эталонной. Важными характеристиками пружины, определяющими качество ее работы, являются высота полностью сжатой пружины и ее внутренний диаметр.

При ревизии пилота обращают внимание на состояние его головки. Свободный ход клапана пилота (предел поднятия от

седла) должен составлять 1,5—2 мм, диаметр иглы — 1,4 мм. Длина иглы и высота поднятия клапана пилота от седла взаимосвязаны, свободный ход клапана регулируется за счет длины иглы. Следует убедиться в плотности посадки клапана на седло. Для этого необходимо вывернуть и удалить из стакана пружину и создать давление воздуха со стороны входа газа в пилот из регулятора. При этом через клапан не должен проходить воздух. При сборке пилота обращают внимание на центровку мембраны, смещение которой не должно превышать 1 мм.

Ревизию регуляторов начинают с вскрытия крышки (в зависимости от конструкции) и осмотра внутренней поверхности, которую очищают от пыли и грязи и при необходимости промывают. Затем извлекают (или разбирают) клапан, проверяют его уплотнение и способность свободно перемещаться. Далее проверяют состояние и плотность мембраны регулятора. Если мембранная коробка не вскрывается, то плотность мембраны можно проверить путем опрессовки подмембранного пространства воздухом.

При ревизии регулятора давления типа РДУК (см. рис. 33) необходимо:

снять крышку регулятора, вынуть фильтр и очистить его;

вынуть клапан 6 и проверить состояние уплотнительной резины; если необходимо установить новый уплотнитель, то применяют мягкую маслостойкую резину;

осмотреть уплотняющую кромку седла клапана, на которой не должно быть вмятин и царапин, незначительные повреждения можно устранить шлифовкой кромки седла мелкой наждачной бумагой;

вынуть шток 22, очистить поверхность штока и колонку 21 тряпкой, смоченной в керосине. Слегка смазать шток техническим вазелином и убедиться, что он легко перемещается во втулке;

надеть золотник на верхний конец штока, нажать на него и убедиться, что уплотняющая резина без перекосов прилегает к седлу клапана;

отвернуть штуцер 24 и вместо него установить специальный резьбовой наконечник с резиновой трубкой диаметром 6—8 мм. Подать воздух в трубку и переместить мембрану регулятора в крайнее верхнее положение. Клапан переместится вверх, при этом высота хода должна быть равна 25—30% диаметра клапана. При меньшей величине перемещения следует проверить зазор между верхним концом штока 22 и дном клапана 6. Если зазор более 3 мм, шток необходимо удлинить;

для проверки герметичности мембраны 7 необходимо пережать резиновую трубку (прекратить подачу воздуха) и проследить за работой клапана; если клапан не переместится вниз, то мембрана герметична;

медленно выпустить воздух из подмембранного пространства регулятора, при этом клапан, шток, ударник и мембрана должны перемещаться вниз плавно, что указывает на отсутствие трения при перемещении толкателя;

поставить на место фильтр и крышку люка.

Наиболее ответственной операцией при ревизии мембранной коробки является ее сборка. Последовательность работ при сборке такова:

мембрану в сборе с диском кладут на нижний фланец, обеспечивая установку опоры 25 в кольцевой выточке; нижний фланец, расположенный соосно с верхним, поднимают, обеспечивая сопряжение торца толкателя с гнездом центрального штуцера мембраны; оба фланца скрепляют болтами и поочередно стягивают, при этом обращают внимание на то, чтобы не допустить образование морщин по окружности мембраны.

При ревизии пилота КН-2-00 производят следующие работы (см. рис. 33):

снимают пробку 15 и вынимают клапан 6, прочищают отверстия в головке и седле клапана;

проверяют соосность сборки штока с клапаном и ровно укладывают уплотнительную резиновую шайбу;

вывинчивают резьбовой стакан 10 и вынимают пружину 11;

устанавливают на место клапан 6 и, удерживая его пальцем, ставят пилот мембраной вверх;

слегка опуская и поднимая золотник, убеждаются, что шток, толкатель и мембрана свободно перемещаются вниз и вверх. Если наблюдается трение, то необходимо разобрать фланцевую коробку пилота и при повторной сборке добиться того, чтобы гнездо было расположено в центре мембраны, а также центричности толкателя и штока;

проверяют ход клапана (до 1,5 мм) и при необходимости регулируют его путем изменения длины штока;

убеждаются, что зазор между верхним концом золотника и заглушкой достаточен и обеспечивает свободное открытие клапана;

устанавливают на место пробку 15.

В пилоте КВ-2-00 (в отличие от КН-2-00) установлены мембранная тарелка меньшего диаметра и дополнительное кольцо для уменьшения активной площади мембраны. Диаметр пружины пилота равен 6 мм. Операции по ревизии пилота КВ-2-00 во многом аналогичны ранее рассмотренным.

Ревизия регуляторов РСД (см. рис. 32). Работы рекомендуются проводить в такой последовательности:

отсоединить трубку пилота от крестовин и снять его;

отвернуть накидную гайку 20 и разъединить тройник и корпус регулятора. Вынуть опорные сухари 19 и снять гайку;

проверить состояние уплотняющей кромки седла клапана 33. При наличии царапин клапан необходимо снять и притереть кромку мелкой наждачной бумагой. После этого клапан необходимо установить на место так, чтобы была уплотнена резьба;

проверить качество резинового уплотнения 22 золотника;

снять заглушку 11, отвернуть гайку 13, вынуть пружину 14 и снять болты с фланцев корпуса. При этом необходимо действовать осторожно, чтобы не повредить мембрану;

вынуть мембрану, снять ее зацеп с конца рычага 30;

проверить состояние мембраны и дополнительно подтянуть резьбовое соединение штока 16 с зацепом;

убедиться, что рычаг и толкатель 28 двигаются без трения. При необходимости можно разобрать рычажную систему, очистить, а затем смазать втулку толкателя;

очистить все детали и узлы от ржавчины;

очистить каналы крестовины.

При ревизии и ремонте пилота необходимо очистить его внутренние полости и соединительные трубки от грязи и ржавчины; убедиться, что пружина прижимает клапан к седлу и обеспечивает герметичность при небольшом давлении на входном штуцере пилота.

Неисправности оборудования и их устранение. Наиболее распространенной неисправностью ГРП являются утечки газа. Это объясняется большим количеством фланцевых и резьбовых соединений. Устранение утечек газа через фланцевые соединения является наиболее трудоемкой операцией. Поэтому такую операцию необходимо выполнять тщательно, используя доброкачественные материалы.

В качестве прокладок во фланцевых соединениях оборудования ГРП применяют паронит, клингерит или маслостойкую резину. Эти прокладки должны иметь толщину, позволяющую использовать их в один слой. Паронитовые или клингеритовые прокладки не должны иметь надрезов и вмятин.

Утечки газа во фланцевых соединениях возможны также и в том случае, когда неправильно затягивают болты или применяют болты другого диаметра, что приводит к перекосу фланцев и появлению в них утечек. Уменьшение количества болтов ниже нормы также может привести к перекосу фланца. Для уменьшения утечек следует по мере возможности сокращать количество резьбовых соединений.

Неисправности ротационных счетчиков и их характерные причины:

утечки газа происходят через пробки для заливки и спуска масла в коробках шестерен и редуктора (при неполной их затяжке), накидные гайки импульсных трубок при их неплотной

затяжке или неисправных прокладках; пробки дифференциального манометра или его поломанные стеклянные трубки, фланцы счетчика;

засорение различными механическими примесями пространства между роторами и стенками камер, вследствие чего роторы не вращаются. Для устранения неисправности необходимо вскрыть счетчик и очистить его;

малое давление газа перед счетчиком (неисправность следует искать в регуляторе давления);

счетчик работает, но создает перепад давления больше допустимого. Неисправности возникают по следующим причинам: отложилась грязь на роторах и стенках камер (грязь устраняют промывкой), засорились коробки с шестернями (следует промыть шестерни и залить коробку чистым маслом по уровню);

роторы счетчика вращаются, но сам счетчик не показывает расход газа или показывает его неверно. Причины неисправности следующие: засорение редуктора; поломка счетного механизма; увеличение зазора между роторами и стенками камер больше нормального или образование на них раковин в результате длительной или неисправной эксплуатации.

Неисправности газовых фильтров. Характерными неисправностями газовых фильтров являются утечки газа, а также их засорение различными механическими примесями. Признаком засорения фильтров является большой перепад давления за счет повышенного сопротивления потоку газа. Для предупреждения подобных случаев следует периодически контролировать перепад давления на фильтре и в случае необходимости очищать его от механических примесей.

Неисправности задвижек:

износ уплотнительных поверхностей на дисках и корпусе (через закрытую задвижку проходит газ);

отрыв дисков от шпинделя и его искривления, не позволяющие перекрыть газ;

поломка маховика (происходит при затрудненном закрывании задвижки или при чрезмерной затяжке);

утечка газа через сальник задвижки (можно устранить подтягиванием нажимной буксы сальника или перенабивкой сальника при перекрытой задвижке);

образование трещин в корпусе задвижек или отрыве фланцев (необходимо немедленно заменить задвижку);

поломка нажимной буксы сальника (происходит при затяжке сальника с перекосом или при попытке устранить утечку через сальник без его перенабивки); чтобы устранить неисправность, необходимо немедленно перекрыть задвижку и заменить нажим-

ную буксу. В противном случае сальник может быть выдавлен, что повлечет за собой утечку газа.

Причины неисправности предохранительно-запорных клапанов:

1) *клапан не перекрывает подачу газа.* Возможные неисправности: засорен клапан или имеется дефект седла, что можно обнаружить и устранить при разборке клапана; заедает шток или рычаги клапана, отчего при падении молотка клапан остается открытым; дефект обнаруживают при внешнем осмотре;

2) *клапан перекрывает подачу газа без повышения давления газа за регулятором.* Возможные неисправности: произошел разрыв мембраны головки клапана или засор импульсной трубки — мембрана под действием груза опускается, и клапан срабатывает, плохая настройка клапана; самопроизвольное закрытие клапана от вибрации газового оборудования;

3) *клапан при настройке не открывается.* При этом возможны следующие неисправности: отрыв клапана от штока (дефект обнаруживают при поднятии клапана); зазор перепускного клапана, который не позволяет выровнять давление над и под основным клапаном; заедание штока клапана.

Неисправности регуляторов давления типа РД:

1) *регулятор увеличивает выходное давление.* Причины неисправности: нарушена целостность мембраны; мембрана под действием пружины опускается, открывая клапан; нарушено мягкое уплотнение клапана, что не позволяет перекрыть подачу газа при отсутствии потребления; седло клапана имеет дефект; сила упругости пружины не соответствует заданному режиму давления;

2) *при работе регулятора происходит сброс газа в атмосферу через предохранительное устройство.* Причины неисправности: выходное давление больше того, на которое настроено предохранительное устройство (неисправность надо искать в регуляторе); не настроено предохранительное устройство; засорен клапан в предохранительном устройстве или его седло имеет дефект; происходит утечка газа через неплотности в регуляторе;

3) *давление после регулятора резко или постепенно падает.* Причины неисправности: поломка пружины вызывает уменьшение нагрузки на мембрану сверху; засорился или обледенел клапан регулятора, уменьшилась его пропускная способность; засорился фильтр перед регулятором. Это вызвало уменьшение давления до регулятора настолько, что регулятор перестал действовать при малом перепаде давлений;

4) *явление пульсации.* Причины неисправности: потребление газа незначительно по сравнению с пропускной способностью регулятора; неправильно выбрана точка прикрепления импульс-

ной трубки к газопроводу с низкой стороны; пульсация прекратится, если перенести импульсную трубку на другой участок; засорение импульсной трубки приводит к искажению импульсов, передаваемых на мембрану регулятора.

Неисправности регулятора давления типа РСД:

1) *недостаточное открытие регулирующего клапана золотником;*
2) *внезапное понижение давления газа на входе;*
3) *большие перепады на участках газопровода после регулятора;*
4) *явление пульсации регулятора как следствие перерегулировки регулятора.* Для устранения этой неисправности необходимо несколько прикрыть кран перед регулятором, не допуская снижения давления на выходе. Далее необходимо отвернуть заглушку 3 крестовины (см. рис. 32), медленным вращением игольчатого вентиля (поочередно в обе стороны) установить его иглу в такое положение, при котором пульсация исчезнет. После этих операций открыть кран перед регулятором. Если вращением вентиля не удалось устранить пульсацию, рекомендуется проверить проходимость импульсной и сбросной трубок.

Неисправности регуляторов давления типа РДУК:

1) *регулятор давления не подает газ потребителям.* Причины неисправности:

произошел разрыв мембраны или в ней образовались отверстия, давление газа над и под мембраной выровнялось, клапан под действием груза закрылся, подача газа прекратилась; для обнаружения этой неисправности необходимо разобрать регулятор и мембрану заменить новой;

пружина регулятора пилота вышла из строя, прекратилась нагрузка на мембрану пилота, клапан его закрылся; неисправность обнаруживают при снятии пружины пилота;

пилот перестал действовать, клапан регулятора закрылся, входное давление газа возросло и стало равным выходному, произошло засорение импульса сброса; неисправность обнаруживают при снятии импульса сброса;

засорился клапан пилота или произошло его обмерзание; для устранения засорения необходимо разобрать пилот;

2) *регулятор повышает давление газа.* Причины неисправности:

неплотно закрыт клапан (проверяют плотность закрытия клапана регулятора); дефект обнаруживают при снятии верхней крышки;

произошел разрыв мембраны пилота, давление газа перестало противодействовать пружине, клапаны пилота и регулятора полностью открылись; неисправность обнаруживают при разборке пилота;

шток клапана заело, клапан завис; если уменьшится расход газа потребителями, может произойти увеличение давления после регулятора, неисправность можно обнаружить, изменив режим работы регулятора;

импульсная трубка, подающая газ с высокой стороны, засорена. Регуляторы типа РДУК обеспечивают незначительную погрешность регулирования выходного давления. При проведении пусконаладочных работ могут наблюдаться случаи пульсации регулятора. Пульсацию необходимо уменьшить за счет некоторого снижения начального давления путем прикрытия выходной задвижки.

На каждый ГРП составляют паспорт, в котором содержатся основные характеристики оборудования и КИП. В помещении ГРП вывешивают схемы их устройства, а также инструкции по эксплуатации.

Все оборудование ГРП должно подвергаться планово-предупредительным осмотрам и ремонтам в сроки, предусмотренные графиком. При периодических осмотрах слесари обязаны следить за появлением газа в помещении ГРП и при его наличии принимать соответствующие меры: проветрить помещение, определить концентрацию газа.

При ремонтных работах следует использовать инструмент, который не может высесть искры. Газосварочные работы в помещении ГРП разрешаются в исключительных случаях по специальному плану и под непосредственным руководством инженерно-технического персонала.

На базе регуляторов типа РД (РД-25, РД-32М и РД-50М) организован выпуск шкафных регуляторных пунктов для газоснабжения небольших предприятий — отдельных потребителей (типа ШП, ШРУ, ГСГО, ПШГР и др.). Кроме этих шкафных ГРП освоены современные конструкции шкафных и блочных ГРП на базе регуляторов РДНК-400, РДСК-50, РДГД-20, РДГ-50, РДГ-80, РДГ-100, РДГ-150. Назначение этих шкафных газорегуляторных пунктов — редуцирование высокого или среднего давления на низкое, автоматическое поддержание выходного давления на заданном уровне независимо от изменений расхода и выходного давления, автоматическое прекращение подачи газа при аварийных повышении или понижении выходного давления сверх допустимых заданных значений. Шкафы-редукторы выпускаются

в различных исполнениях в комплекте с регуляторами РДНК-400, РДСК-50:

ГРПШ-04-03	двухступенчатая линия редуцирования с пропускной способностью до 1100 м ³ /ч в комплекте с регуляторами РДСК-50 и РДНК-400;
ГРПШ-400	двухступенчатая линия редуцирования с пропускной способностью до 500 м ³ /ч при входном давлении 0,6 МПа в комплекте с регулятором РДНК-400;
ГРПШ-04-05	две линии редуцирования с пропускной способностью до 1000 м ³ /ч при входном давлении 0,6 МПа с двумя регуляторами РДНК-400

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Регулируемая среда	Природный газ
Максимальное входное давление	1,2 МПа
Номинальное выходное давление	2,2 кПа
Габаритные размеры	1, 3 исполнения 1570 × 750 × 750 мм 2 исполнения 790 × 300 × 950 мм
Масса	1, 3 исполнения 200 кг 2 исполнения 50 кг

ГЛАВА 6

ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

6.1. МЕТОДЫ СЖИГАНИЯ ГАЗА И КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРЕЛОК

Основные функции газовых горелок: подача газа и воздуха к фронту горения газа, смесеобразование, стабилизация фронта воспламенения, обеспечение требуемой интенсивности и процесса горения газа.

По методу сжигания газа все горелки подразделяются на три группы (рис. 49):

без предварительного смешения газа с воздухом — диффузионные;

с полным предварительным смешением газа с воздухом — кинетические;

с полным предварительным смешением газа с воздухом — диффузионно-кинетические.

Горелки классифицируют также по способу подачи воздуха, расположению горелки в топочном пространстве, излучающей способности горелки, давлению газа.

Широко распространена классификация горелок по способу подачи воздуха. По этому признаку горелки подразделяют на:

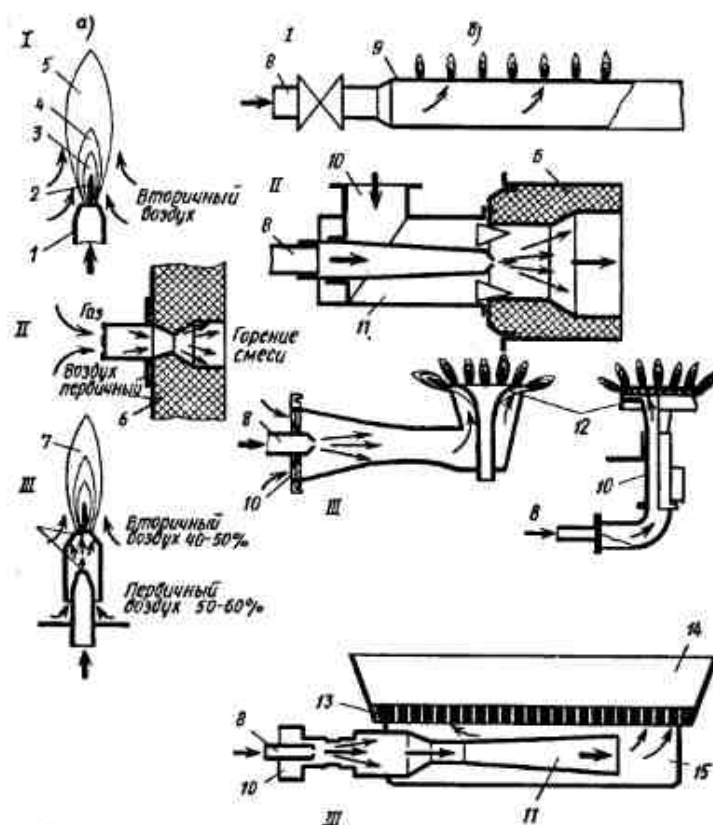


Рис. 49. Методы сжигания газа и типы горелок:

а — методы сжигания газа; I — диффузионное горение (сжигание без предварительного смешения газа с воздухом), II — кинетическое горение (сжигание при полном предварительном смешении газа с воздухом), III — диффузионно-кинетическое горение (сжигание с предварительным смешением газа с воздухом); б — типы горелок: 1 — подовые (щелевые), II — с принудительной подачей воздуха, III — инжекционные; 1 — сопло, 2 — внутренний темный конус, 3 — наружная оболочка, 4 — светящийся конус, 5 — продукт сгорания газа, 6 — керамическая трубка, 7 — наружный конус, 8 — вход газа, 9 — коллектор, 10 — вход воздуха, 11 — смешительная камера, 12 — рассекатель, 13 — керамическая плитка, 14 — рефлектор, 15 — сборная камера

бездутьевые, у которых воздух поступает в топку за счет разрежения в ней;

инжекционные, в которых воздух засасывается за счет энергии струи газа;

дутьевые, у которых воздух подается в горелку или топку с помощью вентилятора (с принудительной подачей воздуха).

Горелки могут работать при различных давлениях газа: низком — до 5000 Па, среднем — от 5000 Па до 0,3 МПа и высоко-

ком — более 0,3 МПа. Наиболее распространены горелки, работающие на низком и среднем давлениях газа.

Важной характеристикой горелки является ее тепловая мощность, равная произведению теплоты сгорания газа на его часовой расход, т. е.

$$Q_r = Q_n V_g \quad (39)$$

где Q_r — тепловая мощность горелки, МВт (ккал/ч); Q_n — низшая теплотворная способность газа, кДж/м³; V_g — часовой расход газа горелкой, м³/ч.

Различают максимальную, минимальную и номинальную тепловые мощности газовых горелок. Максимальная тепловая мощность достигается при длительной работе горелки с большим расходом газа и без отрыва пламени. Минимальная тепловая мощность возникает при устойчивой работе горелки при наименьших расходах газа без проскока пламени. Нормальная тепловая мощность горелки соответствует режиму работы с номинальным расходом газа, т. е. расходу, обеспечивающему наибольший КПД при наибольшей полноте сжигания газа. В паспортах горелок указывают номинальную тепловую мощность.

Важной характеристикой горелки является также предел регулирования тепловой мощности, т. е. отношение ее минимальной тепловой мощности к максимальной:

$$n = \frac{Q_{r \min}}{Q_{r \max}} \quad (40)$$

где n — предел регулирования тепловой мощности. Предел регулирования тепловой мощности колеблется от двух до пяти.

Общие требования для всех горелок: обеспечение полноты сгорания газа, устойчивость при изменениях тепловой мощности, надежность в эксплуатации, компактность, удобство при обслуживании.

6.2. ДИФфуЗИОННЫЕ ГОРЕЛКИ

В диффузионные горелки воздух, необходимый для сгорания газа, поступает из окружающего пространства к фронту факела за счет диффузии. Такие горелки применяются обычно в бытовых приборах. Газ подается в горелку без примеси первичного воздуха и смешивается с ним за пределами горелки. Поэтому иногда эти горелки называют горелками внешнего смешения.

Наиболее простые по конструкции диффузионные горелки представляют собой трубу с высверленными отверстиями. Рас-

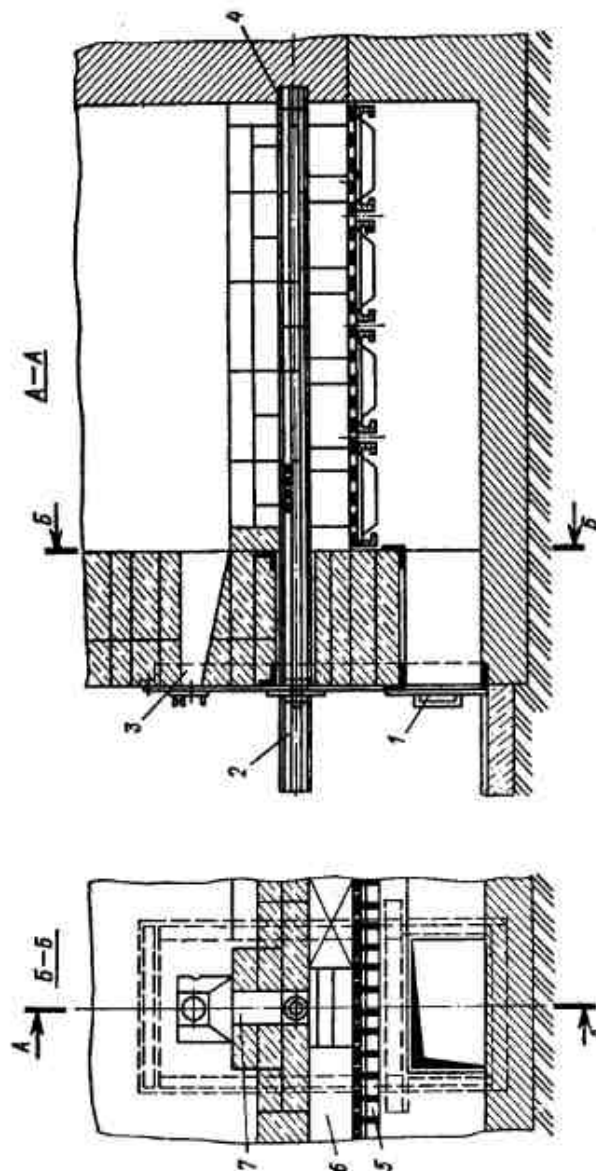


Рис. 50. Подовая диффузионная горелка.

1 — регулятор воздуха, 2 — горелка, 3 — смотровое окно, 4 — центрирующий стакан, 5 — диффузионная решетка, 6 — защитный экран, 7 — трубка горелки.

стояние между отверстиями выбирается с учетом скорости распространения пламени от одного отверстия к другому.

К промышленным горелкам диффузионного типа относятся подовые щелевые горелки. Обычно они представляют собой трубу диаметром до 50 мм, в которой просверлены отверстия диаметром до 4 мм в два ряда (рис. 50). Коллектор горелки размещается над колосниковой решеткой в кирпичном канале. Канал представляет собой щель в поде котла. Отсюда и название горелок — *подовые щелевые*.

Из горелки 2 газ выходит в топку, куда из-под колосниковой решетки 5 поступает воздух. Газовые струйки направляются под углом к потоку воздуха и равномерно распределяются по его сечению. Процесс смешения газа с воздухом осуществляется в специальной щели, сделанной из огнеупорного кирпича.

Колосниковая решетка закладывается огнеупорным кирпичом, оставляют несколько щелей, в которых размещаются трубы с просверленными отверстиями для выхода газа. Воздух под колосниковую решетку подается вентилятором или в результате разрежения в топке.

6.3. ИНЖЕКЦИОННЫЕ ГОРЕЛКИ

Инжекционными называются горелки, в которых образование газовой смеси происходит за счет энергии струи газа. Основным элементом инжекционной горелки — инжектор, подсасывающий воздух из окружающего пространства внутрь горелок.

В зависимости от количества инжектируемого воздуха горелки могут быть с неполной инжекцией воздуха или полного предварительного смешения газа с воздухом.

Горелки с неполной инжекцией воздуха. К фронту горения поступает только часть необходимого для сгорания воздуха, остальной воздух поступает из окружающего пространства. Такие горелки работают при низком давлении газа. Их называют *инжекционными горелками низкого давления*.

Основными элементами инжекционных горелок (рис. 51) являются регулятор первичного воздуха, форсунка, смеситель и коллектор.

Регулятор первичного воздуха 7 представляет собой вращающийся диск или шайбу и регулирует количество первичного воздуха, поступающего в горелку. Форсунка 1 служит для превращения потенциальной энергии давления газа в кинетическую, т. е. для придания газовой струе такой скорости, которая обеспечивает подсос необходимого воздуха. Смеситель горелки состоит из трех частей: инжектора, конфузора и диффузора. Инжектор 2 со-

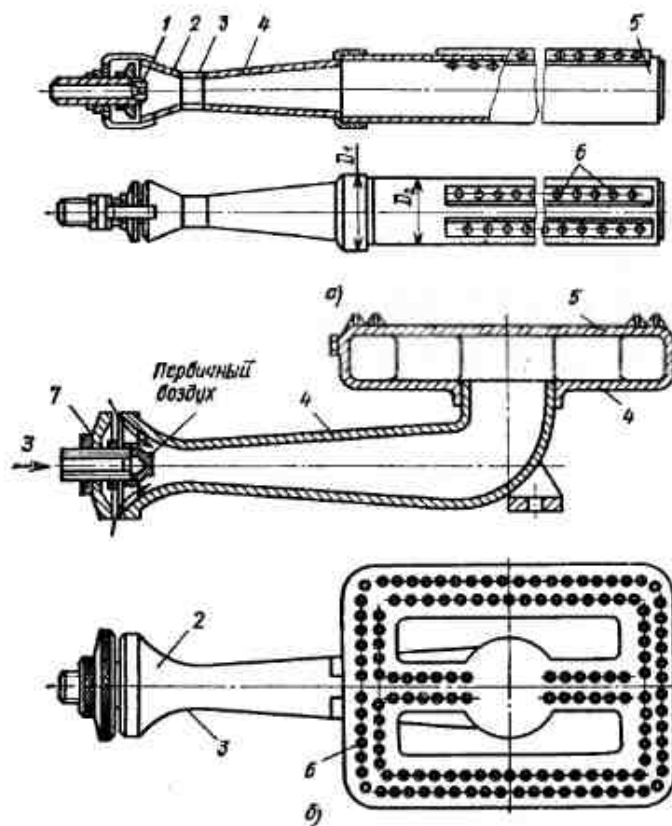


Рис. 51. Инжекционные атмосферные газовые горелки:

а — низкого давления, б — горелка для чугуного котла; 1 — форсунка, 2 — инжектор, 3 — конфузор, 4 — диффузор, 5 — коллектор, 6 — отверстия, 7 — регулятор первичного воздуха

здает разрежение и подсос воздуха. Самая узкая часть смесителя — конфузор 3, выравнивающий струю газовой смеси. В диффузоре 4 происходит окончательное перемешивание газовой смеси и увеличение ее давления за счет снижения скорости.

Из диффузора газозовоздушная смесь поступает в коллектор 5, который и распределяет газозовоздушную смесь по отверстиям 6. Форма коллектора и расположение отверстий зависят от типа горелок и их назначения.

Инжекционные горелки низкого давления имеют ряд положительных качеств, благодаря которым их широко применяют в бытовых газовых приборах, а также в газовых приборах для предприятий общественного питания и других коммунально-

бытовых потребителей газа. Горелки также используют в чугунных отопительных котлах.

Важной характеристикой инжекционных горелок неполного смещения является *коэффициент инжекции* — отношение объема инжектируемого воздуха к объему воздуха, необходимого для полного сгорания газа. Если для полного сгорания 1 м^3 газа необходимо 10 м^3 воздуха, а первичный воздух составляет 4 м^3 , то коэффициент инжекции равен $4:10=0,4$.

Характеристикой горелок является также *кратность инжекции* — отношение первичного воздуха к расходу газа горелкой. В данном случае, когда на 1 м^3 сжигаемого газа инжектируется 4 м^3 воздуха, кратность инжекции равна 4.

Достоинство инжекционных горелок: свойство их саморегулирования, т. е. поддержание постоянной пропорции между количеством подаваемого в горелку газа и количеством инжектируемого воздуха при постоянном давлении газа.

Пределы устойчивой работы инжекционных горелок ограничены возможностями отрыва и проскока пламени.

Горелки *полного предварительного смещения газа с воздухом*. Инжекция всего воздуха, необходимого для полного сгорания газа, обеспечивается повышенным давлением газа. Горелки полного смещения газа работают в диапазоне давления от 5000 Па до 0,5 МПа. Их называют инжекционными горелками среднего давления и применяют в основном в отопительных котлах и для обогрева промышленных печей. Основные трудности повышения их мощности — сложность борьбы с проскоком пламени и громоздкость смесителей.

Горелки полного предварительного смещения газа с воздухом подразделяются на два типа: с металлическими стабилизаторами и огнеупорными насадками.

Горелка ИГК (рис. 52) состоит из регулятора первичного воздуха, форсунки, конфузора, смесителя, насадка и пластинчатого стабилизатора.

Регулятор первичного воздуха 5 горелки одновременно выполняет функция глушителя шума, который создается за счет повышенных скоростей движения газозвоздушной смеси. Пластинчатый стабилизатор 1 обеспечивает устойчивую работу горелки без отрыва и проскока пламени в широком диапазоне нагрузок. Стабилизатор состоит из стальных пластин толщиной 0,5 мм при расстоянии между ними 1,5 мм. Пластины стабилизатора стягиваются между собой стальными стержнями, которые на пути движения газозвоздушной смеси создают зону обратных токов горячих продуктов сгорания и непрерывно поджигают газозвоздушную смесь.

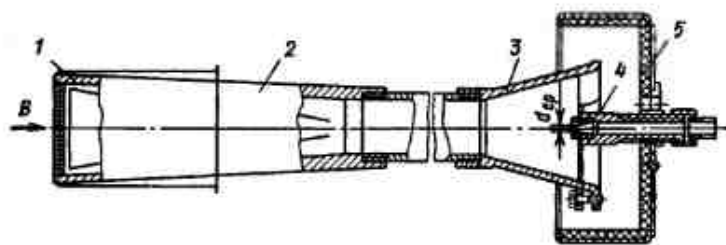


Рис. 52. Инжекционная горелка ИГК:

1 — стабилизатор, 2 — насадка, 3 — конфузор, 4 — форсунка, 5 — регулятор первичного воздуха

В горелках с огнеупорными насадками природный газ сгорает с образованием малосветящегося пламени. В современных конструкциях газовых горелок значительно повысилась эффективность использования газа. Малая светимость факела газа компенсируется излучением раскаленных огнеупорных материалов при сжигании газа методом беспламенного горения.

Газовоздушная смесь у этих горелок готовится с небольшим избытком воздуха и поступает в раскаленные огнеупорные каналы, где интенсивно нагревается и сгорает.

Газовоздушная смесь подогревается от раскаленных стенок канала. В местах расширения каналов и вблизи от плохо обтекаемых тел создаются зоны задержки горячих продуктов сгорания. Такие зоны являются устойчивыми источниками постоянного подогрева и зажигания газозвоздушной смеси. На рис. 53 показана беспламенная панельная горелка. Поступающий в сопло 5 из газопровода 7 газ инжектирует необходимое количество воздуха, регулируемое регулятором первичного воздуха 6. Образовавшаяся газозвоздушная смесь через инжектор 4 поступает в распределительную камеру 3, проходит по ниппелям 2 и поступает в керамические туннели 1, где происходит сжигание газозвоздушной смеси. Распределительная камера 3 от керамических призм 8 изолирована слоем диатомовой крошки, что сокращает теплоотвод из реакционной зоны.

Преимущества беспламенного сжигания газа: полное сгорание газа; возможность сжигания газа при малых избытках воздуха; возможность достижения высоких температур горения; сжигание газа с высоким тепловым напряжением объема горения; передача значительного количества теплоты инфракрасными лучами.

Наиболее распространены горелки с насадками правильной геометрической формы. Огнеупорные насадки таких горелок состоят из керамических плиток $65 \times 45 \times 12 \text{ мм}$. беспламен-

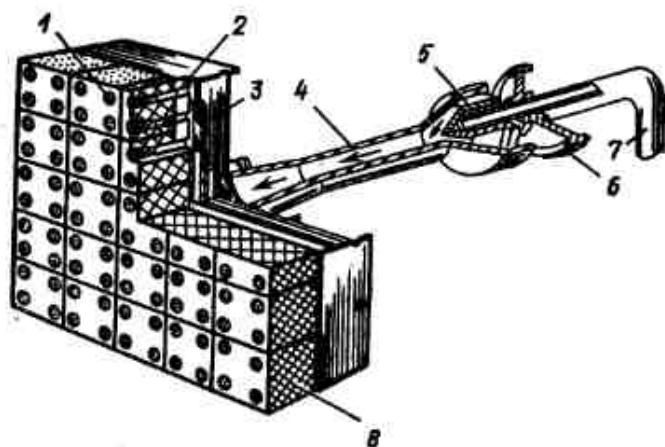


Рис. 53. Беспламенная панельная горелка:

1 — туннель, 2 — инжектор, 3 — распределительная камера, 4 — инжектор, 5 — сопло, 6 — регулятор воздуха, 7 — подача газа, 8 — керамические призмы

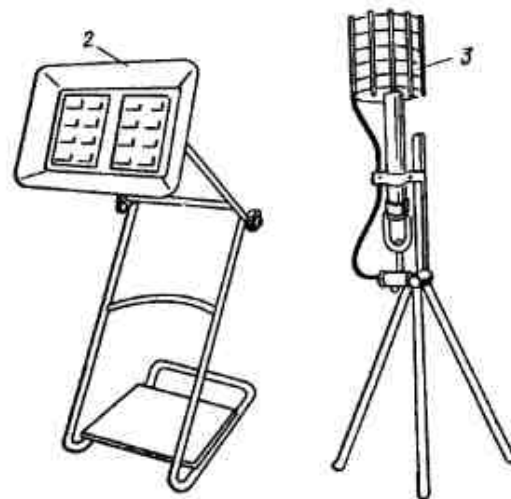
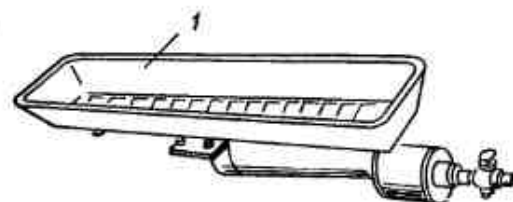
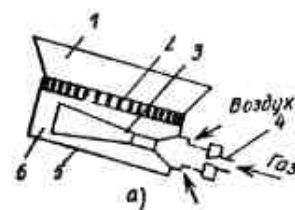
ные горелки получили также название горелки инфракрасного излучения.

Через сопло 4 (рис. 54, а) газ поступает в горелку и инжектирует весь воздух, необходимый для полного сгорания газа. Из горелки газозвоздушная смесь поступает в сборную камеру 6 и далее направляется в огневые отверстия керамической плитки 2. Во избежание проскока пламени диаметр огневых отверстий должен быть меньше критической величины и составлять 1,5 мм. Выходящая из огневых камер газозвоздушная смесь поджигается при малой скорости вылета, чтобы избежать отрыва пламени.

В дальнейшем скорость вылета газозвоздушной смеси можно увеличить (полностью открыть кран), так как керамические плитки нагреваются до 1000 °С и отдают часть теплоты газозвоздушной смеси, что приводит к увеличению скорости распространения пламени и предотвращению отрыва пламени.

Если инфракрасные горелки работают на газе среднего давления, то применяют специальные плитки из жаропрочных пористых материалов. Вместо цилиндрических каналов у них узкие искривленные каналы, которые заканчиваются расширяющимися камерами сгорания.

При сжигании газа в многочисленных каналах различных насадок происходит нагрев их внешних поверхностей до температуры около 1000 °С. В результате поверхности приобретают оранжево-красный цвет и становятся источниками инфракрасных лучей, которые поглощаются различными предметами и вызывают их нагрев.



б)

Рис. 54. Горелки инфракрасного излучения:

а — схема горелки: 1 — рефлектор, 2 — керамическая плитка, 3 — смеситель, 4 — сопло, 5 — корпус, б — сборная камера; б — общий вид горелок: 1 — ГИИ-1, 2 — ГИИ-8, 3 — ГИИ-38

На рис. 54, б показаны наиболее распространенные типы инфракрасных горелок. У горелок ГИИ-1 имеются: 21 керамическая плитка, рефлектор и распределительная коробка. С помощью горелок ГИИ можно обогревать помещения и различное оборудование. Горелки используют и для обогрева открытых площадок (спортивные площадки, кафе, помещения летнего типа и т. д.).

6.4. ГОРЕЛКИ С ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ ПОДАЧЕЙ ВОЗДУХА

В этих горелках процесс образования газозвушной смеси начинается в самой горелке и завершается в топке. Газ сгорает коротким и несветящимся пламенем. Воздух, необходимый для сгорания газа, подается в горелку принудительно с помощью вентиляторов.

Горелки с принудительной подачей воздуха часто называют двухпроводными и смесительными, так как в них происходит полное перемешивание газозвушной смеси.

Наиболее распространенные конструкции этих горелок (рис. 55) работают на низком давлении газа и воздуха. Однако некоторые конструкции можно использовать и при среднем давлении газа.

Горелки предназначены для установки в топках котлов и других агрегатах с небольшим объемом топки, а также в нагревательных и сушильных печах.

Газ давлением до 1200 Па поступает в сопло 1 и выходит из него через восемь отверстий диаметром 4,5 мм. Отверстия расположены под углом 30° к оси горелки. В корпусе 2 горелки устроены специальные лопатки, придающие потоку воздуха вращательное движение. Таким образом, газ в виде мелких струек пересекается в закрученном потоке воздуха, и создается хорошо перемешанная газозвушная смесь. Горелка заканчивается керамическим туннелем 4, имеющим запальное отверстие.

Основные достоинства горелок: возможность сжигания большого количества газа; широкий диапазон регулирования производительности горелок; возможность подогрева воздуха и газа до температур, превышающих температуру воспламенения.

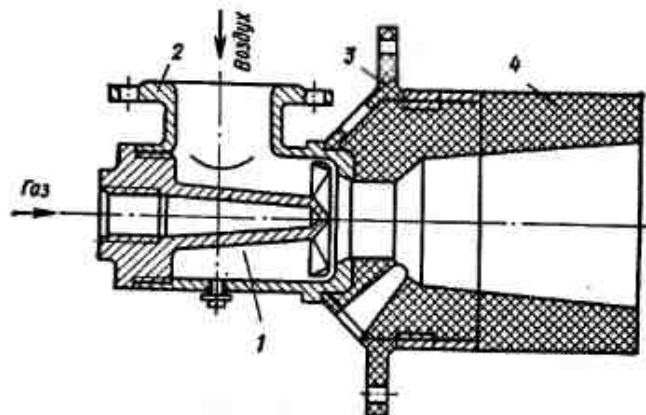


Рис. 55. Горелка с принудительной подачей воздуха низкого давления:

1 — сопло, 2 — корпус, 3 — фронтовая плита, 4 — керамический туннель

6.5. КОМБИНИРОВАННЫЕ ГОРЕЛКИ

Комбинированными называются горелки, работающие одновременно или раздельно на газе и мазуте или на газе и угольной пыли.

Газомазутная горелка с принудительной подачей воздуха (рис. 56) состоит из газовой, воздушной и жидкостной частей. Газовая часть представляет собой полое кольцо, имеющее штуцер для подвода газа и восемь трубочек для распыления газа.

Жидкостная часть горелки состоит из мазутной головки и внутренней трубки, заканчивающейся форсункой 1. Подача мазута в горелку регулируется вентилем. Воздушная часть горелки состоит из корпуса, завихрителя 3, воздушной заслонки 5, с помощью которой можно регулировать подачу воздуха. Завихритель служит для лучшего перемешивания струи мазута с воздухом. Давление воздуха 2—3 кПа, давление газа до 50 кПа, а давление мазута до 0,1 МПа.

Применение комбинированных горелок дает более высокий эффект, чем одновременное использование газовых горелок и мазутных форсунок или газовых и пылеугольных горелок.

Рассмотрим принцип действия комбинированной пылегазовой горелки (рис. 57). При работе на угольной пыли в топку по кольцевому каналу 3 центральной трубы подается смесь воздуха с угольной пылью, а вторичный воздух поступает через улитку 1.

В качестве резервного топлива служит мазут, в этом случае в центральной трубке устанавливается мазутная форсунка. При

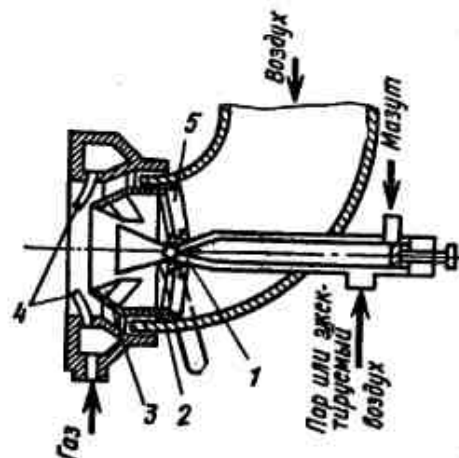


Рис. 56. Комбинированная газомазутная горелка:

1 — мазутная форсунка, 2 — воздушная камера, 3 — завихритель, 4 — трубка выхода газа, 5 — воздушная регулировочная заслонка

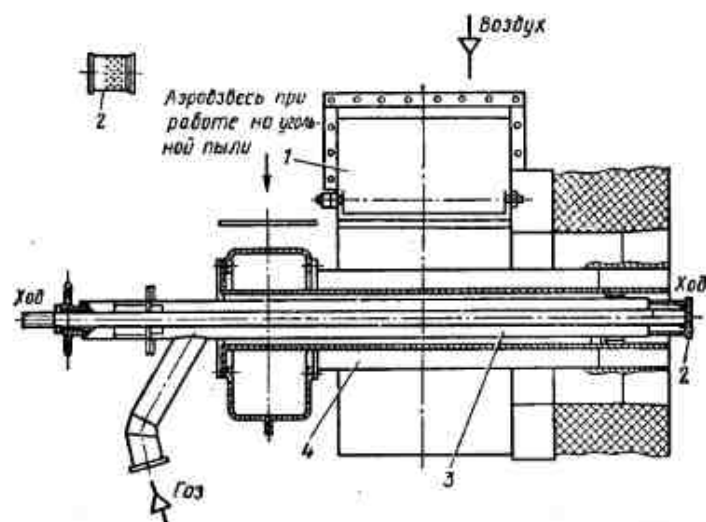


Рис. 57. Комбинированная пылегазовая горелка с центральной подачей газа:

1 — улитка для закручивания воздушного потока, 2 — наконечник газопроводящих труб, 3 — кольцевой канал для подачи газа, 4 — кольцевой канал для подачи смеси первичного воздуха с угольной пылью

переводе горелки на газовое топливо мазутную форсунку заменяют кольцевым каналом, по которому подается газовое топливо.

В центральной части канала установлена труба с чугунным наконечником 2. В наконечнике 24 косые щели, через которые газ выходит и пересекается с потоком закрученного воздуха, поступающего из улитки 1. В усовершенствованных конструкциях горелок в наконечнике вместо щелей предусмотрено 115 отверстий диаметром 7 мм. В результате скорость выхода газа увеличилась почти в два раза (150 м/с).

ГЛАВА 7

ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЖИЛЫХ ДОМОВ И КОММУНАЛЬНО-БЫТОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

7.1. БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ПЛИТЫ

Основные узлы и части унифицированных газовых плит

Пробковые краны (рис. 58). Корпус 2 крана имеет наружную или внутреннюю резьбу для присоединения к горелкам и боковой штуцер 3 с резьбой для присоединения к коллекторной трубке.

Хвостовик или отверстие в верхней части пробки 4 служит для посадки втулки или стержня 7. На втулку насаживается пластмассовая рукоятка для поворота крана. Между стержнем и пробкой крана находится пружина 6, обеспечивающая поступательное движение втулки перед поворотом крана на открытие. Это исключает случайное открытие крана.

В пробке крана сделано боковое отверстие для прохода газа на горелку. При открытом положении крана отверстие в пробке совпадает с отверстием в корпусе крана. При закрытом положении крана прекращается доступ газа к горелке. Регулирование прохода газа к горелке (величины пламени) достигается за счет частичного вывода этих отверстий из совмещенного положения.

Для кранов типа а и б положения пробки «Открыто» и «Закрыто» ограничены при повороте рукоятки длиной паза, по которому движется свернутый в корпус коробки стопорный винт. Для кранов типа в крайние положения пробки фиксируются также свернутым в корпус коробки стопорным винтом. Из закрытого

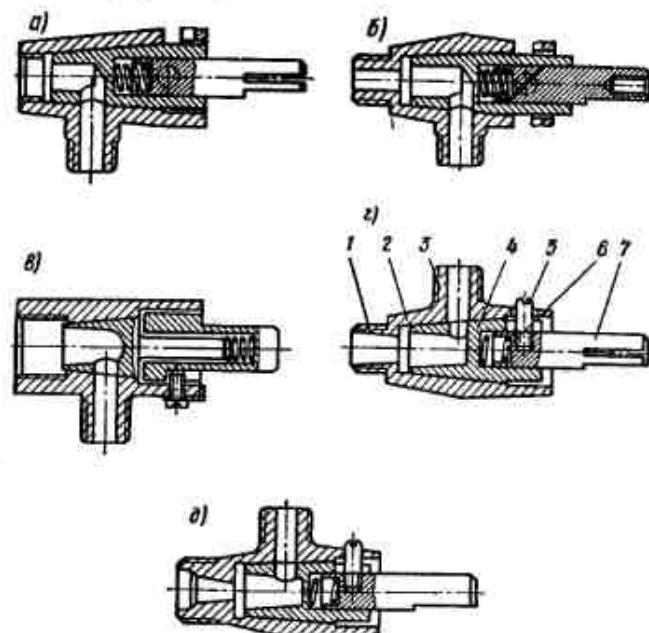


Рис. 58. Пробковые краны газовых плит:

а — тип «московский» с внутренней резьбой, б — тип «московский» с наружной резьбой, в — тип «централизованный» 1-й, г — тип унифицированный 2-й; 1 — штуцер для присоединения к газопроводам, 2 — корпус, 3 — штуцер для присоединения к коллектору, 4 — пробка, 5 — стопорный винт, 6 — пружина, 7 — стержень

положения кран можно вывести только при нажатии на рукоятку с последующим поворотом. В современных конструкциях унифицированных плит применяют краны типов *г* и *д*, их высокая надежность и герметичность обеспечиваются за счет изготовления корпуса и пробки кранов из латуни методом горячей штамповки.

Краны типов *а* и *в* присоединяют к газопроводам горелок, ввертывая нарезанные концы трубок или корпуса сопла непосредственно в корпус крана, имеющего внутреннюю резьбу. Краны типа *б* соединяются с нарезанным концом трубы с помощью муфты.

Горелки плит. На первых моделях газовых плит, работавших на искусственных газах, регулирование первичного воздуха почти не применялось. В новых конструкциях горелок, создававшихся с учетом применения природного и сжиженного газа, были установлены шиберные устройства. Особенность этих горелок (рис. 59, *а*) — двусторонний подвод вторичного воздуха — центральный и периферийный. Горелки имеют торцевой шибер для регулирования первичного воздуха, раструб конфузора и вставной распределитель с центральным каналом для двустороннего подвода вторичного воздуха.

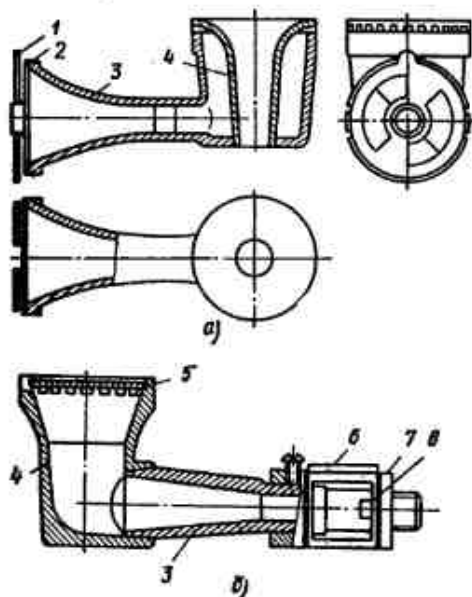


Рис. 59. Газовые конфорочные горелки:

а — с центральным клапаном, *б* — С.-Петербургского завода газовой аппаратуры; 1 — поджигающая часть шибера, 2 — неподвижная часть шибера, 3 — смеситель, 4 — огневой насадок, 5 — колпачок, 6 — цилиндрический шибер, 7 — корпус сопла, 8 — ниппель сопла

Горелки установлены на большинстве старых моделей отечественных плит. К недостаткам горелок относится торцевое размещение шибера, для его поворота горелку надо снимать с плиты. Этот недостаток устранен в горелках С.-Петербургского завода газовой аппаратуры (рис. 59, *б*). Горелки с цилиндрическим шибером первичного воздуха размещены на корпусе сопла.

В унифицированных газовых плитах применена новая модель горелок — вертикальная (рис. 60, *а*). В этих горелках колпачок 1, диффузор 3 и сопло 5 размещены по одной вертикальной оси. Горелку, вставляемую в цилиндрическую выточку корпуса, снимают через круглое отверстие в столе. Для обеспечения полноты сжигания газа изменена конструкция огневой насадки — распределителя горелки, что значительно улучшает подвод вторичного воздуха к факелам и предотвращает их слияние.

Введение кольцевого пламени исключило отрыв пламени, а уменьшение ширины щелей снизило вероятность проскока пламени. На базе огневой насадки с верхним пилотным пламенем были разработаны регулируемые горелки с горизонтальным трубчатым смесителем (рис. 61, *а*). Особенностью этих горелок, кроме развитого по длине трубчатого смесителя, является новый способ регулирования подсоса первичного воздуха с помощью мундштука-диффузора. В связи с этим отпала необходимость в регуляторе первичного воздуха как самостоятельном узле. С введением на конфорочных горелках пилотного пламени регулирование первичного воздуха шибером стало

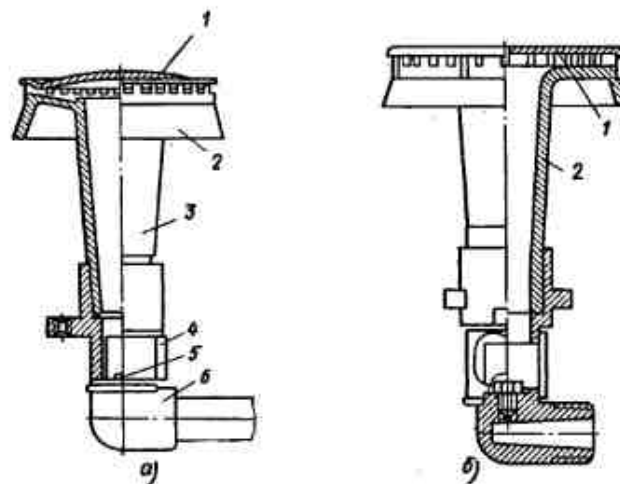


Рис. 60. Вертикальные горелки:

а — вертикальная, *б* — вертикальная с пилотным пламенем; 1 — колпачок, 2 — огневой насадок, 3 — диффузор, 4 — шибер, 5 — ниппель сопла, 6 — корпус сопла

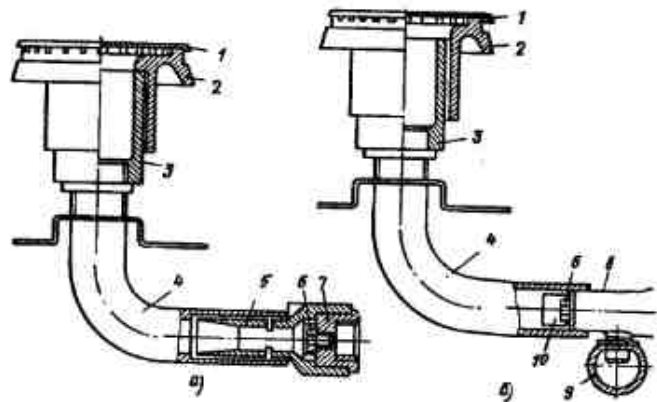


Рис. 61. Регулируемые горелки:

а — с горизонтальным смесителем, б — без регулятора первичного воздуха; 1 — ковшик, 2 — огневой насадок, 3 — резьбовая игулка, 4 — трубка-смеситель, 5 — муфтих-смеситель, 6 — иппель, 7 — корпус сопла, 8 — кран, 9 — коллектор, 10 — окно для подсоса воздуха

практически нецелесообразным, так как это требует каждый раз поднятия стола. Взамен шибер, регулирующего подсос первичного воздуха, на входном конце трубки-смесителя (рис. 61, б) есть два отверстия, которые обеспечивают инжектирование необходимого количества первичного воздуха. Это исключает возможность появления удлиненного коптящего пламени. Конструкция огневой насадки исключает возможность проскока или отрыва пламени.

Горелки духовых шкафов. Процесс выпечки различных изделий, жарение и разогрев пищи в духовом шкафу протекают за счет конвекционной передачи теплоты потоком циркулирующих в полости шкафа горячих продуктов сгорания и воздуха.

Конструкция духового шкафа должна обеспечивать нагрев изделия потоком циркулирующих газов со всех сторон. Это достигается за счет установки горелочного устройства под съемным дном духового шкафа.

На рис. 62 показана схема циркуляционных потоков горячих газов в духовых шкафах московских и ленинградских плит. В конструкциях плит ранних моделей потоки горячих газов из духового шкафа направлялись к верхней части духового шкафа и, омывая стенки шкафа снаружи, опускались до выхода через отверстия в боковых стенках плиты (рис. 62, а). В современных конструкциях плит высшего класса духовой шкаф снабжается дополнительно жарочной горелкой, размещенной в верхней части шкафа. Таким образом, пища подвергается обработке потоком лучистой теплоты, направленной на нее сверху.

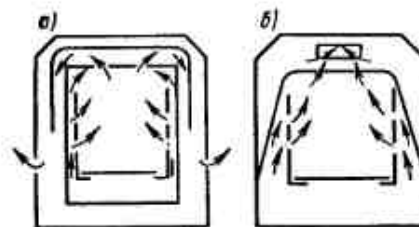


Рис. 62. Схема движения тепловых потоков в духовых шкафах:

а — московская плита, б — ленинградская плита

На рис. 63, в, г показаны наиболее распространенные конструкции горелок духовых шкафов отечественных плит.

На всех унифицированных плитах отечественного производства устанавливают дисковые штампованные горелки с пилотным пламенем.

Основная горелка духового шкафа плиты ПГ-4-П-14 оборудована термопарой и трубкой розжига. Жарочная горелка, подвешиваемая в самом верху духового шкафа, оборудована излучателем и экраном излучателя.

Бытовая газовая плита ПГ-4/1 (рис. 64, а). На каркасе плиты из эмалированной стали закреплено и размещено все оборудование. Стол плиты из стали или чугуна закрепляют наглухо к раме или подвижно на шарнирах, чтобы его можно было откидывать, облегчая доступ к горелкам.

Конфорки плит — одинарные, представляют собой ажурную подставку, которая свободно пропускает вторичный воздух к пламени и не мешает отдаче теплоты при горении газа. Для посуды с широким дном служат конфорки с более высокими ребрами, которые облегчают доступ вторичного воздуха к пламени. Конфорки могут быть спаренные и монтироваться вместе со столом. Верхние горелки одинакового устройства и стандартных габаритов. Рассекатель горелки уменьшает высоту факела пламени и облегчает доступ вторичного воздуха внутрь пламени, что способствует полноте сгорания газа. Корпус ее выполняет функцию смесителя. Регулятор первичного воздуха позволяет регулировать его количество в газозооной смеси.

Устройство крана горелки плиты см. на рис. 58, а, б.

На рис. 65 показано устройство кранов верхних горелок ленинградской и брестской плит. Корпус крана с притертой пробкой крепится на коллекторе плиты. Пробка позволяет перекрывать подачу газа, а также регулировать его расход. Пружина через упорный штифт прижимает плотно пробку к корпусу крана. Ручку крана изготовляют из нетеплопроводных пластмасс и крепят к пробке винтом.

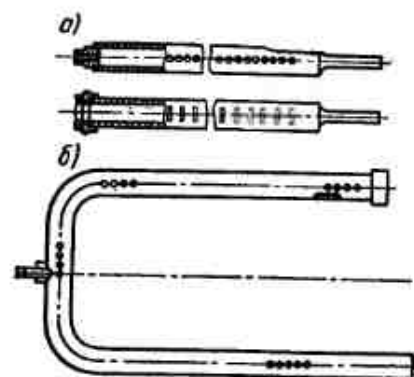
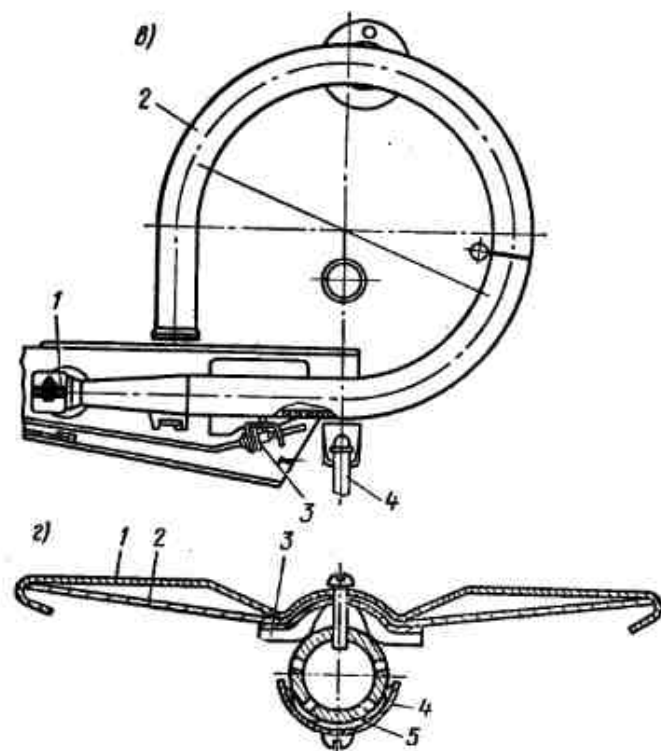


Рис. 63. Горелки духового шкафа газовых плит:

а — трубчатые с наклонными и круглыми отверстиями; б — трубчатая П-образная; в — трубчатая спиральная (основная горелка духового шкафа плиты ПГ-4-П-14); 1 — штифт, 2 — кольцевая труба, 3 — термореле, 4 — трубка розжига; 2 — дополнительная верхняя жарочная горелка духового шкафа плиты ПГ-4-П-14; 1 — экран излучателя, 2 — излучатель, 3 — опора, 4 — желоб, 5 — трубка горелки



Кран верхней горелки брестской плиты состоит из корпуса 5, изготовленного из латуни, крышки 6, латунной пробки 4, имеющей конусность 1:5, латунного стержня ручки 1 с кольцом ограничения хода 2 и пружины 3.

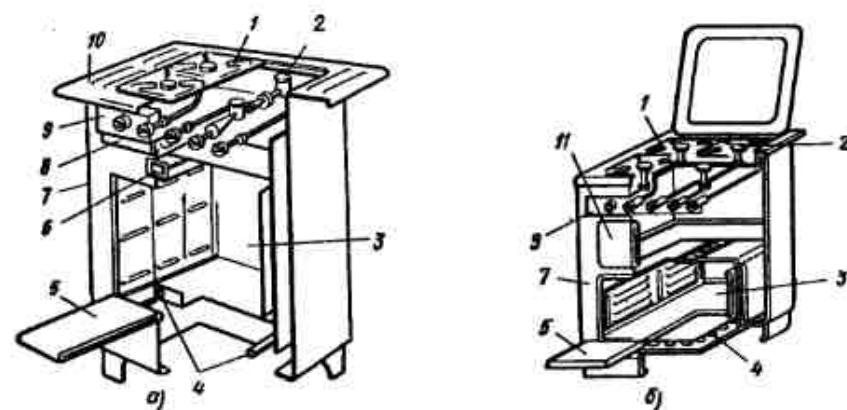


Рис. 64. Бытовые газовые плиты:

а — плита ПГ-4/1, б — газовая плита, в — плита ПГ-2/1; 1 — конфорки, 2 — верхние горелки, 3 — духовой шкаф, 4 — горелки духового шкафа, 5 — дверца духового шкафа; 6 — указатель температуры, 7 — каркас, 8 — панель, 9 — рама, 10 — стол, 11 — тепловой шкаф

Рампа состоит из крышки, прикрепляемой к раме плиты двумя винтами. Под крышкой расположена распределительная трубка с пятью кранами. Ручки кранов надевают на пробки после того, как установлена доска.

Выдвижной поддон расположен под горелками; его назначение — облегчить уход за плитой.

Трубчатые инжекционные горелки расположены по боковым сторонам духового шкафа перед смотровыми окнами около дверцы. Нерегулируемые форсунки установлены в задней части духового шкафа. Площадь сечения сопла этих форсунок и, следовательно, пропускная способность больше, чем форсунок верхних горелок.

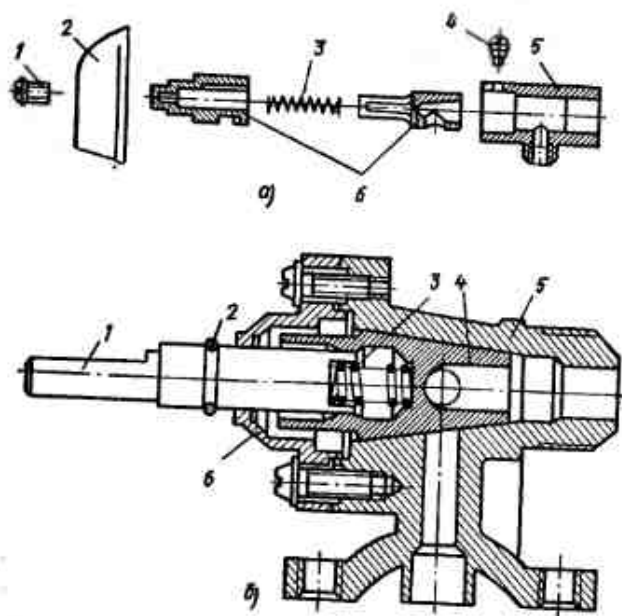


Рис. 65. Устройство кранов верхних горелок плит:

а — детали газовой плиты: 1 — винт, 2 — ручка, 3 — пружина, 4 — упорный штафт, 5 — корпус, 6 — пробка; б — плиты ПГ4-П-14: 1 — стержень ручки, 2 — кольцо отрывающего хода, 3 — пружина, 4 — пробка, 5 — корпус, 6 — крышка

Регуляторы первичного воздуха установлены с задней стороны духового шкафа, что позволяет регулировать горелку без опасности ожогов руки.

В настоящее время газовые плиты выпускают преимущественно с неповоротными горелками.

Подводящие трубы отходят от одного крана на рампе, поэтому при открывании крана газ идет сразу в обе горелки.

Устройство крана духового шкафа аналогично устройству кранов верхних горелок.

Отверстия для вторичного воздуха расположены с боков и снизу духового шкафа, они облегчают доступ вторичного воздуха к пламени и циркуляцию горячего воздуха между стенками духового шкафа.

Биметаллический указатель температуры смонтирован в верхней части духового шкафа. При нагреве спираль из биметалла начинает вращаться, поворачивая ось. Ось поворачивает стрелку, которая показывает температуру в духовом шкафу.

Различные типы газовых плит, имея общую технологическую схему, отличаются прежде всего количеством конфорочных го-

релок, устройством духового шкафа и их горелок, тепловой мощностью и некоторыми другими конструктивными особенностями.

Из зарубежных плит наибольшее применение имеют польские плиты (см. рис. 64, б).

Унифицированные газовые плиты. Четырехконфорочные плиты (рис. 66) оформлены в виде тумбы с дверками для жарочного и сушильного шкафов. В дверку жарочного шкафа вмонтировано смотровое окно. Жарочный шкаф защищен теплоизоляционным слоем шлаковаты.

На лицевой стороне плиты имеется распределительный щиток с пятью ручками. Стол плиты закрытый и одновременно служит для сборки пролитой пищи. Конфорочные решетки прутковые.

В комплект жарочного шкафа входят решетка, жаровня и противень. Первые модели унифицированных плит выпускались с вертикальными конфорочными горелками (см. рис. 60, д) и штампованной или спиральной горелкой (см. рис. 63, в, г).

Современные модели плит оборудованы регулируемыми конфорочными горелками с горизонтальным смесителем (см. рис. 61, а) и дисковыми горелками жарочного шкафа. Дисковая горелка не имеет запальника и зажигается через откидной люк в дне жарочного шкафа. Сушильный шкаф размещается под жарочным и имеет две модификации: с откидной либо выдвижной дверкой в виде ящика.

Двухконфорочная плита ПГ2 полностью унифицирована с четырехконфорочной, снабжена такой же дисковой горелкой жарочного шкафа, но с меньшей тепловой нагрузкой.

Плита повышенной комфортности ПГ-4-П-14 (брестская). Отличается повышенной комфортностью, высоким техническим уровнем конструктивного исполнения и хорошими эксплуатационными качествами. Температурный режим стенок плиты позволяет встраивать ее в кухонные гарнитуры (рис. 67).

В духовом шкафу плиты установлены две горелки: основная (нижняя) и дополнительная жарочная (верхняя). Поддержание заданного режима горения горелок духового шкафа осуществляется с помощью специальных автоматических устройств.

В корпус плиты встроены духовой и сушильный шкафы. Внутреннее устройство плиты состоит из коллектора (рис. 68), изогнутого под углом 90°. В месте присоединения к внутриквартирному газопроводу коллектор снабжен сетчатым фильтром.

Краны и смесители имеют резьбовые окончания под накидные гайки труб. Краны установлены на коллектор плиты с помощью притяжных фланцев.

Устройство крана верхней горелки см. на рис. 65, б. Стержень ручки крана удерживается внутри корпуса трубки крана

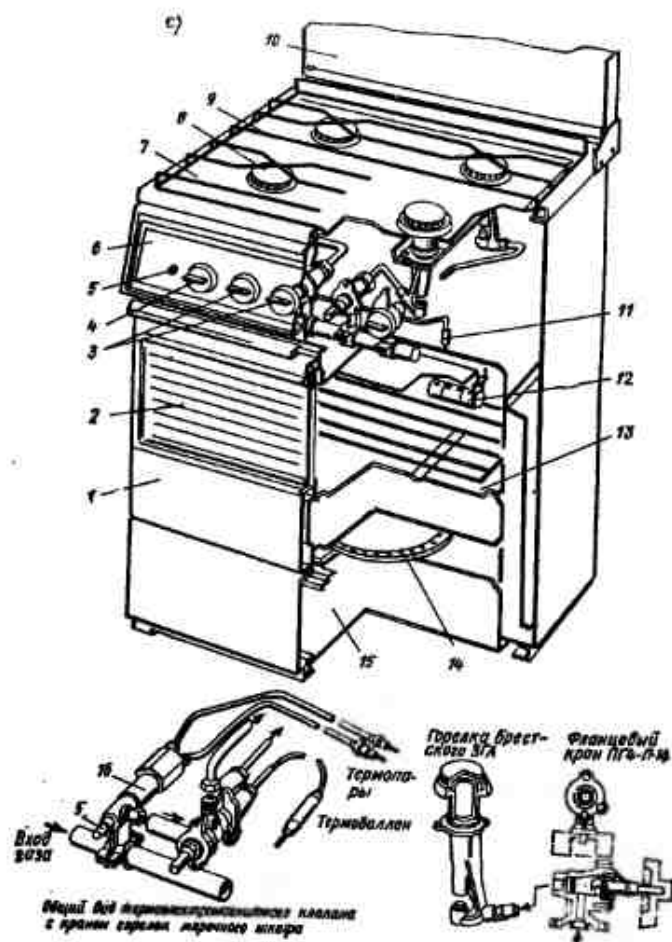
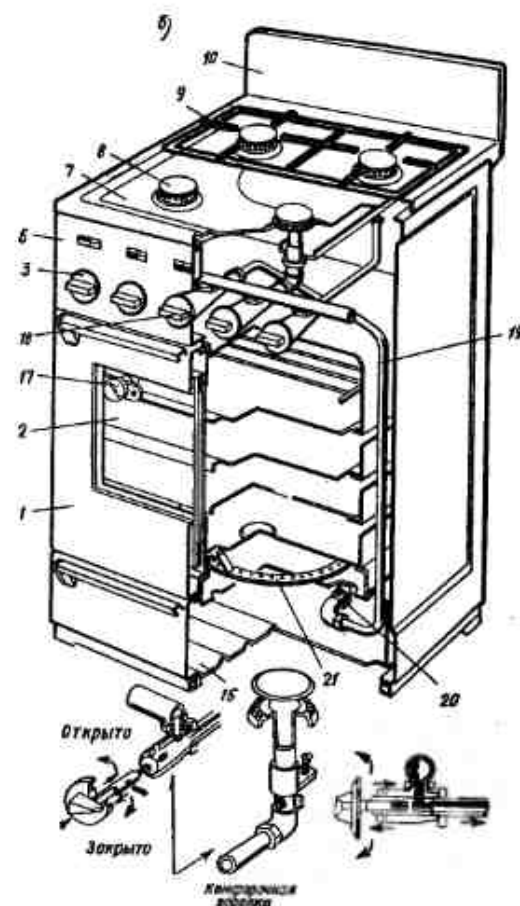


Рис. 66. Унифицированные газовые плиты:

а — газовая плита повышенной комфортности брестского ЗГА, *б* — плита четырехконфорочная московского ЗГА; 1 — дверца духового шкафа, 2 — смотровое стекло духового шкафа, 3 — ручки кранов конфорочных горелок, 4 — ручки крана горелок жарочного шкафа; 5 — кнопка термоэлектромagnetного клапана, 6 — распределительный щиток, 7 — поддон, 8 — конфорочная горелка, 9 — решетка стола, 10 — откидной щиток, 11 — термодатчик, 12 — верхняя горелка жарочного шкафа, 13 — духовой шкаф, 14 — нижняя горелка духового шкафа, 15 — сушильный шкаф, 16 — термоэлектромagnetный клапан, 17 — термометр, 18 — ручка крана горелки жарочного шкафа, 19 — подвод к горелке жарочного шкафа, 20 — регулятор подачи воздуха, 21 — горелка духового шкафа

с помощью штыря, имеющего резьбу. С правой стороны каждого крана имеется регулировочный винт, обеспечивающий фиксацию стабильного малого пламени на горелках.



Продолжение рис. 66

На левой стороне панели управления расположены ручка и кнопка термостатического крана (см. рис. 67), состоящего из термоэлектромagnetного клапана и терморегулятора. Эти устройства обеспечивают безопасные условия работы и автоматическую регулировку подачи газа на основную горелку духового шкафа.

Терморегулятор обеспечивает поддержание температуры в духовом шкафу на заданном уровне. Термоэлектромagnetный клапан контролирует наличие пламени на основной и жарочной горелках духового шкафа и прекращает подачу газа при их погасании.

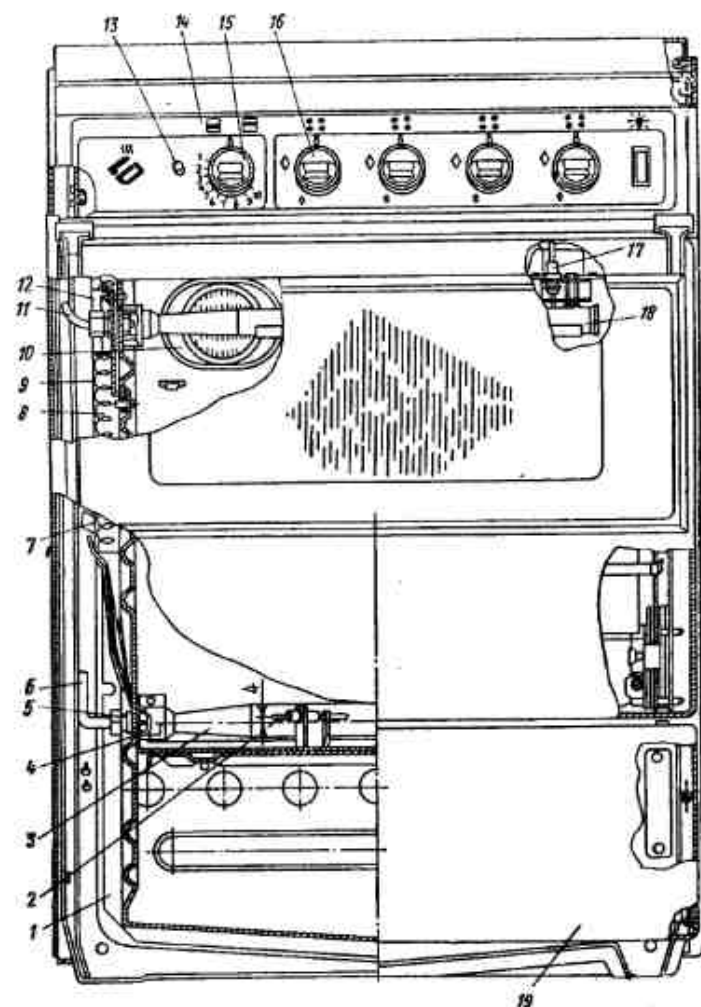
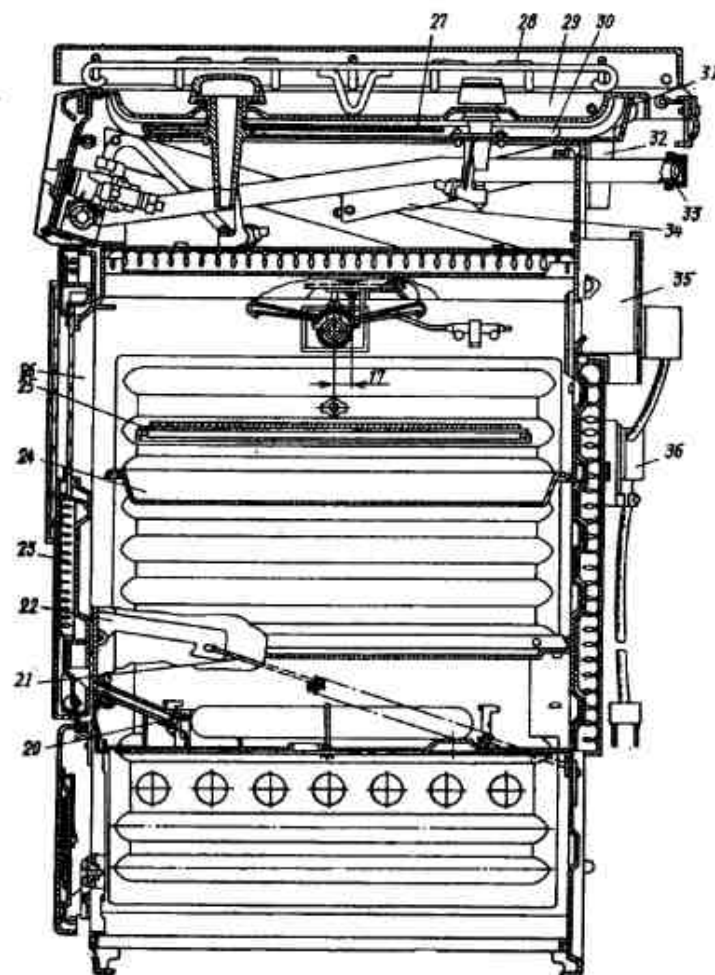


Рис. 67. Плита повышенной комфортности ПГ-4-II-14 (брестская):

1 — каркас, 2 — термодара основной горелки, 3 — основная горелка духового шкафа, 4 — сопло, 5 — корпус сопла, 6 — газопровод, 7 — стенка боковая, 8 — теплоизоляция духового шкафа, 9 — теплоизоляционный экран, 10 — плафон, 11 — газопровод горелки, 12 — опора горелки, 13 — кнопка термоэлектроманитного клапана, 14 — декоративная панель, 15 — ручка крана терморегулятора, 16 — ручки кранов верхних горелок, 17 — термодара жарочной горелки, 18 — жарочная горелка (верхняя), 19 — нижняя дверка, 20 — запальная трубка, 21 — пружина, 22 — тяга, 23 — теплоизоляция двери, 24 — жаровня, 25 — духовая решетка, 26 — противень, 27 — крышка плиты, 28 — решетка стола, 29 — стол плиты, 30 — траверса, 31 — экран горелок, 32 — кронштейн стола, 33 — фильтр, 34 — элемент жесткости, 35 — отражатель, 36 — дымоход



Продолжение рис. 67

Сначала газ попадает из коллектора в термоэлектроманитный клапан, а потом при наличии прохода в терморегулятор. Одновременная работа основной и жарочной горелок духового шкафа исключена из-за блокировки термостатического крана.

В термоэлектроманитный клапан (рис. 68, б) газ попадает из коллектора плиты через прилив 28 и заполняет внутреннее пространство корпуса. Дальнейшее движение газа к терморегулятору ограничивается клапаном 7, который с помощью прокладки 6 под действием пружины плотно прижимается к седлу.

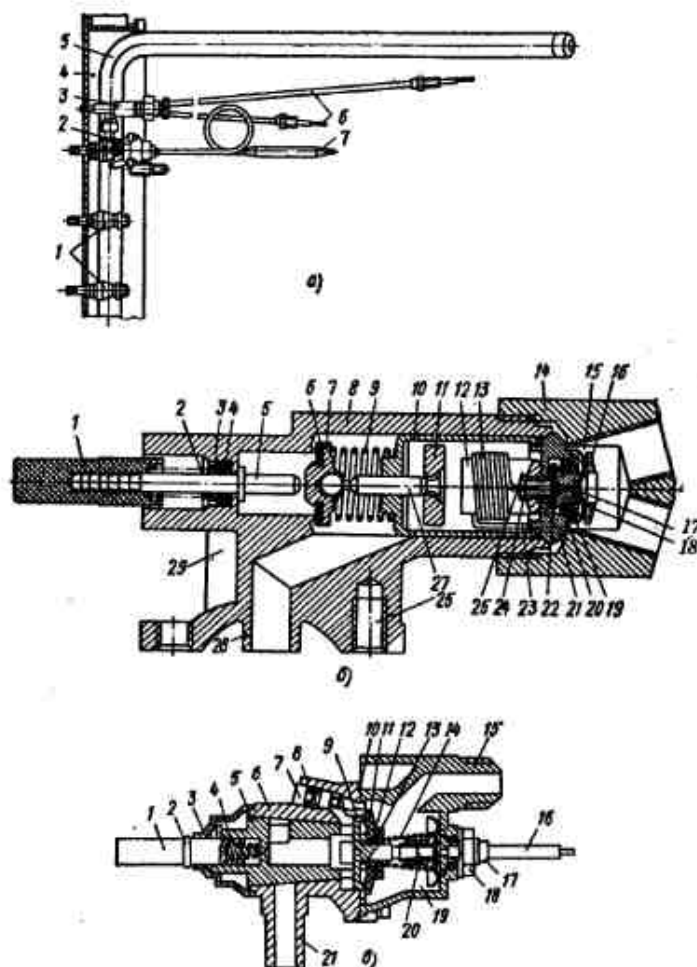


Рис. 68. Внутреннее устройство плиты ПГ4-II-14:

а — коллектор плиты: 1 — краник верхних горелок, 2 — терморегулятор манометрический, 3 — термоэлектрический клапан, 4 — распределительный шток, 5 — трубка коллектора, 6 — термодатчик; б — термоэлектроманнитный клапан: 1 — пусковая кнопка, 2 — пружина, 3 — шайба, 4, 20 — уплотнительные кольца, 5 — толкатель, 6 — прокладка, 7 — клапан, 8 — корпус, 9 — пружина клапана, 10 — стакан, 11 — якорь, 12 — сердечник, 13 — обмотка, 14 — соединительная гайка, 15, 19, 22 — уплотнительные шайбы, 16 — клеммы, 17 — припой, 18 — контакт, 21 — цоколь, 23 — конец обмотки, 24 — заклепка, 25 — провод обмотки, 26 — резиновое углубление, 27 — ось якоря, 28 — прилив, 29 — седло клапана; в — терморегулятор манометрический: 1 — стержень ручки, 2 — кольцо, 3 — фланец, 4 — пружина, 5 — латунная пробка, 6 — корпус, 7 — винт малого пламени, 8, 12 — кольца, 9 — винт, 10 — резиновая прокладка, 11 — клапан, 13, 18 — шайбы, 14 — коническая пружина, 15 — крышка, 16 — термосистема, 17 — гайка, 19 — блок мембран, 20 — втулка, 21 — прилив корпуса

Проход газа возможен только после розжига основной или жарочной горелок духового шкафа.

Принцип работы термоэлектроманнитного клапана. При нажатии пусковая кнопка 1 перемещается вдоль оси клапана, сжимает пружину 2 и через толкатель 5 действует на упорный конец клапана 7. Клапан отходит от седла 29 и открывает проход газа к терморегулятору. Одновременно клапан через ось 27 прижимает якорь 11 к сердечнику 12 электромагнита, обеспечивая необходимый контакт в течение 30 с.

После воспламенения газа в одной из горелок духового шкафа и нагрева конца одной из двух термодатчиков разность температур термодатчиков обеспечит возникновение необходимой силы тока в цепи. Вследствие этого ток через клеммы 16, контакт 18, припой 17 и проводник 25 пройдет на обмотку 13 якоря и создаст электромагнитное поле, обеспечивающее удержание якоря у сердечника. Такое состояние сохранится до тех пор, пока через термодатчики будет поступать ток на обмотку якоря. Если пламя на горелках духового шкафа не загорится или погаснет, электромагнит утратит свои магнитные свойства и под действием пружины 9 клапан 7 прижмется плотно к своему седлу 29. Вследствие этого прекратится проход газа к терморегулятору и на горелки духового шкафа и тем самым предотвратится загазовывание внутреннего объема духового шкафа.

Термодатчики присоединяются к термоэлектроманнитному клапану с помощью латунных соединительных гаек.

Непосредственно к термоэлектроманнитному клапану с помощью накидной гайки и двухконусного кольца крепится терморегулятор манометрический (рис. 68, в).

Терморегулятор обеспечивает отдельную подачу газа на основную и жарочную горелки духового шкафа и поддерживает заданную температуру в духовом шкафу при работе основной горелки.

Левая часть терморегулятора представляет собой подобие обычного крана, а правая состоит из клапана, блока мембран и термосистемы. Терморегулятор имеет два выхода: первый подает газ через крышку 15 на основную горелку духового шкафа, а второй — на жарочную горелку. В корпус терморегулятора газ попадает из термоэлектроманнитного клапана через прилив 21. На рис. 68, в, пробка 5 показана в закрытом положении. В этом случае проход газа перекрыт до тех пор, пока пробка не будет провернута по часовой стрелке на 60° с помощью стержня ручки 1. После этого фигурный паз на пробке совместится одним своим концом со свободным пространством прилива 21, и газ пойдет на выход к штуцеру и далее по соединительной трубке к жарочной горелке.

А теперь рассмотрим движение газа к основной горелке духового шкафа. Для этого газ должен войти внутрь пробки 5 через поперечное сверление, пройти вдоль ее оси, миновать клапан 11 и далее пройти к штуцеру крышки 15.

К основной горелке газ может пройти и другим путем (вспомогательным) через винт малого пламени 7. При повороте пробки терморегулятора против часовой стрелки на 65—80° поперечное отверстие, продленное с помощью полукольцевого паза, совмещается с отверстием прилива 21 и газ попадает внутрь пробки 5. Пройдя вдоль оси пробки, газ через отверстие в стенке корпуса движется к винту малого пламени 7, попадает внутрь винта через совмещенные перпендикулярные друг к другу отверстия его конца, заполняет пространство корпуса за клапаном и дальше через штуцер крышки 15 и соединительную трубку направляется к основной горелке.

Подача газа через винт малого пламени происходит постоянно, независимо от его подачи через клапан 11. Таким образом винт малого пламени обеспечивает наличие гарантированного минимально допустимого пламени на основной горелке духового шкафа независимо от качества работы системы терморегулирования. А подача газа через клапан 11 дополняет постоянную малую подачу через винт 7 и обеспечивает интенсивность работы основной горелки духового шкафа до заданного уровня. Поддержание заданной температуры в духовом шкафу обеспечивается с помощью термосистемы 7 (см. рис. 68, а), которая состоит из замкнутой внутренней полости гофрированных мембран, капилляра и баллона. Баллон заполняется специальной жидкостью и запаивается припоем. Основную чувствительную часть термосистемы составляет блок внутренней и наружной мембран. Нагрев баллона влечет за собой повышение температуры и, следовательно, увеличение ее объема.

Клапан 11 терморегулятора (рис. 68, в) плотно прижимается к своему седлу конической пружиной 14, упирающейся противоположным концом в основание втулки 20 блока мембран 19, клапан может свободно двигаться вдоль оси четырехлепесткового винта 9, который своим резьбовым окончанием входит внутрь осевой выемки во втулке блока мембран. Пробка 5 терморегулятора своим нижним крестообразным концом входит захватом в верхнюю часть четырехлепесткового винта.

Поворот пробки терморегулятора против часовой стрелки повлечет за собой вкручивание четырехлепесткового винта внутрь втулки 20 блока мембран и смещение его вдоль оси направо. При полном повороте пробки против часовой стрелки клапан максимально отойдет от своего седла под действием упорных лепестков винта 9 независимо от того, нагрета жидкость

в термосистеме или нет. Таким образом открывается свободный проход газа из внутренней полости пробки 5 терморегулятора, минуя клапан, и далее через штуцер крышки 15 на выход к основной горелке духового шкафа до максимальной температуры. Если требуется температура ниже указанной максимальной, следует поворотом ручки установить указатель против соответствующего деления, смещая при этом четырехлепестковый винт 9. Это приведет к прикрытию клапана под действием пружины 14, зазор между клапаном и седлом уменьшится, понизится подача газа на основную горелку и произойдет падение температуры в духовом шкафу до заданного уровня. Основная горелка духового шкафа устанавливается на полу шкафа и представляет собой замкнутое кольцо (см. рис. 63, в) из труб диаметром 26,8 мм.

Жарочная горелка подвешивается сверху духового шкафа и представляет собой прямую трубку диаметром 26,8 мм, в которой просверлены четыре ряда отверстий: два внутренних и два внешних (см. рис. 63, г). Пламя жарочной горелки внешних рядов направлено на излучатель, а пламя внутренних рядов — на объем духового шкафа.

Термопара жарочной горелки крепится к кронштейну на расстоянии 147 мм от вертикальной оси горелки. Там же на одном уровне с жарочной горелкой в специальном прижиме устанавливается баллон терморегулятора, который контролирует температуру духового шкафа.

7.2. ПРОТОЧНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛИ

В отечественных водонагревателях используют два различных способа: нагревание проточной воды, поступающей из водопровода, и нагревание воды в специальных емкостях с периодическим отбором воды и заполнением. По этому принципу существующие газовые водонагреватели делятся на проточные и емкостные.

Принципиальная схема проточных водонагревателей (рис. 69). Газ низкого давления подается в инжекционную горелку 3. Продукты сгорания газа проходят через теплообменник и отводятся в дымоход. Теплота продуктов сгорания передается протекающей через теплообменник воде. Огневая камера 4 снаружи охлаждается змеевиком 5, через который циркулирует вода, проходящая через калорифер.

Основными узлами проточного водонагревателя являются: горелочное устройство, теплообменник, система автоматики и газоотвод.

По мере модернизации водонагревателей совершенствовались горелочное устройство. На смену многосопловым горелкам КГИ

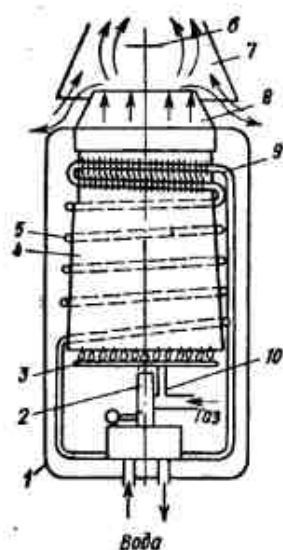


Рис. 69. Принципиальная схема проточного водонагревателя:

1 — кожух, 2 — блок-кран, 3 — горелка, 4 — огневая камера, 5 — змеевик, 6 — отражатель, 7 — верхний колпак, 8 — нижний колпак, 9 — калорифер, 10 — запальник

2 поддерживается в закрытом положении, перекрывая проход газа на основную горелку. При нагревании биметаллической пластины 4 верхняя полоса ее опускается и приводит к перемещению клапана и открытию прохода газа на горелку.

В новых конструкциях водонагревателей предусмотрены дополнительные функции автоматики по блокировке работы основной горелки с величиной тяги в дымоходе. Так, в водонагревателе ВПГ-18М вместо биметаллического термодатчика установлен электромагнитный датчик пламени (см. рис. 71, б). В зону запального пламени введена термопара 2, которая является датчиком электродвижущей силы для электромагнитного клапана. Электромагнитный клапан, управляет доступом газа к горелке водонагревателя.

Теплообменник состоит из огневой камеры и калорифера. Размещенные на наружной стороне огневой камеры змеевики предохраняют стенки камер от перегрева. В первых моделях

пришли горелки с центральным подводом газа. Однако эти горелки, имея относительно малый коэффициент инжекции (до 0,5), не используются при сжигании сжиженного газа. На водонагревателях Л-1 (Л-3), ВПГ-18 применяют горелку с двухместным подводом газа (рис. 70). Поток газа через тройник 1 и два сопла 6 направляется в два диффузора-смесителя 3 и далее через короб крышки смесителей 4 в алюминиевые распределительные трубки, объединенные в литой блок.

Огневые отверстия трубок выполнены в виде поперечных щелей. Первичный воздух в этих горелках регулируют, коэффициент инжекции равен 0,7, что позволяет применять горелки и на природном, и на сжиженном газе. Такие горелки применяют и на унифицированных водонагревателях ВПГ, обеспечивая высокие эксплуатационные качества аппаратов.

Схема работы биметаллического термодатчика показана на рис. 71, а. В зону пламени запальника вводится согнутая биметаллическая пластинка. В холодном состоянии верхняя полоса пластинки находится в горизонтальном состоянии, вследствие чего клапан 1 через шток 2

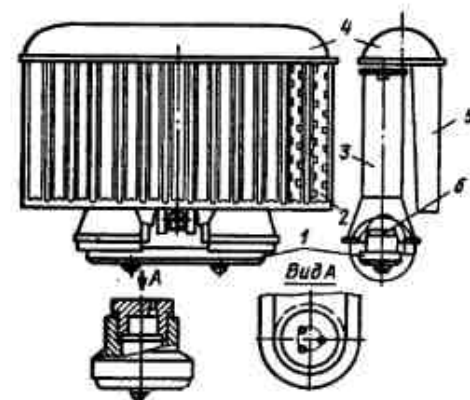


Рис. 70. Инжекционная горелка водонагревателей Л-1, Л-3, ВПГ-18 (Л-3):

1 — тройник с соплами, 2 — пластина, 3 — смеситель, 4 — крышка смесителей, 5 — распределительная трубка, 6 — сопло

водонагревателей применялись два змеевика, один для подачи холодной воды к калориферу, другой — горячей воды к разборному крану. В современных конструкциях водонагревателей (ВПГ) змеевик делает лишь один оборот вокруг огневой камеры.

Основное количество теплоты передается воде через калорифер. Теплота передается радиацией, конвекцией и теплопроводностью через металлические стенки, которые находятся в контакте с водой и потоком отходящих газов.

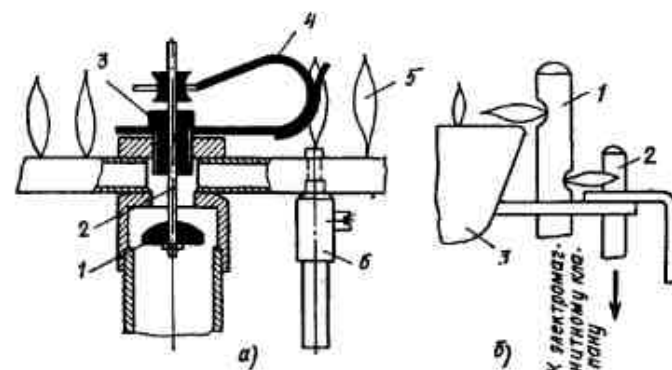


Рис. 71. Схема автоматизации подачи газа на основную горелку:

а — биметаллический термодатчик: 1 — клапан, 2 — шток, 3 — уплотнение, 4 — биметаллическая пластинка, 5 — пламя горелки, 6 — запальник, б — электромагнитный датчик пламени: 1 — запальная трубка, 2 — термопара, 3 — горелка водонагревателя

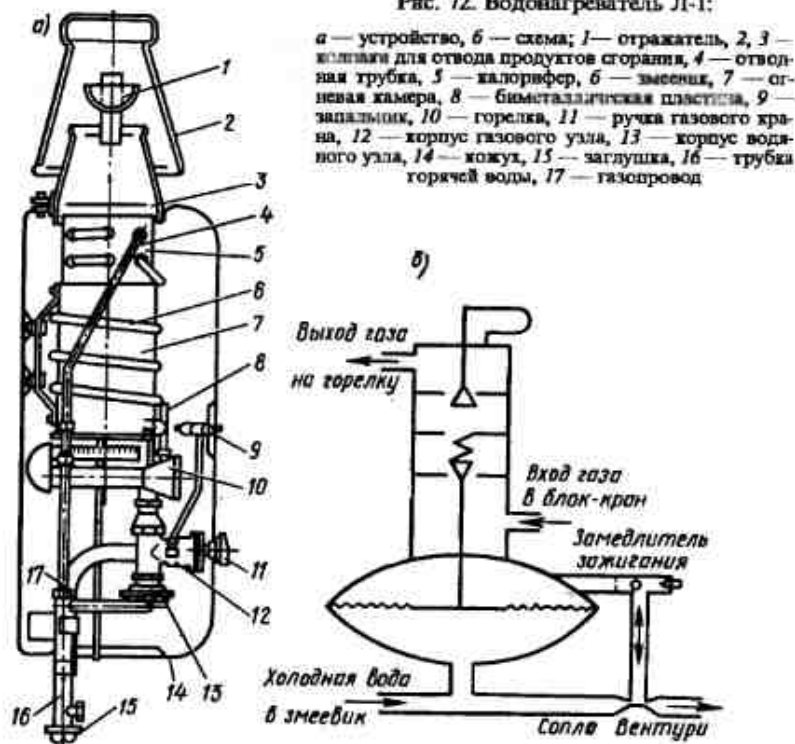
В новых моделях водонагревателей предусматриваются устройства автоматического регулирования температуры воды.

Пластины приваривают к трубкам с помощью медно-фосфористых припоев, имеющих высокую температуру плавления (860 °C).

Водонагреватели Л-1 и Л-3 предназначены для подачи воды, нагретой до 50 °C, одновременно в одну или несколько точек разбора.

На рис. 72 показан водонагреватель Л-1. Кожух выполнен из эмалированной листовой стали. В его передней съемной части находится глазок, через который зажигается запальник и производится наблюдение за работой горелки. Радиатор состоит из калорифера, огневой камеры, однозахватного змеевика. Горелка водонагревателя Л-3 состоит из распределителя, представляющего собой систему трубок с щелевыми отверстиями для выхода газа. Он выполняет следующие функции: уменьшает высоту факела пламени и обеспечивает доступ вторичного воздуха внутрь пламени.

Рис. 72. Водонагреватель Л-1:



Блок-кран состоит из двух частей: газовой (верхней) и водяной (нижней). Клапан изготовлен из прессованного капрона и имеет резиновую прокладку для уплотнения, прижимается к седлу конусной пружиной. Пружина ставится конусом на клапан, а другой конец пружины (большего диаметра) упирается в корпус термклапана.

На верхний конец толкателя свободно надет клапан, а другой конец проходит сквозь латунную заглушку и упирается в шток тарелочки.

Сальник толкателя фторопластовый; он препятствует проникновению газа вдоль толкателя и выходу его наружу. Сальник расположен в латунной заглушке с нижней стороны, уплотняется нажимным винтом и, как правило, в процессе эксплуатации не требует замены.

Ручка крана может находиться в трех положениях: а) крайнее левое — газ выключен; б) при повороте ручки по часовой стрелке на 90° до упора кольцевая выточка на пробке соединит штуцер подвода газа с малым штуцером отвода газа на горелку запальника; в) ручка повернута по часовой стрелке до упора.

Для выключения газа ручку крана следует повернуть против часовой стрелки в крайнее левое положение, при этом последовательно отключается сначала подача газа на основную горелку, а затем и на горелку запальника.

Устройство газового крана водонагревателя Л-1 показано на рис. 73. Водяная часть блок-крана имеет верхнюю крышку, на которой находится отверстие под сальник. Под крышкой расположена верхняя водяная камера. Мембрана изготовлена из прочной резины и имеет сверху тарелку с толкателем, который проходит через сальник в верхней крышке. Толкатель, до того как упрется в шток газового клапана, имеет свободный ход. Поэтому, когда мембрана под действием давления воды поднимается вверх, толкатель упирается в шток и дает возможность открыться газовому клапану. За этот промежуток времени радиатор успевает наполниться водой, и только потом загорается горелка, что предохраняет радиатор от раскаливания.

Корпус водяной части блок-крана имеет входной и выходной штуцеры, регулировочный винт и нижнюю водяную камеру. В выходном штуцере находится сопло Вентури. Регулировочный винт расположен около входного штуцера. Он дает возможность регулировать количество проходящей через водонагреватель воды.

Замедлитель зажигания встроен в верхнюю крышку. Он представляет собой камеру (с двумя отверстиями), в которой катается шарик. Одно отверстие выходит в верхнюю водяную камеру, а второе — в сопло Вентури. При поступлении воды из верхней

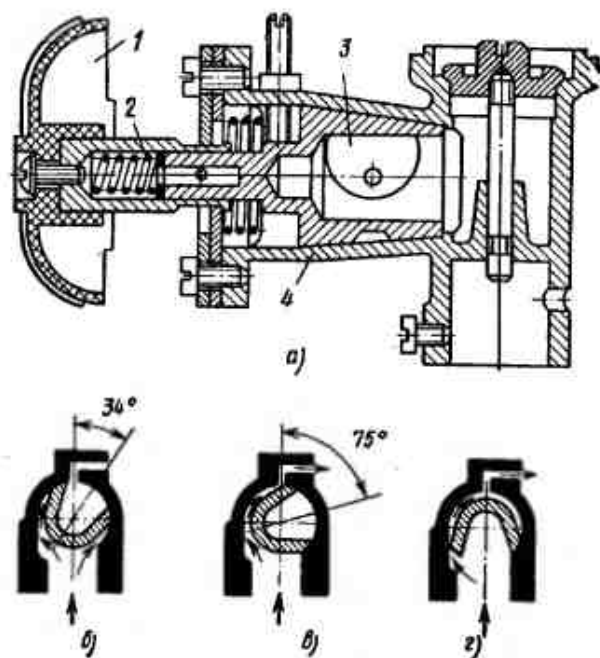


Рис. 73. Газовый кран водонагревателя Л-1:

a — кран, *б* — положение «закрыто», *в* — положение «открыто» на запальник, *г* — положение «открыто» на запальник и горелку; 1 — ручка, 2 — пружина, 3 — пробка крана, 4 — корпус

водяной камеры шарик прижимается к отверстию, уменьшая его сечение. Давление воды в верхней водяной камере постепенно падает, что позволяет мембране медленно подниматься вверх. Затем открывается газовый клапан, и газ постепенно поступает в горелку. Горелка зажигается без хлопка.

Сопло Вентури, встроенное в выходной штуцер, представляет собой суженный отрезок водопроводной трубы. Поток воды в месте сужения увеличивает свою скорость и резко уменьшает динамическое давление в нем. Назначение сопла Вентури — создать область пониженного давления воды в надмембранном пространстве при работе водонагревателя. Принцип работы сопла Вентури основан на законах гидравлики. В данном случае давление движущейся по трубке воды на ее стенки подчиняется закономерности: чем больше скорость движения жидкости, тем меньше давление, которое она оказывает на стенки трубки.

При движении воды через водяную часть блок-крана эта закономерность реализуется следующим образом. Вода с определенным давлением и скоростью подводится к водяной части

блок-крана по трубке диаметром 15 мм. Далее она попадает в подмембранное пространство, где скорость движения ее замедляется, так как внутреннее сечение подмембранного пространства больше сечения водопроводной трубы. Минув подмембранное пространство, вода, прежде чем попасть по соединительной трубке в смесик, проходит через сопло Вентури, внутренний диаметр которого в самой узкой части равен 3,4 мм. При прохождении воды через узкую часть сечения скорость ее значительно возрастает, за счет чего создается разность давлений над и под мембраной.

Водонагреватель Л-3 в отличие от Л-1 имеет меньшую по объему огневую камеру. Конструкция блок-крана аналогична конструкции блок-крана Л-1. Калорифер изготовлен из одного ряда медных пластин.

В верхней части распределителя установлены фасонные стальные пластины, образующие огневые отверстия. За счет такого устройства достигнуто увеличение термостойкости распределителя при одновременном повышении теплового режима в топке. Таким образом, достигнута возможность уменьшения размеров топки без изменения эксплуатационных качеств водонагревателя.

Водонагреватели ВПГ. Водонагреватель ВПГ-18 (рис. 74) создан на базе водонагревателя Л-3, он также является проточным с многоточечным разбором горячей воды. Высота огневой каме-

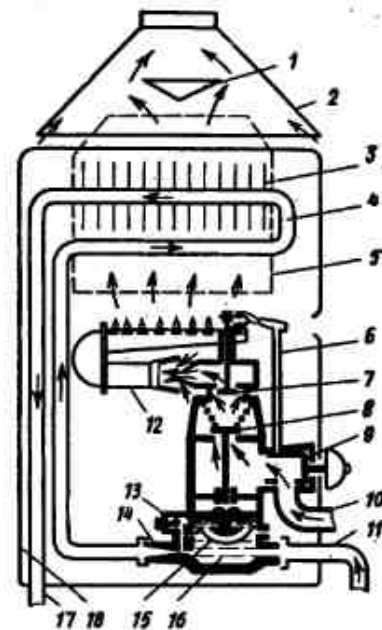


Рис. 74. Принципиальная схема водонагревателя ВПГ-18:

1 — предохранитель от обратной тяги, 2 — газоотводящее устройство, 3 — калорифер, 4 — смесик, 5 — огневая камера, 6 — запальник, 7 — клапан безопасности, 8 — клапан блокировки газа, 9 блок-кран, 10 — вход газа, 11 — вход воды, 12 — горелка, 13 — шариковый замедлитель зажигания, 14 — трубка Вентури, 15 — мембрана, 16 — мембранная камера, 17 — выход воды, 18 — кожух

ры 5 в этом водонагревателе уменьшена до минимума за счет того, что основная часть теплоты воде передается через пластины калорифера. Охлаждение огневой камеры обеспечивается одним витком змеевика. Калорифер 3 собран из одного ряда медных пластин и пересекается тремя горизонтальными участками змеевика 4. Водонагреватель оборудован инжекционной горелкой с двумя инжекторами, обеспечивающими поступление до 60% первичного воздуха. Это обеспечивает полное сгорание газа в коротких факалах.

Конструкция блок-крана 9 водонагревателя обеспечивает последовательную подачу газа сначала на запальник 6, потом на основную горелку 12. При отсутствии разбора воды или снижении давления водопроводной воды, а также при отсутствии пламени на запальнике прекращается подача газа на основную горелку.

Ручка блок-крана может занимать следующие положения. При крайнем левом — кран полностью закрыт, при среднем — газ пропускается только на запальник, при крайнем правом — газ пропускается на запальник и на основную горелку.

Клапан блокировки воды и газа может открываться лишь при нагреве биметаллической пластины. Газовый клапан через шток связан с мембраной 15 и открывается только при наличии протока воды в мембранной камере 16 и установленной в ней трубке Вентури 14. При наличии расхода воды в узком сечении трубки, сообщаемом с надмембранным пространством, происходит падение статического напора. Вследствие этого падает давление и над мембраной, которая перемещается вверх и через посредство штока, открывает клапан блокировки.

Шариковый замедлитель зажигания 13, частично перекрывая сечение пропускного канала, несколько замедляет перемещение мембраны и клапана вверх и обеспечивает плавность включения горелки.

Конструкция водонагревателя ВПГ-25 усовершенствована, улучшена конструкция теплообменника, значительно изменены основная и запальная горелки, установлен датчик тяги. Нет теплового автомата, его функции выполняет электромагнитный клапан.

Его назначение — прекращение подачи газа на основную горелку водонагревателя при падении тяги в дымоходе ниже допустимого предела. Клапан состоит из трех основных узлов: нижнего клапана, верхнего клапана и электромагнита.

Принцип работы электромагнитного клапана (см. рис. 86, а) заключается в следующем. При нажатии на кнопку 1 шток 3 кнопка перемещается вправо, упирается в тарелку верхнего клапана 4 и, преодолевая усилие пружины 5, отжимает его от седла. Вследствие этого газ направляется к газовой части

водогазогорелочного блока. Если ручка газовой части блока находится в положении, обеспечивающем подачу газа на запальную горелку, то горелка разжигается и пламя ее обогревает спай термопары.

Возникшая ЭДС поступает в обмотку катушки через винт 9. Вследствие этого электромагнит получает возможность удерживать в прижатом к сердечнику 7 положении якорь 6.

После того как электромагнитный клапан обеспечит свободный проход газа, приступают к розжигу основной горелки.

В газовой части водогазогорелочного блока с левой стороны крепится тройник, через который газ поступает к запальной горелке и одновременно через соединительную трубку под колпак датчика тяги. Если разрежение будет ниже допустимого предела, то отходящие газы попадут в помещение кухни и нагреют биметаллическую пластину датчика тяги. Пластина постепенно выгнется, приподнимется ее свободный конец, и клапан отойдет от седла.

Это приведет к разгерметизации трубки, соединяющей тройник и датчик тяги. Произойдет погасание пламени запальника, охлаждение спаев термопары и срабатывание электромагнитного клапана. При этом под действием пружины 5 клапан 4 плотно прижмется к своему седлу и перекроет проход газа на основную и запальную горелки.

В водонагревателях типа ВПГ реализованы прогрессивные тенденции современного машиностроения: уменьшены габариты и материалоемкость при одновременном повышении эксплуатационных качеств (см. табл. 21).

Таблица 21. Техническая характеристика проточных газовых водонагревателей

Техническая характеристика	Типы водонагревателей			
	ВПГ-18-1-3-П	ВПГ-20-1-3-П	ВПГ-23	ВПГ-25-1-3-В
1	2	3	4	5
Тепловая мощность основной горелки, кВт	20,93	23,26	23,26	29,075
Номинальный расход газа, м ³ /ч:				
природного	2,34—1,81	2,58—2,12	2,94	не более 2,94
сжиженного	0,87—0,67	0,96—0,78	0,87	не более 1,19
Коэффициент полезного действия, %, не менее	82	82	83	83
Расход воды при нагреве на 45 °С, л/мин, не менее	5,4	6,1	7,0	7,6
Давление воды перед аппаратом, МПа:				
минимальное	0,049	0,049	0,060	0,049
номинальное	0,15	0,15	0,15	0,15
максимальное	0,59	0,59	0,6	0,59

Техническая характеристика	Типы водонагревателей			
	ВНГ-18-1-3-П	ВНГ-20-1-3-П	ВНГ-23	ВНГ-25-1-3-В
1	2	3	4	5
Разряжение в дымоходе для нормальной работы аппарата, Па				
Габаритные размеры аппарата, мм:				
высота	780	860	800	780
ширина	390	390	375	420
глубина	295	315	225	315
Масса аппарата, кг, не более	20	22	15,5	25

7.3. ЕМКОСТНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛИ

Емкостные водонагреватели — аппараты, в которых вода нагревается в емкости без применения принудительной циркуляции, предназначены для водяного отопления помещений. Наиболее распространены аппараты АГВ-50, АГВ-80 и АГВ-120, вместимость их баков соответственно 50, 80 и 120 л.

Водонагреватель АГВ-80 (рис. 75). Аппарат имеет цилиндрический бак из оцинкованной стали. Внутри бака проходит жаровая труба 4, предназначенная для отвода продуктов сгорания из точки 15, увеличения площади нагрева и улучшения процесса теплоотдачи воде.

В жаровой трубке 4 установлен спиральный удлинитель потока, он перемешивает горячий поток продуктов сгорания газа и способствует максимальному отбору теплоты от продуктов сгорания. Кожух 5 водонагревателя выполнен из листовой стали. Пространство между кожухом и баком 3 заполнено шлаковатой, что служит надежной теплоизоляцией. Горелка 18 водонагревателя чугунная литая с вертикально направленными огневыми отверстиями. Над жаровой трубой установлено устройство для отвода продуктов сгорания с тягопрерывателем 7. Вход холодной воды осуществляется к штуцеру 2, а отбор горячей воды в отопительную систему сверху. Если водонагреватель служит для отопления помещений, то к штуцеру 2 присоединяется трубопровод обратной линии.

В крышке водонагревателя имеется предохранительный клапан 9, представляющий собой цилиндр с колпачком. Под колпачком помещена мембрана 29 из медной фольги. В центре мембраны имеется отверстие, запаянное сплавом Вуда, с точкой плавления 105 °С.

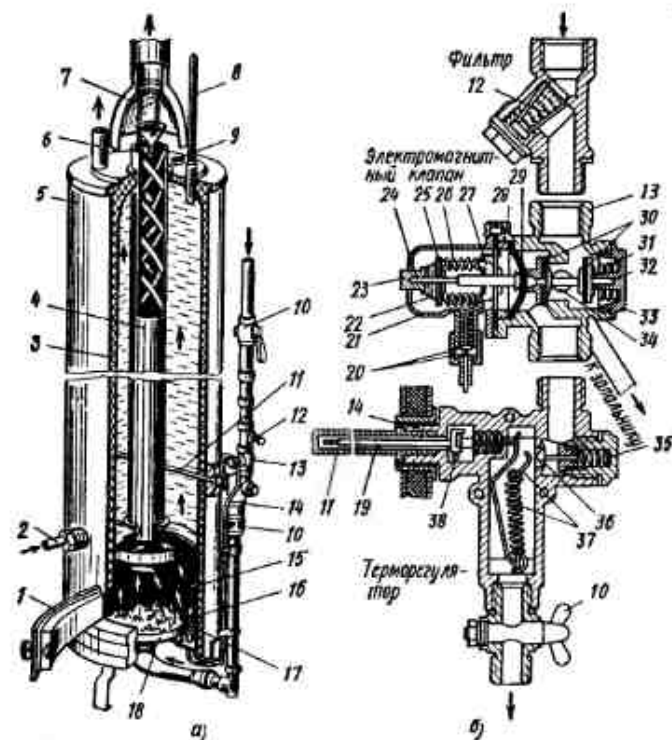


Рис. 75. Водонагреватель АГВ-80:

а — водонагреватель в разрезе, б — узлы автоматики водонагревателя; 1 — дверь точки, 2 — штуцер, 3 — бак, 4 — жаровая труба, 5 — кожух, 6 — выход горячей воды, 7 — тягопрерыватель, 8 — термометр, 9 — предохранительный клапан, 10 — край, 11 — латунная трубка, 12 — сетчатый фильтр, 13 — электромагнитный клапан, 14 — терморегулятор, 15 — точка, 16 — термонипа, 17 — запальник, 18 — горелка, 19 — штифтовый стержень, 20 — контакты термонипа, 21 — крышка, 22, 31, 35 — пружины, 23 — кнопка, 24 — шток, 25 — якорь, 26 — обмотка, 27 — электромагнит, 28 — уплотнительное кольцо, 29 — мембрана, 30, 36 — клапаны, 32 — шток клапана, 33 — пробка, 34 — отверстие на запальнике, 37 — рычаг, 38 — регулятор настройки

При закрытом водоразборном кране в случае выхода из строя автоматики вода в баке может закипеть. Сплав Вуда при температуре выше 105 °С расплавляется, пар выходит наружу, что предохраняет бак от разрыва. Если давление в баке повысится до 0,6 МПа, фольга разрывается, предохраняя аппарат от разрушения.

В крышке водонагревателя в специальной гильзе установлен термометр 8, чтобы термометр давал правильные показания, в гильзу заливают льняное масло.

Автоматика водонагревателя состоит из двух узлов. В качестве автоматики безопасности служит трехходовой электромагнит-

ный клапан (см. рис. 75, б). Регулирование температуры воды осуществляется терморегулятором 14, термозлемент которого введен внутрь бака. Работу горелки контролируют электромагнитный клапан и термопара. Клапан поддерживается в открытом состоянии только при наличии пламени на запальнике.

Электромагнитный клапан состоит из газовой и электромагнитной частей. Крышка 21 имеет отверстие для кнопки и прорезь для контакта. Ее устанавливают на корпус газовой части и крепят четырьмя винтами. Нажимную кнопку 23 устанавливают в верхней части крышки и надевают на шток. Чтобы кнопка не западала, на нее действует пружина. Шток 32 расположен вертикально, одним концом упирается в верхний клапан 30 газовой части. На шток надет якорь 25. Он представляет собой диск с отверстием, через которое проходит шток. Якорь изготовлен из специального сплава — пермаллоя. Так как мощность электромагнита очень мала, якорь, состоящий из другого сплава, будет притягиваться слабо и работа электромагнитного клапана нарушится.

Обмотку электромагнита одним концом присоединяют к корпусу, а вторым через прорезь в крышке — к контакту термопары 20.

Термопара состоит из сплавов хромеля и копеля, которые при нагревании вырабатывают ток. Ток подается от спая хромеля и копеля по двум проводникам: медной трубке и изолированной проволоке внутри. Проводник, проходящий внутри трубки, присоединен к свинцовому контакту электромагнита, а трубка контактирует через накидную гайку с корпусом электромагнита.

Газовая часть электромагнитного клапана состоит из корпуса, клапанов, штока и мембраны.

Корпус имеет два штуцера диаметром 15 мм для входа и выхода газа к горелке и штуцер сбоку для запальника. В верхней части корпуса сделан уступ, в который закладывают мембрану и уплотнительное кольцо. Внутри корпуса находятся два седла клапанов, между которыми расположено отверстие, ведущее к штуцеру запальника. Газ поступает в штуцер, находящийся в нижней части корпуса.

Клапаны имеют тарельчатую форму и одинаковы по своим размерам.

Мембрана представляет собой кусок мягкой кожи, пропитанной смазкой; она отделяет газовую часть от электромагнитной.

При нажатии на кнопку электромагнитного клапана до отказа под действием верхнего штока клапана перемещаются в крайнее нижнее положение. В этом случае газ поступает в среднюю часть корпуса, но не может пройти к горелке, так как верхний клапан закрыт. Через отверстие в средней части корпуса газ идет на запальник, он начнет нагревать термопару, которая через 1...2 мин

нагреется и даст ток электромагниту. Электромагнит притянет якорь. Если кнопку плавно отпустить, то система штоков и клапанов начнет перемещаться вверх до тех пор, пока верхний шток не упрется своими плечиками в притянутый якорь. Клапаны установятся в среднее рабочее положение, при котором газ поступает и на запальник, и на горелку.

Работа терморегулятора. Терморегулятор (см. рис. 75, б) состоит из корпуса, термозлемента, системы рычагов, клапана с пружиной, штуцеров, регулятора настройки. Корпус устанавливается на газопроводе с помощью входного и выходного штуцеров.

Чувствительный элемент состоит из латунной трубки и проходящего внутри инварового стержня. Один конец латунной трубки наглухо закреплен в корпусе терморегулятора, а инваровый стержень резьбовым соединением прикреплен к свободному концу латунной трубки. Второй конец стержня упирается в рычаг, расположенный в корпусе терморегулятора.

Система рычагов состоит из двух шарнирно соединенных рычагов и пружины. В один конец этой системы упирается свободный конец инварового стержня, а второй конец системы рычагов воздействует на клапан. Система рычагов может находиться в двух положениях — рабочем и нерабочем.

При нагреве воды в баке латунная трубка нагревается и, так как она имеет большой коэффициент линейного расширения, удлиняется. Инваровый стержень практически при нагревании не удлиняется, втягиваясь внутрь трубки. Его свободный конец перемещается и перестает давить на систему рычагов. Система рычагов переходит в нерабочее положение и перестает своим вторым концом давить на клапан. Клапан под действием пружины закрывает проход газа на горелку. Горелка гаснет, вода в баке начинает остывать, латунная трубка охлаждается и укорачивается. При этом инваровый стержень снова перемещается и надавливает на конец системы рычагов. Система рычагов переходит в рабочее положение и вторым концом давит на клапан. Клапан открывается, и газ идет на горелку, которая загорается от запальника.

Модернизация водонагревателя АГВ-80 в основном коснулась газогорелочного узла и электромагнитного клапана, который стал называться газовым магнитным клапаном.

Модернизация газогорелочного узла (рис. 76). Основная горелка и подводящий к ней диффузор, выполненные из чугуна, литые, заменены легкими штампованными конструкциями. Диффузор приобрел форму гнутой трубы, упростилось его изготовление, основная горелка стала компактнее, облегчилось ее монтаж и демонтаж. В новой конструкции газогорелочного узла изменено взаимное расположение основной и запальной горелок,

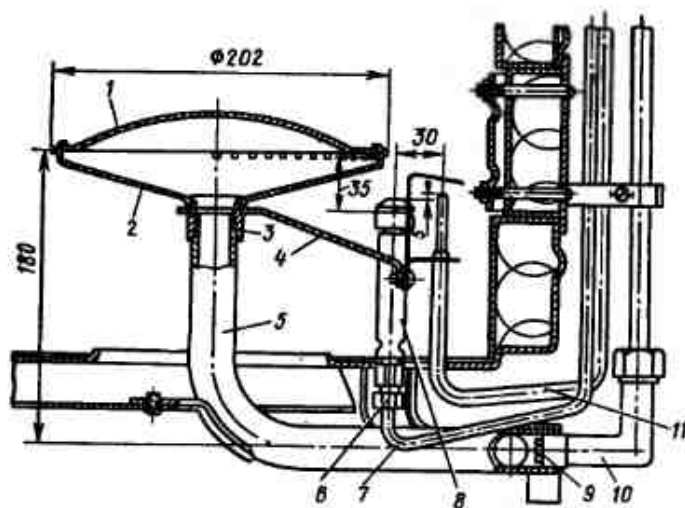


Рис. 76. Газогорелочный узел водонагревателя АГВ-80:

1 — крышка, 2 — основная горелка, 3 — патрубок, 4 — кронштейн запальной горелки, 5 — диффузор, 6 — накидная гайка, 7 — соединительная трубка запальной горелки, 8 — запальная горелка, 9 — форсунка (сопло) основной горелки, 10 — колесо, 11 — термопара

в также термопары, что обеспечивает нормальный процесс розжига горелки и более надежную работу автоматики безопасности водонагревателя. Вертикальная ось запальной горелки 8 должна находиться на расстоянии 30 мм от вертикальной оси термопары 11. Конец термопары возвышается над краем запальной горелки на 5 мм. В процессе эксплуатации следует обратить внимание на то, чтобы выходные отверстия основной горелки 2 располагались в горизонтальной плоскости.

Для обеспечения надежности работы термопары на нее можно надеть плотно прилегающий защитный чехол из теплопроводного материала, который предохраняет его и в то же время обеспечивает требуемый нагрев спая термопары.

Принципиальные изменения в конструкции газового магнитного клапана (рис. 77). В старой конструкции электромагнитного клапана кожаная мембрана разделяла газовую и электрическую части и удерживалась в своем гнезде с помощью прижимного кольца. В новом газовом магнитном клапане вместо этих двух элементов предусмотрена литая резиновая мембрана 20. В свою очередь, изменение конфигурации мембраны вызвало упрощение стержня якоря 15, у которого теперь нет шляпки в нижнем конце.

Самое существенное изменение в том, что водонагреватель оснащен датчиком тяги, который крепится с помощью двух винтов под колпаком водонагревателя к его корпусу. К газовому

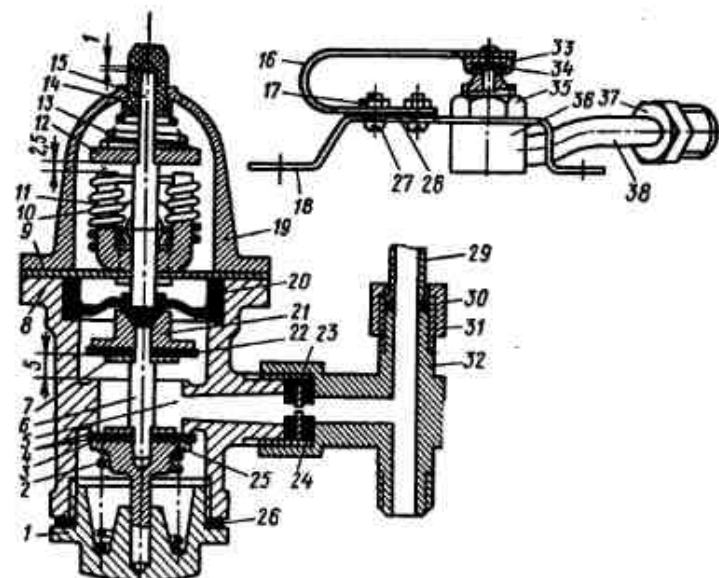


Рис. 77. Газовый магнитный клапан с датчиком тяги водонагревателя АГВ-80:

1 — пробка, 2 — пружина нижнего клапана, 3 — уплотнение нижнего клапана, 4, 7 — шайбы, 5 — боковое отверстие на запальник и датчик тяги, 6 — шток клапана, 8 — корпус, 9 — основание магнитной коробки с соединительной скобой, 10 — обмотка сердечника, 11 — сердечник, 12 — якорь, 13 — пружина, 14 — кнопка, 15 — стержень якоря, 16 — биметаллический элемент, 17 — гайка, 18 — кронштейн, 19 — колпак магнитной коробки, 20 — резиновая мембрана, 21 — тарелка верхнего клапана, 22 — уплотнение верхнего клапана, 23 — дроссель, 24 — резиновые прокладки, 25 — тарелка нижнего клапана, 26, 28, 30 — прокладки, 27 — винт, 29 — трубка датчика тяги, 31 — накидная гайка, 32 — тройник, 33 — клапан датчика тяги, 34 — уплотнение, 35 — гайка штуцера, 36 — штуцер с соплом 2,5 мм, 37 — натяжная гайка, 38 — трубка штуцера

магнитному клапану вместо натяжной гайки, с помощью которой ранее подключалась соединительная трубка запальной горелки, установлен тройник 32. Тройник распределяет газ через два выходных штуцера: вниз — к запальной горелке и вверх — к датчику тяги через трубку 29. Тройник 32 соединяется с корпусом клапана, при этом между двумя двухмиллиметровыми резиновыми прокладками 24 монтируется жесткий дроссель 23 с миллиметровым проходным сечением. Датчик тяги состоит из основного биметаллического элемента 16, на свободном конце которого имеются уплотнение 34, и кронштейна 18, к которому с помощью двух винтов 27 крепится биметаллический элемент.

В кронштейне имеется отверстие для штуцера 36, зажимаемого сверху гайкой 35.

Конусное окончание штуцера превращает имеющиеся внутри штуцера сквозные сверления диаметром 2,5 мм в седло клапана

33. К штуцеру присоединена трубка 38 с натяжной гайкой 37, которая с помощью накидной гайки соединяется с трубкой 29, ведущей к газовому магнитному клапану.

Принцип работы датчика тяги заключается в следующем. Биметаллический элемент 16 при нагреве продуктами сгорания, которые в случае отсутствия тяги в дымоходе попадают в помещение через зазор между кромкой колпака и корпусом водонагревателя, будет разгибать свою дугу, так как коэффициент линейного расширения материала внутренней его поверхности больше коэффициента линейного расширения его наружной полосы. В этом случае клапан 33 с уплотнением 34 будет отходить от конусного окончания штуцера 36, освобождая выход газа из соединительной трубки 29 в помещении, где установлен водонагреватель. В связи с тем что отверстие штуцера 36 в 2,5 раза превышает диаметр дросселя 23, давление в трубке 29, тройнике 32 и трубке, направляющей газ на запальную горелку, сразу упадет. Падение давления на входе к запальной горелке приведет к затуханию пламени на последней, остыванию конца термопары и срабатыванию газового магнитного клапана, который прекратит подачу газа на горелки водонагревателя.

Водонагреватель АГВ-120 (рис. 78). Устройство и работа аппарата аналогичны устройству и работе АГВ-80, но некоторые узлы совмещены и усовершенствованы. Электромагнитный клапан, терморегулятор, а также газовый кран совмещены в одном блоке (рис. 78, б). Вместо терморегулятора использован сильфонный регулятор температуры, состоящий из термобаллона, капилляра и сильфона.

Термобаллон 8 помещен в среднюю часть бака водонагревателя и заполнен керосином, который имеет такую же температуру, как и вода в баке. От термобаллона отходит трубка из красной меди, соединенная через ниппель 9 с капилляром 10. При нагреве объем керосина в термобаллоне увеличивается и сильфон 12 растягивается. Через систему рычагов 6 газовый клапан 5 перекрывает поступление газа на горелку. Горелка гаснет, вода в баке и керосин в термобаллоне остывают.

Объем керосина уменьшается, сильфон сокращается, что передается через систему рычагов на газовый клапан, который открывается, и горелка вновь загорается от запальника. Сильфонный регулятор температуры гораздо чувствительнее терморегулятора как по точности настройки, так и по отношению к внешним воздействиям. В нижней части сильфона, там, куда подходит капилляр, имеется регулятор настройки температуры 13.

Электромагнитный клапан АГВ-120 состоит из электромагнита 15, штока 4 с кнопкой 14, якоря 16 с пружиной 7, мембраны

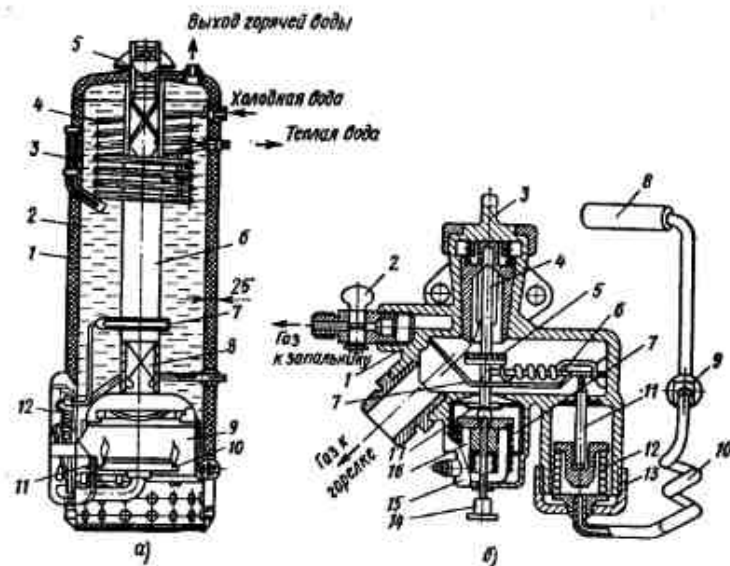


Рис. 78. Водонагреватель АГВ-120:

а — водонагреватель в разрез: 1 — корпус, 2 — бак, 3 — термометр, 4 — элеватор, 5 — тягопрерыватель, 6 — жаровая труба, 7 — термобаллон, 8 — удлинитель тяги, 9 — точка, 10 — горелка, 11 — запальник с термопарой, 12 — бак автоматики; б — блок автоматики: 1 — корпус, 2 — кран запальника, 3 — кран горелки, 4 — шток, 5 — клапан, 6 — рычаги, 7 — пружина, 8 — термобаллон, 9 — переходный ниппель, 10 — капиллярная трубка, 11 — толкатель, 12 — сильфон, 13 — регулятор настройки температуры, 14 — кнопка, 15 — электромагнит, 16 — якорь, 17 — мембрана

17 и термопары. Газовый кран основной горелки и кран запальника работают независимо друг от друга.

В последних выпусках модернизированных водонагревателей АГВ-120 в верхней части бака имеется элеватор. Такой водонагреватель может применяться одновременно для отопления помещений и для подачи горячей воды для бытовых нужд.

7.4. АППАРАТЫ ОТОПИТЕЛЬНЫЕ ГАЗОВЫЕ БЫТОВЫЕ С ВОДЯНЫМ КОНТУРОМ

В дополнение к автоматическим газовым водонагревателям типа АГВ освоен выпуск бытовых газовых аппаратов с водяным контуром серии АОГВ (табл. 22). Аппараты изготовляют следующих типов: 1 — работающие на природном газе; 2 — работающие на пропане, бутане и их смесях; 3 — работающие на природном газе и пропан-бутановых смесях. Аппараты должны изготавливаться в следующих климатических исполнениях: У — для

эксплуатации в районах с умеренным климатом, УЛ — для эксплуатации в районах с холодным климатом.

Аппараты серии АОГВ в отличие от емкостных водонагревателей применяются только для отопления и не могут использоваться для горячего водоснабжения. Номинальная тепловая мощность аппаратов от 6 до 23 Мкал/ч. В настоящее время в эксплуатации находятся различные типы аппаратов, внешне не похожие друг на друга.

В целях унификации эта группа приборов имеет условные обозначения. Например, АОГВ-15-1-У расшифровывается следующим образом: аппарат (А) отопительный (О) газовый бытовой (Г) с водяным (В) контуром с тепловой мощностью 15 Мкал/ч, работающий на природном газе (1), предназначенный для эксплуатации в районах с умеренным климатом (У).

Таблица 22. Технические характеристики газовых водонагревателей с водяным контуром

Техническая характеристика	Типы водонагрева			
	АОГВ-6-3-У	АОГВ-10-3-У	АОГВ-20-3-У	АОГВ-20-1-У
Площадь отапливаемых помещений, м ² , не более	60	75	150	80—150
Номинальная тепловая мощность основной горелки, Вт	6878	11630	23260	23260
Номинальная тепловая мощность запальной горелки, Вт	290	290	290	290
Температура воды на выходе из аппарата, °С	50—90	50—90	50—90	50—90
Минимальное разрежение в дымоходе, Па	3	3	3	3
Температура продуктов сгорания на выходе из аппарата, °С, не менее	110	110	110	110
Присоединительная трубная резьба штуцеров, дюймы:				
для подвода и отвода воды	1 1/2	1 1/2	2	3
для подачи газа	1 1/2	1 1/2	3/4	3/4
Коэффициент полезного действия, % не менее	82	80	80	82
габаритные размеры, мм				
диаметр	410	410	—	420
высота	970	970	850	980
ширина			380	
глубина			656	

В эксплуатации находятся также следующие типоразмеры аппаратов: АОГВ-6-3-У, АОГВ-10-3-У, АОГВ-20-3-У и др.

Рассмотрим устройство и принцип работы аппаратов серии АОГВ на примере наиболее распространенного — АОГВ-15-1-У (рис. 79).

Аппарат выполнен в виде прямоугольной тумбы с белым эмалевым покрытием. Состоит из следующих условных узлов: котла-теплообменника; дымоотводящего патрубка с регулировочной заслонкой в качестве стабилизатора тяги; облицовочного кожуха с промежуточным слоем изоляции; газогорелочного устройства; автоматики регулирования и безопасности АПОК-1.

Котел-теплообменник заключен внутри теплоизолированного кожуха и имеет в средней части выступ, повышающий процент использования теплоты излучения основной горелки.

Теплообменник представляет собой четырехрядный пакет 15 мм труб, по которым движутся продукты сгорания, а с внешней стороны омываются водой, заполняющей котел.

Горячая вода на выходе из аппарата подается в отопительную систему из верхней части аппарата, а остывшая вода — в нижнюю часть.

Регулировочная заслонка установлена в дымоотводящем патрубке и предназначена для уменьшения тяги на выходе продуктов сгорания.

В качестве газогорелочного устройства применяется горелка АГУК-1. Газ из фильтра 14 попадает в клапан-отсекатель 12, из которого имеются три выхода: основной — на запорно-регулирующий кран 11; к штуцеру 13 верхней крышки для подачи газа на запальную горелку; к штуцеру нижней крышки для подачи газа к датчикам тяги 10 и погасания пламени 1. После запорно-регулирующего крана газ подается в терморегулятор 9 и по газопроводу 6 в коллектор 2. Далее через два сопла 34 газ поступает в конфузор горелочных насадков 35, смешивается с первичным воздухом и направляется в топочное пространство аппарата из выходных отверстий насадков в виде готовой газовой смеси.

Основным узлом автоматики безопасности является клапан-отсекатель с подключенными к нему одинаковыми датчиками: тяги и погасания пламени. Устройство датчика тяги показано на рис. 80. Внутри металлического кожуха 3 установлена биметаллическая пластина, которая слева закреплена с помощью винта на нижней образующей кожуха, а справа касается стального шарика 6, являющегося клапаном датчика.

В нерабочем состоянии биметаллическая пластина удерживает шарик в прижатом к седлу положении. Шарик легко может перемещаться внутри бронзового насадка-стаканчика 8, который навинчивается и слегка затягивается на конце корпуса датчика.

В случае отсутствия тяги в дымоходе продукты сгорания направляются из топочного пространства наружу через постоянно открытую амбразуру датчика тяги и нагревают биметаллическую пластину.

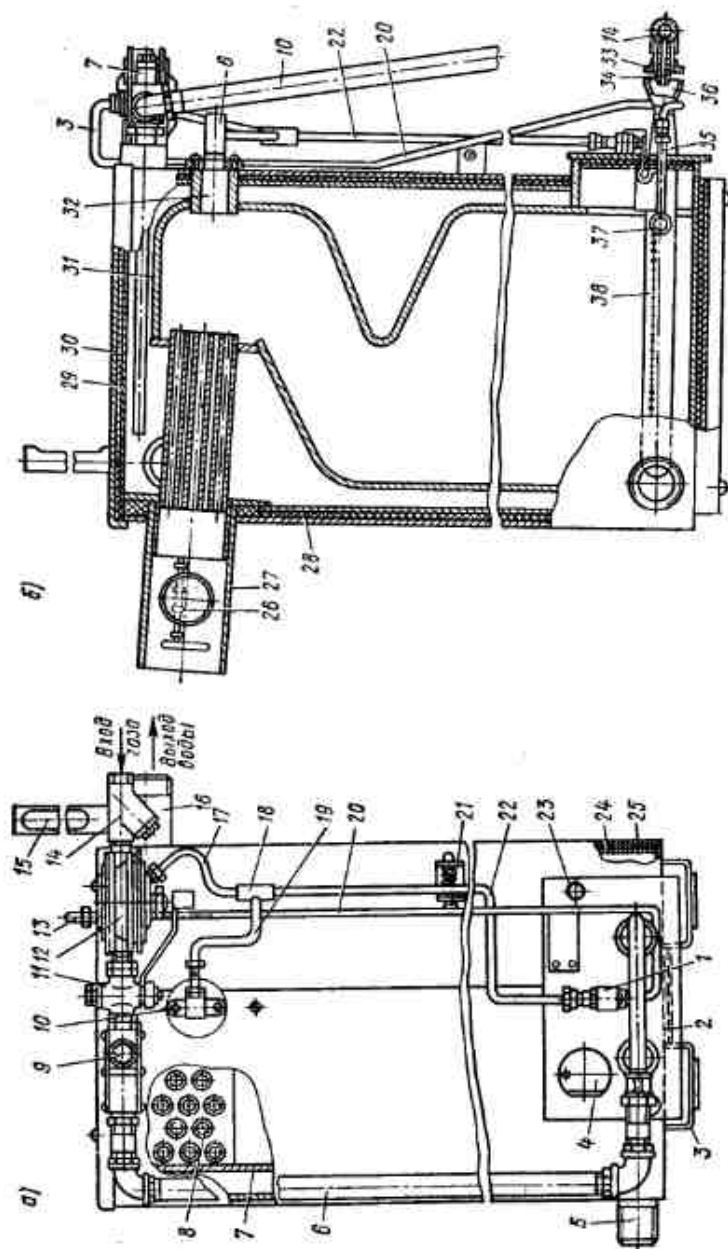


Рис. 79. Аппарат отключающий газовый АОГВ-15-1-У:

а — топковика узлом автоматики, 6 — газопровод, 7 — корпус котла (внутренняя обечайка), 8 — теплообменник, 9 — терморегулятор, 10 — штуцер обратного водопровода, 11 — запорно-регулирующий край, 12 — клапан-отсекатель, 13 — штуцер запальной горелки, 14 — фильтр, 15 — термометр, 16 — штуцер датчик тяги, 17 — запорно-регулирующий край, 18 — теплообменник, 19 — соединительная трубка датчика тяги, 20 — выпускной трубок (горячего) водопровода, 21 — предохранительный клапан, 22 — соединительная трубка датчика запальной горелки, 23 — предохранительный клапан, 24, 28, 29 — асбестовые прокладки, 25 — обложка, 26 — стабилизатор тяги, 27 — труба отходящая газов, 30 — крышка обложки, 31 — котел, 32 — шатун датчика тяги, 33 — штифт вала, 34 — солено основной горелки, 35 — солено основной горелки, 36 — запальная горелка, 37 — перемычка между запальными, 38 — засадок основная горелки

Вследствие этого правое свободное крыло пластины отойдет от шарика и пружина 1 отожмет его от седла, а газ, заполняющий внутреннюю полость подводящей к датчику импульсной трубки, выйдет наружу и сбросит избыточное давление как внутри трубки, так и в подключенной к ней полости Г клапана-отсекателя.

До розжига запальной горелки пластина находится от шарика-клапана на расстоянии 3 мм и линия сброса датчика открыта. После розжига запальной горелки датчик погасания пламени сработает. Свободный конец поднимется навстречу шарiku-клапану и начнет поднимать его до тех пор, пока он не прижмет к внутренней кромке сквозного центрального отверстия корпуса датчика и загерметизирует линию сброса датчика погасания пламени.

Если пламя на запальной горелке погаснет, прекратится нагрев сгиба биметаллической пластины, которая перестанет прижимать шарик-клапан датчика погасания пламени, и он отойдет от седла.

В результате этих перемещений газ выйдет из импульсной линии и из связанной с нею полости Г клапана-отсекателя А. Клапан-отсекатель (рис. 81) является основным узлом автоматики безопасности. Он обеспечивает прекращение подачи газа на основную и запальную горелки при погашении на запальной горелке, отсутствии или недостаточной тяге, аварийном падении давления газа и разгерметизации системы самой автоматики. Внутри клапана-отсекателя четыре полости (А, Б, В, Г). Полость А имеет верхнюю крышку, в которую вмонтирован штуцер 1 для трубки. Нижняя часть полости имеет горизонтально-ступенчатую перегородку с центральным отверстием диаметром 23 мм и бронзовым седлом диаметром 14 мм.

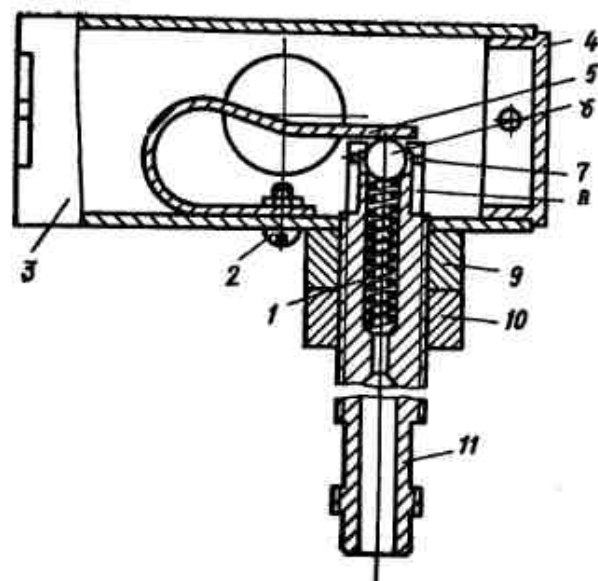


Рис. 80. Датчик тяги.

1 — пружина, 2 — винт и гайка, 3 — кожух датчика, 4 — заглушка, 5 — биметаллическая пластина, 6 — шарик клапана, 7 — сбросное отверстие, 8 — насадок, 9 — приваренная гайка, 10 — гайка, 11 — корпус клапана

Клапан седла при отключении автоматики безопасности находится в закрытом состоянии. Шток клапана свободно перемещается в отверстии прилива корпуса, на нижнем конце штока между двумя регулировочными гайками расположена малая мембрана.

Полость *Б* сверху имеет ступенчатую перегородку, а снизу — подвижную малую мембрану 13. В эту полость через штуцер 10 подается газ, который при открытом клапане 5 через полость *А* направляется к основной и запальной горелкам.

Полость *В* сверху ограничена малой мембраной 13 с диаметром рабочей поверхности 56 мм, а снизу — большой мембраной 28 с диаметром рабочей поверхности 80 мм. На большую мембрану сверху установлен дюралевый диск, а снизу закреплена прямоугольная пластина. Полость *В* через дыхательное отверстие 27 связана с атмосферой, вследствие чего в ней постоянно отсутствует избыточное давление. Полость *Г* снизу заканчивается нижней крышкой клапана-отсекателя с приваренным штуцером для подключения сбросной линии датчиков тяги и погасания пламени.

В полости *В* давление всегда атмосферное, так как через дыхательное отверстие 27 полость связана с атмосферой. В поло-

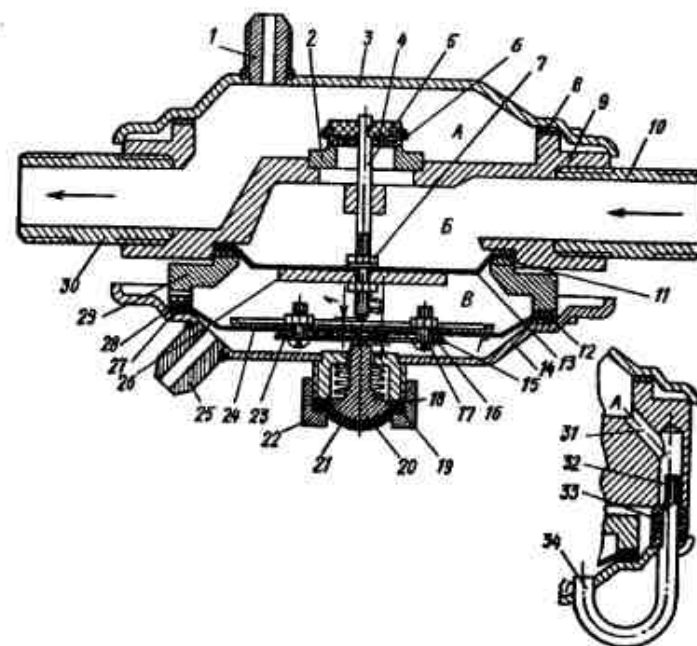


Рис. 81. Клапан-отсекатель.

1 — штуцер подачи газа на запальник, 2 — седло, 3 — верхняя крышка, 4 — кожаная прокладка, 5 — клапан, 6 — запорное кольцо, 7, 16, 22 — гайки, 8, 11, 12, 15, 18 — прокладки, 9 — корпус, 10 — штуцер, 13 — малая мембрана, 14 — кожаная крышка, 17 — винт, 19 — пружина, 20 — пусковая кнопка, 21 — диафрагма, 23 — поперечная пластина, 24 — большой диск, 25 — штуцер датчиков, 26 — малый диск, 27 — дыхательное отверстие, 28 — большой диск, 29 — прижимное кольцо, 30 — выходной патрубок, 31 — боковое сверление, 32 — промель, 33 — резиновое уплотнение, 34 — импульсная трубка. Полости: *А* — верхняя надмембранная, *Б* — верхняя подмембранная, *В* — нижняя надмембранная, *Г* — нижняя подмембранная

сти *Г* также не будет избыточного давления, так как газ в нее может поступать по импульсной линии из полости *А*. В то же время полость в нерабочем положении клапана-отсекателя постоянно связана по линии сброса с датчиком погасания пламени. Перед розжигом горелок аппарата необходимо убедиться, что система отоглениа заполнена водой, проверить тягу в дымоходе, работу вентиляции, проветрить помещение и топочное пространство. Только после этого можно открыть кран на опуске подводящего к аппарату газопровода. В это время полость *Б* заполняется газом, а в остальных полостях клапана-отсекателя газ не появится, пока не будет нажата пусковая кнопка. Далее необходимо зажечь бумажный жгут, открыть смотровой люк, поднести жгут к запальной горелке и нажать пусковую кнопку. Газ

поступает на запальную горелку и воспламеняется от горящего жгута.

Пусковую кнопку 20 необходимо удерживать в течение минуты, чтобы клапан-отсекатель оказался в рабочем положении. Нажатие пусковой кнопки приводит к тому, что давление передается пластине 23 и мембране 28, затем через шток малой мембраны клапану основного прохода.

Вследствие перемещения клапана вверх полость А заполняется газом, который далее из клапана-отсекателя направляется к закрытому запорно-регулирующему крану и останавливается. После заполнения полости А и создания в ней избыточного давления газ начинает также поступать через штуцер 1 на запальную горелку и воспламеняется от горящего жгута. Одновременно газ по импульсной трубке 34 через дроссель 32 направляется в полость Г, откуда через штуцер нижней крышки поступает к открытому клапану-шарику датчика погасания пламени и выходит через него в помещение, где установлен аппарат (в очень незначительных количествах). В это время полость В заполнена газом, малая мембрана находится в поднятом вверх положении, а полость В, как и прежде, не содержит избыточного давления газа. Объем полости остается почти без изменения, обе ее мембраны синхронно смещаются вверх под действием пусковой кнопки. Хотя в полость Г поступит газ из полости А по внешней боковой импульсной трубке, избыточного давления не будет, так как газ беспрепятственно уходит по линии сброса датчика погасания пламени. Но линия сброса датчика тяги герметична, шарик-клапан датчика плотно прилегает к седлу.

Возрастание давления газа в полости Г приведет к изменениям в состоянии элементов клапана-отсекателя: в полости А будет избыточное давление и клапан будет в приподнятом положении. В полости В малая мембрана будет в верхнем положении под действием штока большой мембраны, тоже находящейся в верхнем положении. В полости В обе мембраны занимают максимальное верхнее положение, а сама полость будет заполнена воздухом под атмосферным давлением.

Полость Г будет заполнена избыточным давлением газа, поступающим туда из полости А через дроссель 32 импульсной трубки 34, а большая мембрана будет находиться в максимальном верхнем положении.

Изменение давления в полости Г сразу сказывается на положении мембран. При падении давления газа в полости Г большая мембрана смещается вниз, шток клапана основного прохода вместе с малой мембраной также смещается вниз. Это приводит

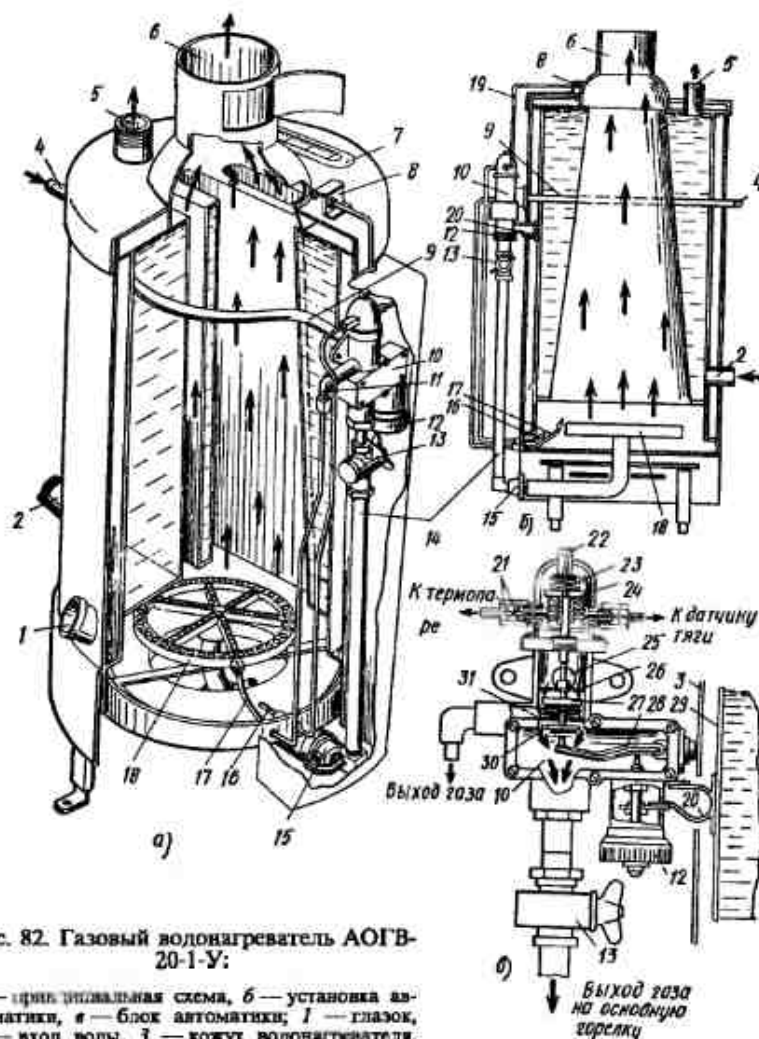


Рис. 82. Газовый водонагреватель АОГВ-20-1-У:

а — продольная схема, б — установка автоматики; 1 — глазок, 2 — вход воды, 3 — кожух водонагревателя, 4 — вход газа, 5 — выход горячей воды к потребителю, 6 — тягопрерыватель, 7 — термометр, 8 — датчик тяги, 9 — трубопровод для входа газа, 10 — блок автоматики, 11 — выход газа на запальник, 12 — гайка регулирования температуры воды, 13 — выход газа на основную горелку, 14 — трубопровод выхода газа на основную горелку, 15 — шайба воздушного регулятора, 16 — термозара, 17 — запальник, 18 — основная горелка, 19 — экранированный провод, 20 — биметаллическая пластинка, 21 — контакты термореле, 22 — кнопка клапана, 23 — электромагнитный клапан, 24 — якорь, 25 — вход газа, 26 — верхнее седло клапана, 27 — газовый клапан автоматики безопасности, 28 — рычаг автоматики регулирования, 29 — водяной бак, 30 — газовый клапан автоматики регулирования, 31 — нижнее седло клапана

к тому, что клапан основного прохода опускается на седло и прекращается проход газа на основную и запальную горелки, т. е. срабатывает клапан-отсекатель.

Основным элементом автоматики регулирования является регулятор температуры, который устанавливается после клапана-отсекателя и запорно-регулирующего крана. Он обеспечивает поддержание температуры воды внутри бака АОГВ в заданных пределах, прекращая подачу газа на основную горелку при повышении температуры воды сверх заданного предела и возобновляя подачу газа при понижении температуры воды в баке.

На рис. 82 показаны общий вид, принципиальная схема и разрез узлов водонагревателя АОГВ-20-1-У.

Каталитические газовые устройства «Термокот» являются автономными обогревательными системами. Они предназначены для периодического отопления помещений как бытового (коттеджи, индивидуальные дома), так и полубытового назначения (дачные домики, теплицы, гаражи и т. п.). Катализ в данном случае заключается в ускорении реакции сгорания топлива при его взаимодействии с кислородом воздуха, которая протекает на поверхности каталитической пластины и обеспечивает беспламенное и экологически чистое сжигание топлива.

Техническая характеристика

Тепловая мощность, кВт	3,0
Расход газа, в/ч	210
Площадь излучения, м ²	0,15
Габариты, мм	600/400/100
Масса, кг	7,0
Топливо	бутан-пропан смесь

7.5. АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА ГАЗОВОЙ АППАРАТУРЫ И ПРИБОРОВ

Основные виды автоматизации: измерение и контроль; сигнализация; защита; управление; регулирование.

Автоматические измерения и контроль позволяют с помощью контрольно-измерительных приборов периодически или непрерывно контролировать показатели технологического процесса (давление газа, наличие пламени, разрежения, полноту сгорания газа и т. д.), передавать эти данные на пульт диспетчера и при необходимости регистрировать измеряемые параметры.

Для газовых приборов и агрегатов, работа которых характеризуется непрерывностью и требованиями безопасности, автоматический контроль является важным фактором бесперебойной и высококачественной работы.

Автоматическая сигнализация служит для передачи командных, информационных и контрольных сигналов диспетчеру или оператору.

Автоматическая защита предназначена для предотвращения повреждений оборудования при аварийных ситуациях. Автоматическая защита либо прекращает контролируемый процесс при возникновении ненормальных режимов, либо обеспечивает другие меры устранения опасности.

Автоматическое управление служит для автоматического пуска и остановки различных приборов и двигателей, запуска и остановки отдельных узлов оборудования и агрегатов.

Автоматическое регулирование служит для автоматического поддержания в течение определенного промежутка времени с требуемой точностью заданных режимов технологического процесса.

Применительно к газовым приборам и агрегатам автоматические устройства можно разделить на следующие группы.

1. Устройства регулирования для поддержания режимов работы газовых приборов: регуляторы расхода воды и газа, давления газа, регуляторы температуры.

2. Контролирующие устройства, обеспечивающие автоматическое ограничение работы приборов в безопасных пределах: устройства по горению, потоку воды, тяге, температуре воды, предохранители от повышения предельных температур и давлений.

3. Устройства комфортности, способствующие удобству эксплуатации приборов: автоматический розжиг горелок, программное устройство, следящее за заданным режимом работы приборов, термоуказатели, освещение духовых шкафов и др.

Рассмотрим принцип работы наиболее распространенных автоматических устройств для газовых приборов и агрегатов.

В современных печных горелках, проточных и емкостных водонагревателях применяется универсальная автоматика безопасности УАБ, контролирующая наличие разрежения в топке и пламени через единый пневмоблок клапана-отсекателя.

Рассмотрим устройство и принцип работы автоматики печных горелок на примере горелочных устройств типа УГОП-П-16-У-АБП. Горелочное устройство состоит из следующих узлов: горелки из двух огневых насадков, регуляторов подачи воздуха и сопел; запальной горелки; автоматики безопасности УАБ, запорно-регулирующего крана; газового коллектора; рамки; фронтального щитка, на котором смонтированы узлы газогорелочного устройства; отражательного устройства, предотвращающего нагрев и деформацию фронтального листа.

Основные технические характеристики горелочных устройств
для отопительных газовых бытовых печей

Топливо	Шифры устройств УГОП-16 УГОП-НП-16	
	Природный газ	
Номинальная тепловая мощность, кВт основной и запальной горелок	16±0,8	16±5% 2,5±5%
Давление газа номинальное, кПа	1,3 или 2,0	
Размер штуцера для подвода газа, условный проход, мм	20	15
Резьба трубная	G3/4-A	G1/2-A
Размер рамки, мм	250 × 200	
Габариты, мм		
длина	415	456
ширина	300	298
высота	300	244
Масса, кг	8	8

На рис. 83, б показаны запальная горелка и датчик погасания пламени. Конiec запальной горелки, расположенный между насадками основной горелки, заварен, другой конец имеет резьбу, на которую навинчен стальной корпус сопла 27. Внутри корпуса на резьбе закреплено латунное сопло 26 с внутренним отверстием 2 мм, на выходе диаметр отверстия уменьшается до 1 мм. Это необходимо для обеспечения разрежения в предсопловом пространстве, чтобы первичный воздух, подсасываемый через четыре боковых отверстия 25 диаметром до 3 мм, равномерно перемещивался со струей газа и создавал газозвоздушную смесь.

К наружной резьбе корпуса сопла с помощью накидной гайки крепится трубка, ведущая к штуцеру автоматики УАБ.

Готовая газозвоздушная смесь выходит в топочное пространство через отверстия диаметром 1 мм.

Биметаллическая пластина 8 нижним концом крепится к полке корпуса, а верхний ее конец соединяется с рычагом 11, который внутренним вырезом свободного конца охватывает латунный шток 21 клапана датчика погашения пламени. Латунное седло 16 клапана датчика погашения пламени имеет сквозное отверстие диаметром 4 мм.

Клапан в свободном состоянии (когда не оттягивается вниз рычагом 11) прижимается к седлу под действием пружины 14. Горизонтальная часть сгиба биметаллической пластины расположена над трубкой запальника и защищена чехлом 5 для стабилизации воздействия теплового потока.

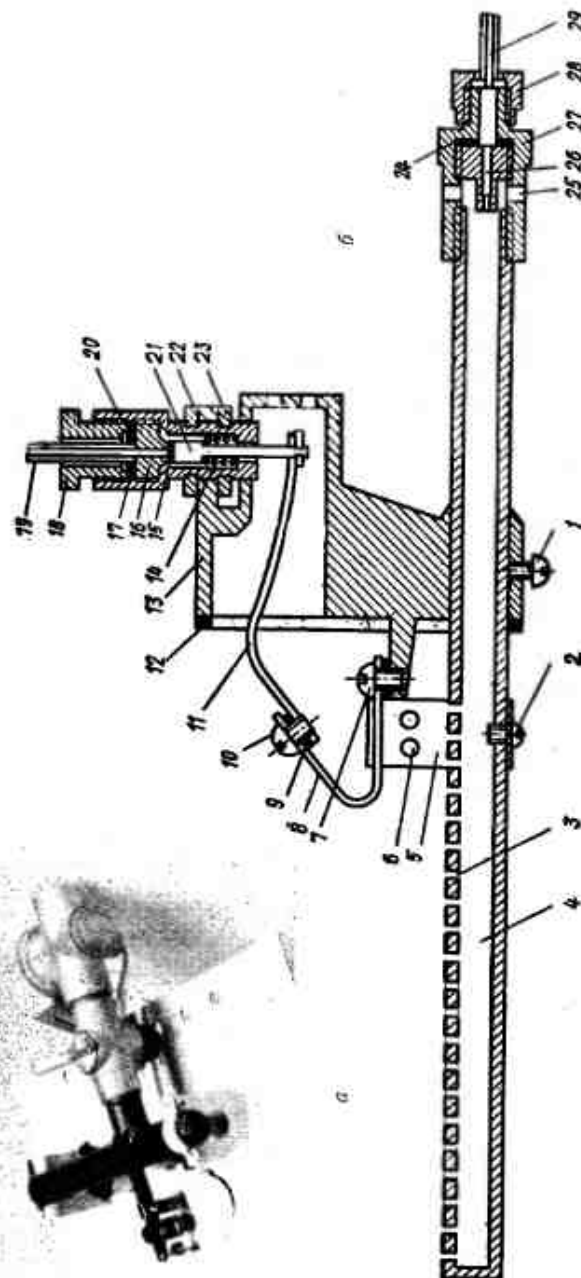


Рис. 83. Горелочное устройство типа УГОП-П-16:

а — общий вид; б — запальная горелка и датчик погашения пламени; 1 — вход газа; 2 — вход воздуха; 3 — корпус; 4 — запальная горелка; 5 — чехол; 6 — корпус; 7, 10 — винты; 8 — биметаллическая пластина; 9, 12, 17, 24 — прокладки; 11 — рычаг; 13 — корпус датчика погашения пламени; 14 — пружина; 15 — уплотнение клапана; 16 — втулка-седло клапана; 18 — натяжная гайка; 19 — импульсная трубка; 20 — стакан клапана; 21 — шток клапана; 22 — корпус клапана; 23 — нижняя часть трубки; 25 — отверстие для подсоса воздуха; 26 — сопло; 27 — корпус сопла; 28 — накидная гайка; 29 — соединительная трубка

Принцип работы датчика погасания пламени заключается в следующем. При нарушении нормальной работы запальной горелки стиб биметаллической пластины не обогревается пламенем, конец рычага 11 будет находиться в крайнем нижнем положении и тем самым оттягивать шток клапана от седла. При этом пружина 14 сжата, а газ, заполнивший внутреннюю полость соединительной трубки 19, имеет возможность выйти через сопло и сбросить давление внутри трубки и в верхней надмембранной полости коробки автоматики безопасности, с которой соединены трубки.

Устройство датчика разрежения аналогично датчику погасания пламени. Датчик разрежения устанавливается на дымоходе перед пинбером.

Еще один (третий) принцип крышки коробки автоматики безопасности через трубку 29 соединяется с корпусом сбросного устройства, которое с помощью гайки 18 крепится на фронтальном листе газогорелочного устройства. Через эту трубку сбрасываются излишки газа и воздуха из верхнего подмембранного пространства коробки автоматики безопасности. Сбросное устройство постоянно открыто независимо от режима работы газогорелочного устройства, а две остальные линии, т. е. датчик погасания пламени и датчик тяги, работают в перемкнутом режиме.

В рабочем состоянии обе линии загерметизированы, так как клапаны закрыты. В нерабочем состоянии загерметизирована линия датчика тяги, так как клапан датчика закрыт, а линия датчика погасания пламени разгерметизирована (клапан открыт). При срабатывании датчиков открывается проход газа через открытые клапаны.

Универсальный пневматический блок автоматики безопасности УАБ (рис. 84) предназначен для автоматического контроля наличия пламени и разрежения в дымоходах печных горелок и других бытовых газовых приборов. Он состоит из клапана-отсекателя, датчиков пламени и разрежения. Блок клапана включает управляющую I и исполнительную II части. Датчик пламени устанавливается в зоне пламени горелки запальника, а датчик разрежения — на пути движения продуктов сгорания при опрокидывании тяги. Для чувствительных элементов применены биметаллы ТБ-4 и ТБ-6.

Принцип работы прибора основан на свойствах деформации биметаллических пластин датчиков при изменениях температуры, вследствие чего они открывают или закрывают сопла импульсных каналов реле-инвентора. Для включения автоматики необходимо нажать кнопку 1 и при закрытом кране 9 зажечь запальник. Газ поступает в надмембранную полость 7 реле-

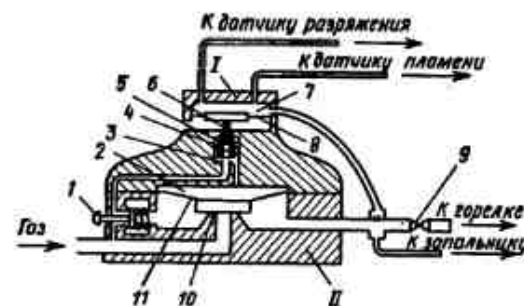


Рис. 84. Блок автоматики УАБ:

I — управляющая часть, II — исполнительная часть; 1 — кнопка, 2, 7 — надмембранная полость, 3, 6, 10 — сопла, 4 — пружина, 5 — заслонка, 8, 11 — мембраны, 9 — кран основной горелки

инвентора, давление в которой возрастает за счет закрытия сопла датчика пламени. Вследствие этого мембрана 8 перекиннет заслонку 5 с сопла 6 на сопло 3. Из надмембранной полости 2 через сопло 6 в атмосферу сбросится небольшое количество газа. Под действием создавшегося перепада давления мембрана 11 откроет сопло 10, открыв проход газа к горелкам. После этого кнопку 1 можно отпустить и открыть кран 9.

При срабатывании любого датчика давление в полости 7 понизится и пружина 4 переместит заслонку с сопла 3 на сопло 6. Вследствие этого надмембранная полость 2 заполнится газом, мембрана 11 переместится вниз и перекроет сопло 10, прекратив доступ газа к основной горелке.

Блок питания газовый (БПГ). Является запорным устройством, позволяющим производить не только подачу и отсечку газа, но и ступенчатое регулирование расхода, а также включение или отключение газового запальника (рис. 85). Блок монтируется на горизонтальных участках трубопровода электромагнитами вверх. Применяется при рабочем давлении газа 0,8...5,0 кПа с температурой до 50 °С и напряжении переменного тока 220 В. Привод клапана осуществляется специальными электромагнитами. В корпусе 14 блока имеются два отверстия с седлами, перекрываемыми клапанами большого 16 и малого 13 горения, которые могут перемещаться в основной полости крышки 1.

В правой части крышки имеется дополнительная полость, в которой расположен клапан 12 запальника. Все три клапана с помощью штоков 2, 5 соединены с сердечниками электромагнитов 6, 8 и с помощью пружин прижимаются к седлам.

Для предотвращения пропикновения газа из основной и дополнительной полостей крышки в коробку 9, где находятся электромагниты, служит мембрана 3.

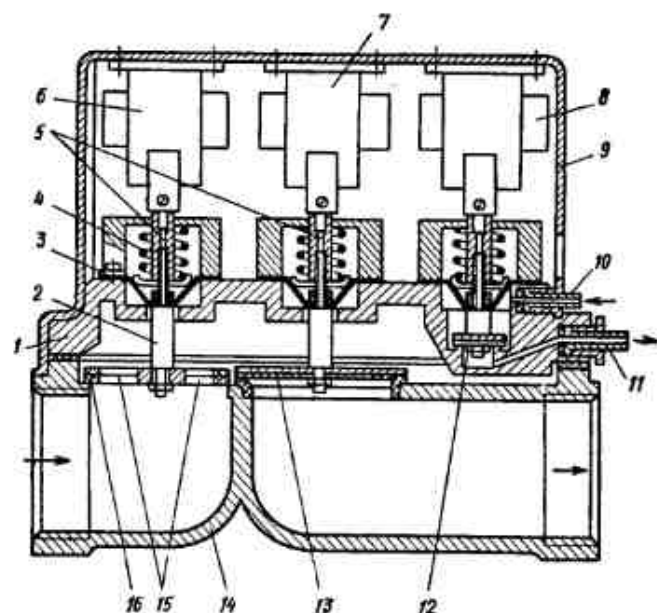


Рис. 85. Блок питания газовый (БПГ):

1 — крышка, 2, 5 — штоки, 3 — мембрана, 4 — пружина, 6, 7, 8 — электромагниты, 9 — коробка, 10, 11 — штуцеры, 12 — клапан запальника, 13 — клапан малого горения, 14 — корпус блока, 15 — отверстие в клапане большого горения, 16 — клапан большого горения

В исходном положении, когда электромагниты обесточены, все три клапана находятся в закрытом состоянии, вследствие чего газ не подается к основной горелке и запальнику. В этом случае газ выходного давления, поступающий через отверстие 15 в клапане большого горения из корпуса в основную полость крышки, дополнительно поджимает клапан малого горения 3 к седлу, обеспечивая его герметичность.

Через штуцер 11 диаметром 6 мм газ подается к клапану запальника. При подаче газа на электромагнит 8 в него втягивается сердечник, вследствие чего поднимается клапан 12 и газ направляется к запальному устройству через штуцер 11. Подача газа к основной горелке для работы ее на малом режиме происходит при подаче тока на электромагнит 8 и подъеме клапана 13. В этом случае расход газа определяется диаметрами отверстия 15 в клапане 16.

При переводе основной горелки на номинальный режим на электромагнит 6 подается ток и открывается клапан большого горения 16, диаметр условного прохода которого равен 40 мм для блока питания типа БПГ-1 и 65 мм для БПГ-11.

Регуляторы температуры. Автоматическое регулирование температуры в бытовых газовых приборах осуществляется с помощью dilatометрических, термометрических, манометрических и термобиметаллических датчиков. Для духовых шкафов газовых плит, водяных отопительных приборов и автоматических водонагревателей используются dilatометрические, термометрические датчики, а также регулирующие устройства, не требующие для работы дополнительного источника энергии.

В водонагревателе АГВ-120 используется манометрический регулятор температуры, сочетаемый в одном узле с электромагнитным клапаном МК-15 (см. рис. 78, б). В этом устройстве датчиком является жидкостный термобаллон 8, который при нагревании находящейся в нем жидкости передает давление через капиллярную трубку 10 и сильфон 12 на толкатель 11 и тем самым воздействует на рычаги 6. Крючок перекидного рычага перемещает клапан 5 вверх или вниз, открывая или закрывая доступ газа к основной горелке.

Для духовых шкафов газовых плит высшего класса используют терморегуляторы ТДД-1 (рис. 86). Принцип его работы заключается в следующем. Датчик терморегулятора — dilatометрическая трубка вводится в зону духового шкафа. Подвижной стержень 2 датчика в латунной трубке 4 зажат снизу доннышком

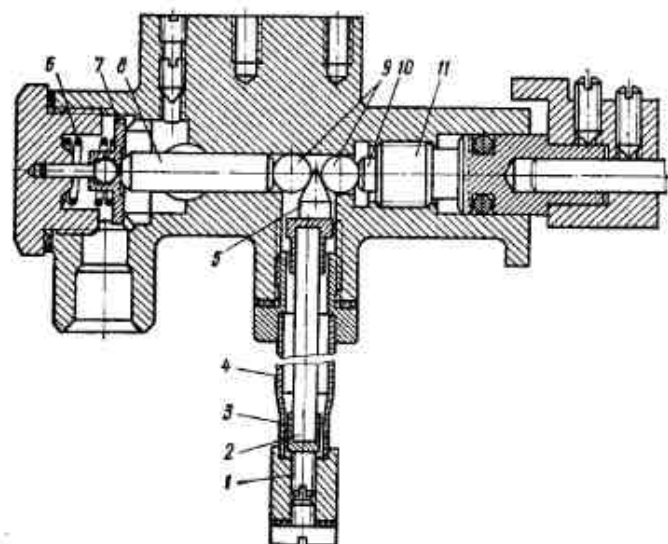


Рис. 86. Терморегулятор ТДД-1:

1 — опорный винт, 2, 8, 10 — стержни, 3 — доннышко, 4 — латунная трубка, 5 — конусный клин, 6 — пружина, 7 — клапан, 9 — шарики, 11 — ограничитель

3, а сверху упирается в конусный клин 5. Клин находится в зазоре между двумя шариками 9. Правый шарик упирается в регулирующий стержень 10 ограничителя 11, а левый шарик прижат к клину пружиной 6 газового клапана 7 посредством стержня 8. Размеры латунной трубки и стержня выбраны так, что в холодном состоянии клин максимально раздвигает шарик, при этом клапан 7 открыт. По мере нагревания трубка 4 удлиняется, а стержень с клином опускаются. Вследствие этого пружина 6 стремится закрыть клапан, что ограничивает доступ газа к горелке. При охлаждении латунной трубки стержень поднимается, клин раздвигает шарик и максимально открывает газовый клапан. С помощью опорного винта 1 можно регулировать движение стержня. Установка требуемого температурного режима достигается поворотом рукоятки ограничителя 11, при этом изменяется положение правого шарика и ограничивается ход газового клапана.

Автоматика контроля горения. Автоматические устройства контроля горения подразделяются на термомеханические, термоэлектрические и пневматические. Автоматика горения применяется на проточных водонагревателях ВПГ, печных горелках и емкостных водонагревателях. Принцип работы такой автоматики заключается в следующем. В зону горения запальной горелки вводится термопара. Вследствие нагревания термопары возникает ЭДС, которая передается на обмотку электромагнита, связанного с клапаном. Электромагнит удерживает клапан в открытом положении и обеспечивает доступ газа к горелке прибора. При прекращении горения пламени запальника происходит охлаждение термопары, электромагнит перестает удерживать клапан, и он под воздействием пружины перекрывает проход газа в горелку. Устройство клапана МК-15 показано на рис. 75, б.

Для проточных водонагревателей ВПГ-18М, некоторых каминов и печных горелок применяют электромагнитный клапан ЭВМ-П-15 (рис. 87, а) с более сильным электромагнитом.

В плитах высшего класса для контроля горения на горелках используют комбинированный кран-клапан (рис. 87, б), устанавливаемый для каждой горелки отдельно. В корпусе 1 смонтирован унифицированный пробковый кран и электромагнит МК-15. Каждый клапан имеет отдельную хромель-копелевую термопару, обеспечивающую при нагреве напряжение тока до 25 мВ. По оси пробки 6 крана имеется шток 7, упирающийся в стержень 5 и уплотненный сальником 3. При нажатии и повороте ручки крана толкатель отодвигает клапан 2, якорь магнита прижимается к сердечнику. После зажигания горелки термопара 10 возбуждает на электромагните электродвижущую силу. Вследствие этого электромагнит удерживает клапан в открытом состоянии. При закры-

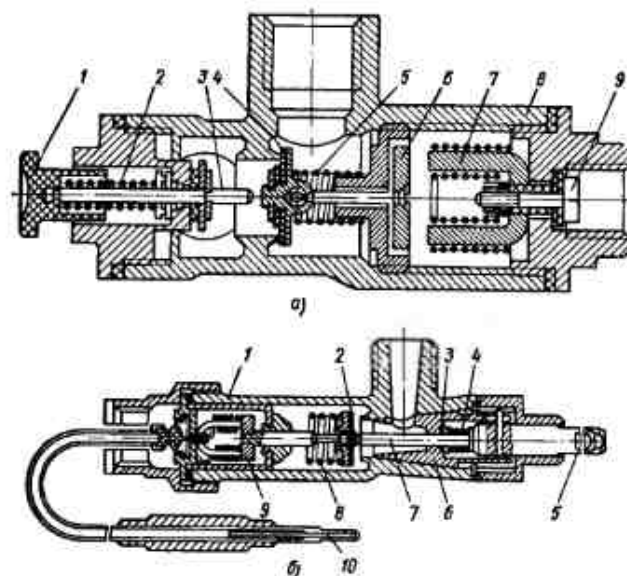


Рис. 87. Электромагнитные клапаны:

а — ЭВМ-П-15: 1 — кнопка, 2, 5 — пружины, 3 — шток, 4 — клапан, 6 — якорь, 7 — сердечник, 8 — корпус, 9 — винт, 10 — кран-клапан для газовых плит: 1 — корпус, 2 — клапан, 3 — сальник, 4, 8 — пружины, 5 — стержень, 6 — пробка крана, 7 — шток, 9 — якорь электромагнита, 10 — термопара

тии крана клапан, не удерживаемый электромагнитом, перекрывает проход газа к горелке. Для духовых шкафов с двумя горелками применяют трехходовой кран со сдвоенной термопарой, горелки в этом случае работают раздельно.

Автоматика контроля. Принцип работы устройств, обеспечивающих отключение подачи газа на горелку при отсутствии тяги, заключается в следующем. При отсутствии или нарушении тяги продукты сгорания газа начинают поступать в помещение и на-

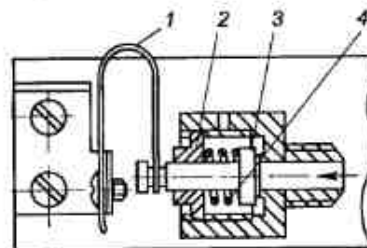


Рис. 88. Датчик тяги для водонагревателя ВПГ-18:

1 — биметаллическая пластина, 2 — регулировочная шайба, 3 — клапан, 4 — пружина

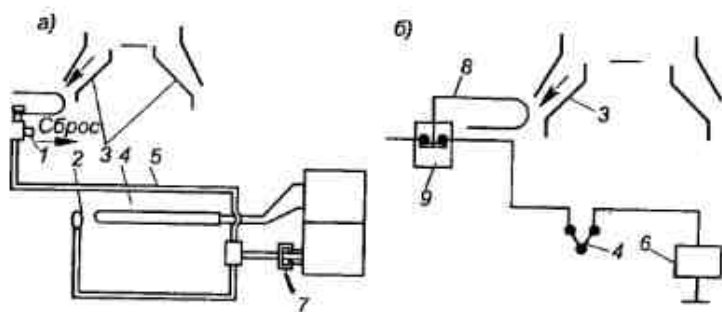


Рис. 89. Схемы автоматизации по тяге:

а — с отводом газа от запальника, б — с размыканием цепи электромагнита; 1 — датчик тяги, 2 — запальник, 3 — газоствод, 4 — термопара, 5 — импульсная трубка, 6 — электромагнитный клапан, 7 — дроссель, 8 — биметаллическая пластина, 9 — микровыключатель.

гревают смонтированный на их пути биметаллический датчик (рис. 88). Вследствие этого биметаллическая пластина 1 изменяет свое положение и обеспечивает отвод газа от запальника, в результате чего термопара охлаждается, либо размыкает цепь термопара — электромагнит. В обоих случаях электромагнитный клапан 3 перекрывает проход газа к основной горелке или к основной и запальной (ВПГ-18М). В качестве исполнительного органа используется электромагнитный клапан, совмещающий функции контроля наличия пламени и наличия тяги.

На рис. 89 показаны схемы автоматизации контроля тяги с отводом газа от запальной горелки и с размыканием цепи электромагнита.

7.6. ГАЗОВЫЕ КИПЯТИЛЬНИКИ, ПИЩЕВАРОЧНЫЕ КОТЛЫ, РЕСТОРАННЫЕ ПЛИТЫ

Газовые кипятильники. Кипятильник КНД-8М (рис. 90) предназначен для непрерывного приготовления кипятка. Состоит из топочной камеры 8 с размещенной в ней инжекционной горелкой, подогревательной камеры 9, резервуара 7, сборника кипятка 5 и питательного бачка 3.

Принцип работы кипятильника заключается в следующем. Вода из водопроводной сети через питательный бачок поступает в подогревательную камеру, где нагревается до 70°C , и по двум циркуляционным трубкам поступает в кипятильник-резервуар, где нагревается до 100°C и через переливную трубку 4 поступает в сборник кипятка 5.

Пузыри пара, вырываясь из переливной трубки, захватывают с собой частицы воды, которые перетекают через кран

переливной трубки и попадают в сборник кипятка. Отбор кипятка производится через кран. Если отбора кипятка долго не было, то сборник кипятка начинает переполняться. При этом кипяток через переливную трубку 4 поступает в рубашку питательного бачка и через сигнальную трубку 2 выливается наружу. Это служит сигналом, что сборник кипятка наполнился и пора начинать отбор.

Для включения кипятильника необходимо:

проверить, закрыты ли краны на подводящем газопроводе перед горелкой и запальником;

открыть шибер или заслонку и проверить тягу в топке;

открыть кран водопровода и заполнить кипятильник водой. Во избежание распада кипятильника водопроводный вентиль при работе кипятильника следует держать открытым. Закрыть кран разбора кипятка;

открыть газовый кран на опуске перед прибором, закрыть регулятор первичного воздуха горелки. Поднести зажженную спичку к запальнику и открыть кран запальника;

зажженный запальник просунуть через смотровой глазок, опустить к горелке и плавно открыть кран горелки. Когда горелка загорится, запальник вынуть и закрыть кран запальника;

регулятором первичного воздуха горелки отрегулировать пламя;

вторично проверить тягу.

Через 20...25 мин можно начинать отбор кипятка.

Пищеварочные котлы. Пищеварочный котел КПГ-250 (рис. 91). Предназначен для приготовления горячих блюд, соусов, гарниров. Состоит из варочного котла, корпуса, парогенератора, газогорелочного устройства и автоматики.

Варочный котел 1 вмонтирован в теплоизолированный корпус 2. Между варочным котлом и корпусом имеется пространство для пароводяной рубашки 3, соединенное с парогенератором 9. Жидкость в пароводяную рубашку заливают через воронку 11, уровень воды контролируют краном 10.

Газогорелочное устройство состоит из трех инжекционных горелок — двух основных 7 и средней вспомогательной 6.

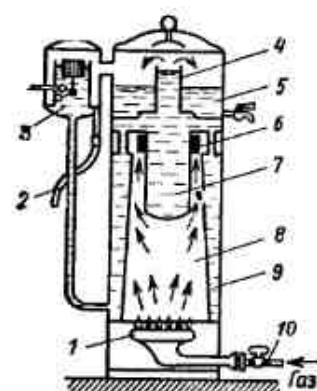


Рис. 90. Схема кипятильника КНД-8М:

1 — горелка, 2 — сигнальная трубка, 3 — питательный бачок, 4 — переливная трубка, 5 — сборник кипятка, 6 — патрубок для отвода продуктов сгорания, 7 — кипятильник-резервуар, 8 — топочная камера, 9 — подогревательная камера, 10 — газовый кран.

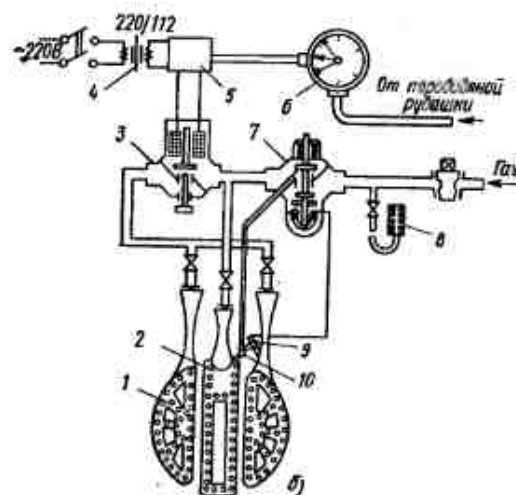
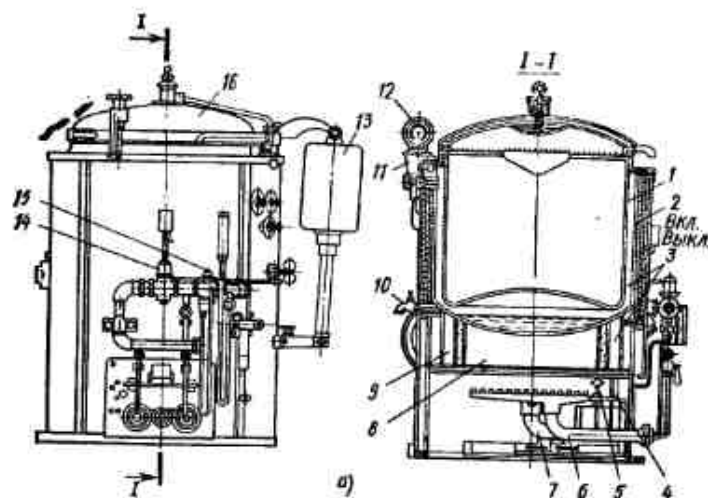


Рис. 91. Пищеварочный газовый котел КПП-250:

а — общий вид: 1 — варочный котел, 2 — теплоизолированный корпус, 3 — пароводяная рубашка, 4 — термopapa, 5 — запальник, 6 — вспомогательная горелка, 7 — основная горелка, 8 — внутренняя полость парогенератора, 9 — парогенератор, 10 — кран, 11 — воронка, 12 — электроконтактный манометр, 13 — противовес, 14 — соленоидный клапан, 15 — электромагнитный клапан, 16 — отходящая крышка; б — схема автоматики безопасности и регулирования: 1 — основная горелка, 2 — средняя горелка, 3 — соленоидный клапан, 4 — трансформатор, 5 — промежуточное реле, 6 — электроконтактный манометр, 7 — электромагнитный клапан, 8, 10 — запальники, 9 — термopapa

У вспомогательной горелки размещен запальник 5 с двумя выходами пламени. Один факел пламени запальника зажигает среднюю горелку, другой подогревает термopapa 4 электромагнитного клапана 15. Основные горелки воспламеняются от вспомогательной. Внутренняя полость парогенератора 8 соединена с дымоходом и служит одновременно топочной камерой. Продукты сгорания нагревают стенки парогенератора, а образующиеся в нем пары воды заполняют пароводяную рубашку 3. Автоматика регулирования, состоящая из электроконтактного манометра 12 и соленоидного клапана 14, обеспечивает поддержание заданного давления пара в пароводяной рубашке котла.

Принцип работы автоматики безопасности и регулирования котла (рис. 91, б) заключается в следующем. Пламя запальника 8 нагревает термopapa 9, в которой развивается ЭДС. При этом электромагнитный клапан 7 открыт для пропуска газа к средней горелке 2, запальнику и соленоидному клапану 3. Соленоидный клапан 3 открывается при подаче в его обмотку электрического тока через трансформатор 4 и промежуточное реле 5. Если запальник погаснет, в термopape исчезнет ЭДС, и обесточенный электромагнитный клапан закроет проход газа к горелкам.

Максимальное и минимальное давление пара в пароводяной рубашке контролируется стрелками электроконтактного манометра 6. При повышении давления пара сверх допустимого показывающая стрелка манометра замкнет контакт с верхней

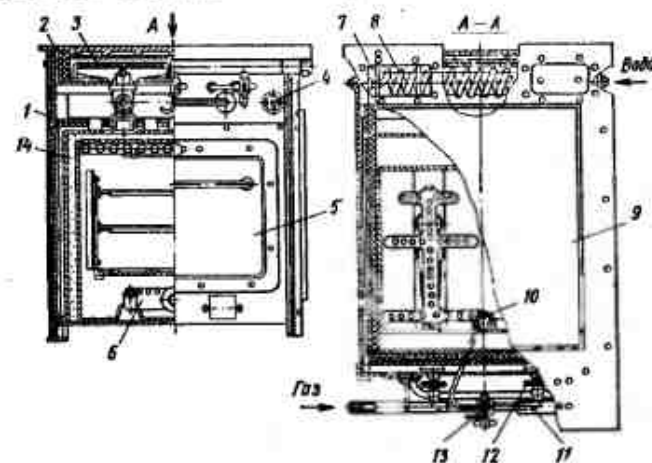


Рис. 92. Секция ресторанный плиты ПСГШ-2:

1 — рама, 2 — стол, 3 — верхняя горелка, 4 — ручка терморегулятора жарочного шкафа, 5 — жарочный шкаф, 6 — горелка жарочного шкафа, 7 — патрубок для подсоединения к газопроводу, 8 — змеевик, 9 — жарочная поверхность, 10 — запальник, 11 — коллектор, 12 — регулятор первичного воздуха, 13 — кран верхней горелки и запальника, 14 — теплоизоляция жарочного шкафа

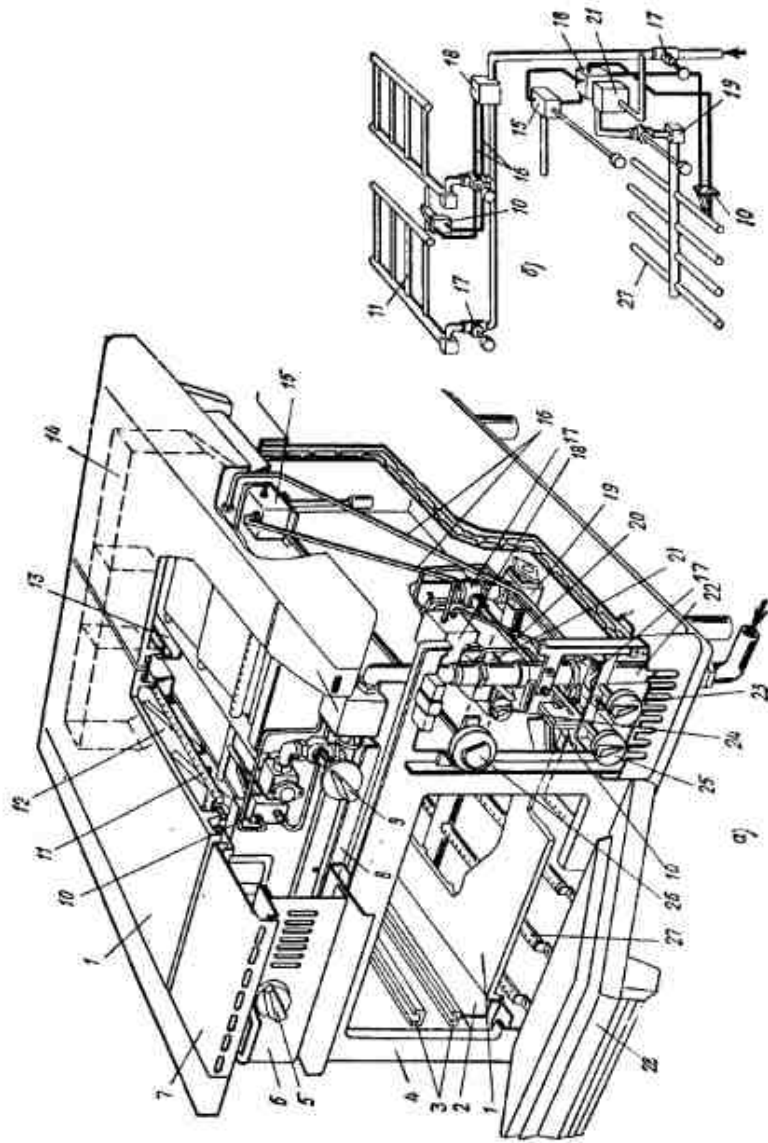


Рис. 93. Плита газовая секционная модульная с жарочной поверхностью с жарочным шкафом ПГСМ-2П:

а — общий вид секционной плиты, б — принципиальная схема автоматики; 1 — камера жарочного шкафа, 2 — камера жарочного шкафа, 3 — направляющие противней, 4 — передняя стенка, 5 — ручка крана включения левой горелки, 6 — дверца блока конфорок, 7 — стол, 8 — поддон, 9 — ручка крана включения правой горелки, 10 — датчик пламени, 11 — горелка, 12 — клапан из огнеупорной керамики, 13 — верхняя камера, 14 — дымоход, 15 — датчик поддержания температуры, 16 — импульсные трубки, 17 — край, 18 — клапан-отсекатель, 19 — смеситель, 20 — тяга общего крана, 21 — исполнительный блок, 22 — газопровод, 23 — ручка общего крана, 24 — ручка запальника, 25 — ручка крана горелки, 26 — ручка терморегулятора, 27 — горелка жарочного шкафа, 28 — дверца жарочного шкафа

контрольной стрелкой. В результате сработает промежуточное реле 5 и разомкнет электроцепь соленоидной катушки, соленоидный клапан перекроет проход газа к основным горелкам 1. Средняя горелка будет продолжать гореть и поддерживать тепловой режим.

Если давление пара снизится до минимального, то показывающая (вторая) стрелка манометра замкнет контакт с нижней контрольной стрелкой. В результате промежуточное реле замкнет электроцепь и соленоидный клапан возобновит подачу газа на основные горелки.

Ресторанные плиты. Плита ПСГШ-2 (рис. 92). Жарочная поверхность (стол) 2 аппарата представляет собой чугунную плиту, ребристую снизу, чтобы увеличить поверхность нагрева, и гладкую сверху, чтобы создавать больше точек соприкосновения с дном нагреваемой посуды.

Под жарочной поверхностью расположены две инжекционные горелки 3 и запальник 10. Отходящие газы проходят под жарочной поверхностью и устремляются в патрубок 7 квадратного сечения, подсоединенный к газоходу. Попутно газы нагревают змеевик 8, через который течет вода. Таким образом, секционная плита используется не только для приготовления пищи, но и для подогрева воды. Рампа (газовый коллектор) расположена в передней части. Она состоит из подводящей газовой трубки, двух кранов и терморегулятора.

Коллектор может с обеих сторон подсоединиться к коллекторам других секций; если секция одна, коллектор с одной стороны подсоединяется к газопроводу, а с другой ставится заглушка. На две верхние горелки имеется один кран. Он заблокирован с краном запальника так, что, не открыв кран запальника, нельзя открыть кран горелки.

Терморегулятор смонтирован на рампе плиты, он имеет ручку и температурную шкалу. Его назначение — включать и вы-

ключать горелку духового шкафа, а также поддерживать заданную температуру.

Духовой шкаф располагается в нижней части корпуса и состоит из горелки, комплекта противней, дверцы, термометра и зеркала. Духовой шкаф снабжен инжекционной горелкой. Регулятор первичного воздуха расположен внутри, а не выведен наружу, как у верхних горелок. Кран горелки на рампе сблокирован с краном запальника. На подводящей газовой трубке установлен терморегулятор. Дверца духового шкафа устроена аналогично дверце духового шкафа бытовой газовой плиты, но пространство между верхней и внутренней крышками заполнено шлаковатой. Шлаковатой изолированы и стенки духового шкафа.

На передней стенке секционной плиты закреплено зеркало, которое служит для наблюдения за работой запальника горелки духового шкафа.

В секционной плите ПГС-2 вместо духового шкафа могут быть установлены полки. На рис. 93 показаны принципиальная схема и разрез секционной модулированной плиты ПГСМ-2Ш.

Эксплуатируют ресторанные плиты в соответствии с инструкцией, которую разрабатывают с учетом требований правил технической эксплуатации и правил безопасности и вывешивают на видных местах.

Помещение, в котором устанавливаются ресторанные плиты, должно быть обеспечено естественным освещением и необходимой вентиляцией.

7.7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ГАЗОВОЙ АППАРАТУРЫ И ОБОРУДОВАНИЯ

Приемка смонтированного газового оборудования оформляется специальным актом установленной формы. Пуск газа осуществляет бригада квалифицированных рабочих, возглавляемая инженерно-техническим работником. Рабочие должны иметь право допуска к газоопасным работам.

Для пуска газа выписывается наряд на газоопасные работы.

Пуск газа в дом можно производить только при дневном освещении. Все лица, которые будут пользоваться газовыми приборами, перед пуском газа инструктируются представителями эксплуатационной организации. Перед пуском газа в газопровод и газовые приборы проводится контрольная опрессовка воздуха под давлением 5000 Па. Цель контрольной опрессовки — установить герметичность газопровода, кранов и приборов. Испытание проводится в течение 5 мин. Если за это время падение давления не превысит 200 Па, то можно приступать к пуску газа.

После контрольной опрессовки газопровод продувают газом. Перед продувкой все краны на приборах и перед приборами закрывают во избежание попадания газа в помещение. Действующий газопровод с вновь пускаемым соединяют работники треста газового хозяйства, при этом газопровод сразу проверяют на плотность. При продувке газопровода газозаполненную смесь сбрасывают через самый отдаленный и высокорасположенный участок газопровода. Шланг присоединяют к разъединенному стону после крана на опуске к прибору. Его конец опускается через форточку во двор.

Организация технического обслуживания внутридомового газового оборудования (ТО ВДГО)

Основная задача технического обслуживания внутридомового газового оборудования — обеспечить исправное состояние и безопасную эксплуатацию газового оборудования.

Все внутридомовое газовое оборудование подлежит техническому обслуживанию в соответствии с Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления, Правилами технической эксплуатации и требованиями безопасности труда в газовом хозяйстве, соответствующими производственными инструкциями и графиками.

На данном этапе развития газового хозяйства применяются следующие виды ТО ВДГО:

техническое обслуживание по договорам с владельцами домов;

ремонт газового оборудования по заявкам абонентов.

Работы по ТО ВДГО проводятся в строгом соответствии с Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления, Правилами технической эксплуатации и требованиями безопасности труда в газовом хозяйстве РФ, СНИП. Следует также руководствоваться «Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организации», утвержденными Минтрудом России 12 мая 2003 года. Порядок и сроки технического обслуживания устанавливаются предприятием газового хозяйства и согласовываются с потребителями газа. При этом первое техническое обслуживание производится по истечении шести месяцев после окончания гарантийного срока службы эксплуатируемых газовых приборов.

В зависимости от местных условий газовое хозяйство может осуществлять бригадные или индивидуальные методы проведения технического обслуживания. Во всех случаях руководство работой слесарей и бригад по выполнению технического обслуживания осуществляется мастерами, которые несут

ответственность за качественное выполнение работ, обеспечение работников инструментом, материалами и приспособлениями.

В передовых газовых хозяйствах бригады слесарей обеспечиваются передвижной мастерской, оснащенной необходимыми орудиями труда, приспособлениями и средствами пожаротушения.

При проведении ТО работники газового хозяйства осуществляют следующий комплекс работ.

1. Проверяют соответствие установки газового оборудования утвержденным требованиям и в случае необходимости владельцам домов выдают предписания на устранение дефектов, не связанных с ремонтными работами газовых систем.

2. В случае нарушения потребителями правил безопасного использования газа работники газового хозяйства имеют право отключить газовое оборудование с установкой заглушек до устранения выявленных нарушений.

3. Проверяют состояние кранов, установленных на вводе в дом, газопроводах и газовых приборах. При необходимости краны разбирают, устраняют имеющиеся дефекты, устанавливая обратно или заменяют.

4. Осматривают все газовые приборы и аппараты и проверяют их работоспособность; состояние автоматических устройств с их очисткой, наладкой и регулировкой; герметичность оборудования и приборов; состояние тяги и соединительных металлических труб у приборов и аппаратов с отводом продуктов сгорания в дымоход, процесс сжигания газа и устойчивость пламени.

5. Проверяют на герметичность с помощью мыльной эмульсии газовые коммуникации до сопел горелок приборов и аппаратов. Проверяют герметичность газового оборудования от ввода газопровода в здание до кранов на опусках к приборам и аппаратам путем опрессовки под газом давлением 5 кПа, при этом падение давления в течение 5 мин не должно превышать 0,2 кПа (20 мм вод. столба).

Места утечек газа можно определять с помощью мыльной эмульсии или газоискателями типов АСГ-1, ИГ, ИПВГ и др.

6. Все обнаруженные неисправности и дефекты в процессе технического обслуживания должны устраняться, после чего необходимо проинструктировать абонентов по безопасному пользованию газовыми приборами.

При техническом обслуживании газового оборудования могут выполняться дополнительные работы.

В этом случае по бытовым газовым плитам проверяют:
сохранность ручек кранов и их работоспособность;
работоспособность термоуказателя;

надежность крепления стола к корпусу плиты, свободное перемещение противней и решетки в духовом шкафу;
работоспособность дверки духового шкафа;

вращение вертела и работоспособность предохранительного устройства, прекращающего подачу газа в горелку при погасании пламени, в плитах повышенной комфортности. Для проверки вращения вертела необходимо включить его привод, при этом вертел должен совершить не менее одного оборота. Для проверки работоспособности предохранительного устройства необходимо прекратить подачу газа на горелку, а после погасания пламени возобновить подачу газа.

Предохранительное устройство можно считать исправным, если подача газа прекращается за время не более 30 с.

По водонагревателям при дополнительном техническом обслуживании проверяют:

работу автоматики и состояние мембраны и деталей блок-крана;

герметичность водопроводящих коммуникаций рабочим давлением воды при закрытых кранах водоразбора;

отсутствие течи в теплообменнике, а также зазоров между звеньями соединительной трубы;

правильность расположения огневой поверхности основной горелки и отсутствие смещения запальной и основной горелок;

плотность прилегания змеевика к стенкам основной горелки;

наличие сажи в теплообменнике, при необходимости производят очистку теплообменника от окалины и сажи;

состояние завихрителя емкостных водонагревателей, при необходимости производят очистку завихрителя от сажи и других загрязнений. При этом по емкостным водонагревателям выполняют все вышеперечисленные дополнительные работы по прочным водонагревателям.

По газифицированным печам при дополнительном техническом обслуживании проверяют:

наличие тяги в топке печи;

состояние шиберов и наличие в них отверстия диаметром не менее 15 мм;

состояние тягостабилизатора у печей, оснащенных газогорелочными устройствами непрерывного действия;

состояние кладки печей и отсутствие в них зазоров.

Ремонт газового оборудования по заявкам абонентов производят на основании поступивших в газовое хозяйство заявок от абонентов. Прежде всего необходимо устранить неисправности и дефекты, отмеченные в заявках, и при необходимости выполнить работы, обозначенные в перечне работ по техническому обслуживанию.

Характерные неисправности бытовой газовой аппаратуры, их обнаружение и устранение

Наиболее распространенными неисправностями бытовых газовых плит являются: утечка газа; плохое поступление газа на горелку; пробка крана поворачивается туго или не поворачивается совсем; пламя по окружности горелки имеет разную высоту; неполное сгорание газа в горелках плиты; отпадает или слишком плотно прилегает дверка духового шкафа.

Утечки газа могут произойти из резьбовых соединений, кранов плиты, оставленных случайно открытыми, при отрыве пламени от горелок плиты. Обнаруженная утечка устраняется заменой пенковой набивки в резьбовых соединениях, сменой прокладок во фланцевых соединениях, перекрытием кранов плиты и другими способами в зависимости от характера и причин утечки газа.

Смазку кранов производят следующим образом. Если перед смазываемым краном имеется еще кран, то его перекрывают. У смазываемого крана отвертывают гайку хвостовика и вынимают пробку. Чистой ветошью протирают пробку и внутреннюю часть корпуса и удаляют все твердые частицы, попавшие туда из газопровода. После этого пробку вновь смазывают так, чтобы излишек смазки не попал в отверстия крана и пробки, которую вставляют в корпус крана.

Порядок смазки кранов на рампе плиты: перекрыть кран перед плитой, снять ручки кранов и по очереди разобрать и смазать все краны. Для разбора крана достаточно отвернуть упорный штифт. Очередность при разборе и смазке кранов необходима, чтобы не перепутать их пробки, так как каждая пробка «притерта» к своему корпусу и может не подойти к другому.

Резьбовые соединения плиты проверяют в присоединительном штуцере, у форсунок, в кранах.

Наиболее часто наблюдается неполное сгорание газа в горелках плиты. Причина этого — недостаток или отсутствие первичного воздуха. Неполное сгорание газа характеризуется высоким факелом яркого соломенного цвета с выделением копоти, оседающей на нагреваемом предмете. Эту неисправность легко устранить добавочной подачей первичного воздуха через регулятор. Если оказывается, что при полном открывании регулятора первичного воздуха не хватает, то это означает, что количество газа в горелку поступает больше положенного, т. е. форсунка имеет большое отверстие и ее необходимо заменить.

Отрыв пламени от горелки возможен ввиду повышенного давления газа перед плитой или избытка первичного воздуха. Для выяснения первой причины достаточно посмотреть, как работа-

ют другие приборы, присоединенные к этому газопроводу. Если неисправность наблюдается у всех горелок, то необходимо проверить давление газа в газопроводе по жидкостному манометру, подсоединив его резиновым шлангом к форсунке верхней горелки плиты.

Характеристики неисправности газовых плит:

недостаточное давление газа. Следует посмотреть, как работают остальные горелки плиты и горелки других приборов, подсоединенных к этому газопроводу. Если неисправность общая или пламя на остальных горелках недостаточной величины, это значит, что давление в газопроводе понижено. Нужно проверить положение крана на вводе, обследовать, особенно в зимнее время, вводы и т. д.;

засорение кранов плиты. Чаще всего такое засорение происходит при неправильной смазке крана. Для устранения неисправности необходимо разобрать и прочистить кран;

краны на рампе плиты поворачиваются с большим трудом. Такая неисправность вызвана отсутствием смазки. Необходимо разобрать и смазать краны. Попутно следует установить, выдвигается ли поддон плиты при работе духового шкафа. Следует дополнительно проинструктировать абонента;

ручка крана поворачивается, не открывая или не закрывая его. Это может происходить либо при разработанном гнезде в ручке, либо при выпадении стопорного винта из пробки крана. В первом случае ручку заменяют, а во втором устанавливают другой стопорный винт;

при закрывании крана горелка не гаснет. Это происходит оттого, что он плохо притерт. Такая неисправность может сопровождаться также утечкой газа. Устраняется путем притирки пробки крана или его замены;

при работе духового шкафа гаснут верхние горелки плиты. Неисправность вызвана тем, что через неплотности в верхней части духового шкафа идет горячий воздух и задувает пламя горелок. Необходимо замазать огнеупорной мастикой щели и отверстия, через которые идет горячий воздух.

Основным недостатком в работе газовых плит повышенной комфортности, например плиты ПГ4-П-14, является частый отказ термозлектромагнитного клапана. Клапан в силу ряда причин не удерживает магнитную пробку в открытом для прохода газа положении после розжига одной из горелок духового шкафа. Завод-изготовитель рекомендует замену магнитной пробки в целом, имея в виду, что последующий детальный ремонт снятой магнитной пробки будет производиться в мастерских газового хозяйства.

При техническом обслуживании проточных водонагревателей необходимо выполнить следующие работы: смазку кранов, проверку газопроводов на плотность, проверку работы автоматики, устранение неисправностей и проверку тяги.

Краны водонагревателя смазывают по мере надобности.

Проверку на плотность проводят во всех соединениях блока крана, горелки подводящего газопровода и крана перед прибором.

Работу автоматики водонагревателя проверяют при включенном приборе. Если прибор включается и выключается нормально, то автоматика исправна.

Чтобы проверить работу термклапана, необходимо у выключенного прибора полностью открыть водяной вентиль разбора, затем краны на опуске запальника и на горелке, не зажигая запальника. Если газ на горелку не поступает, то термклапан работает нормально. Чтобы проверить работу мембраны блока крана, следует у работающего прибора перекрыть кран разбора горячей воды. Если горелка сразу гаснет, то мембрана работает нормально.

Чтобы проверить работу замедлителя зажигания у водонагревателя Л-1, нужно открыть кран на опуске, зажечь запальник и открыть кран горелки. Если затем резко открыть водяной вентиль разбора воды, то горелка должна загореться без хлопка.

Недостаточный нагрев воды может происходить:

а) от недостаточной высоты пламени горелки вследствие неправильной регулировки прибора; б) недостаточного давления газа в сети; в) недостаточного давления воды в водопроводе.

У водонагревателя Л-1 для увеличения подачи газа следует вращать винт замедлителя зажигания по часовой стрелке, это уменьшает свободный ход шарика.

Основные причины плохого нагрева воды:

1. *Высота пламени нормальная, но продолжает поступать холодная вода.* Рекомендуются слегка постучать по радиатору. Если при этом из радиатора сыпется сажа, то это означает, что пластины калорифера забиты сажой. Сажа — плохой проводник теплоты, она препятствует теплообмену, и вода, проходя по змеевику, не успевает нагреться. Для устранения неисправности следует снять радиатор и промыть калорифер струей воды. Категорически запрещается соскабливать сажу, так как можно согнуть медные пластины калорифера, и он окажется непригодным для использования.

2. *Выход радиатора из строя.* У радиатора часто сгорают пластины калорифера или прогорают стенки огневой камеры, вследствие чего снижается его теплообменная способность. В этом случае радиатор следует заменить.

3. *Отложение в трубах змеевика при жесткой воде накипи, препятствующей нагреву воды.* Необходимо снять радиатор и удалить накипь слабым раствором соляной кислоты.

4. *Шток газового клапана оказался коротким, отчего клапан открывается не полностью, и к горелке поступает недостаточное количество газа.*

Если запальник горит, а горелки при открывании водоразбора не загораются, то это свидетельствует о неисправности термклапана, т. е. о том, что произошло заклинивание штока или клапана. Для устранения неисправности нужно нажать на биметаллическую пластину. Если клапан не откроется, горелку необходимо снять.

Иногда термклапан не открывается, потому что недостаточно прогревается биметаллическая пластинка. Неисправность может возникнуть вследствие понижения давления перед водонагревателем. Это легко устранить, открыв водяной кран в раковине. Основная горелка может не включаться также вследствие неисправности мембраны. При разрыве мембраны ее нужно заменить.

При включении водонагревателя может не загореться запальник. Причина — засорение отверстия запальника. Для устранения неисправности достаточно снять смеситель запальника и прочистить отверстие. Если это не поможет, разобрать кран запальника и удалить смазку из отверстия крана.

При прекращении разбора горячей воды горелка не гаснет. Эта неисправность сразу влечет за собой другую — распыливание радиатора. Прежде чем поставить новый радиатор, надо выяснить причину распылки: под газовый клапан попал посторонний предмет, вследствие чего клапан не может войти в седло; неисправны пружины или произошло заедание штока клапана.

Если обнаружено неполное сгорание газа в горелке водонагревателя, следует установить наличие тяги под колпаком тягопрерывателя.

При неисправном калорифере (забит сажой, сгорели или погнуты пластины) также нарушается горение газа. В этом случае необходимо прежде устранить неисправность калорифера, а потом регулировать горение газа в основной горелке водонагревателя.

Если горелка водонагревателя при включении загорается с хлопком, то пламя запальника или мало, или направлено в сторону от основной горелки. При включении горелки газ загорается не сразу, вследствие чего в огневой камере успевает образоваться взрывоопасная смесь. Чтобы избежать образования взрывоопасной смеси, следует либо увеличить пламя запальника, либо направить его так, чтобы оно было над основной горелкой.

У водонагревателя Л-1 горелка может загореться с хлопком, так как не работает замедлитель зажигания. Для устранения неисправности нужно разобрать замедлитель зажигания и удалить смазку и грязь.

При утечке газа в корпусе блок-крана следует установить причину и устранить ее.

Эксплуатация и ремонт емкостных водонагревателей. При техническом обслуживании слесарь обязан производить следующие операции: смазку кранов; проверку на плотность; проверку работы автоматики и тяги; устранение неисправностей.

Автоматику проверяют отдельно по каждому узлу или блоку. При проверке слесарь обязан согласно правилам эксплуатации включить и выключить прибор.

Для проверки работы электромагнитного клапана нужно включить запальник и горелку, а затем выключить газ. В этом случае, когда электромагнитный клапан перекроет проход газа на горелку, будет слышен легкий щелчок.

Для проверки терморегулятора необходимо нагреть воду в баке и переместить регулятор температуры вниз, горелка должна погаснуть. Если переместить регулятор температуры вверх, горелка должна действовать.

Тягу проверяют так же, как и у проточных водонагревателей.

При неисправности запальника газ не поступает в горелку запальника. Это значит, что засорились форсунка запальника или отверстие, ведущее в корпус электромагнитного клапана. Если запальник горит при нажатой кнопке, а при отпускании ее гаснет, то плохо нагревается термонара, потому что пламя запальника до нее не достает, или термонара покрыта слоем копоти. Для устранения первой причины надо либо увеличить пламя запальника, либо подогнуть конец термонары так, чтобы он попал в пламя запальника. Для устранения второй причины с термонары нужно убрать слой копоти.

Причину нарушения работы электрической цепи следует искать в контактах термонары и электромагнита. Их необходимо разъединить, а свинцовые контакты зачистить. Если разрыв цепи произошел внутри термонары, то ее необходимо заменить. Если нет соприкосновения между якорем и электромагнитом, следует снять крышку с электромагнитной части клапана и осмотреть поверхность якоря. Она может быть покрыта коррозией и пылью.

Если электромагнитный клапан сработал, а газ продолжает поступать на горелку, то нужно проверить, закрыт ли нижний клапан. Для этого необходимо отвернуть нижнюю пробку, вынуть пружину и извлечь клапан. Может оказаться, что тарелка клапана загрязнена или пришел в негодность мягкий уплотни-

тель. Причиной последней неисправности является ослабление пружины клапана, ее следует заменить.

При опускании кнопки электромагнита запальник продолжает гореть, а горелка не включается. В этом случае причина неисправности в терморегуляторе. В первую очередь следует обратить внимание на температуру воды в баке. Если вода нагрета до температуры, близкой к заданной, то следует перевести рычаг настройки температуры на большую величину. Горелка при этом должна загореться. Если горелка не загорается, то, значит, выпала из строя система рычагов терморегулятора.

Терморегулятор не поддерживает заданную температуру воды. Нужно попытаться настроить терморегулятор. При срабатывании терморегулятора горелка не гаснет или отключается не полностью — неисправен газовый клапан терморегулятора. При этом возможны засорение клапана, слабая притирка клапана к седлу или ослабление пружины газового клапана.

При обслуживании и ремонте автоматики безопасности модернизированного АГВ-80 следует учитывать возможность самовольного пропуска газа из-под колпака датчика тяги. В этом случае может уменьшиться подача газа на запальную горелку и нарушиться работа автоматики. Необходимо проверить герметичность посадки клапана датчика тяги на седло. Для этого достаточно прижать клапан пальцем сверху и проверить, изменится ли конфигурация языка пламени, обогревающего конец термонары.

В новой конструкции водонагревателя газовый магнитный клапан сохранил три контрольных параметра расположения своих внутренних элементов, они фиксируются в закрытом положении, когда уплотнение нижнего клапана прижато к седлу и проход газа закрыт на обе горелки водонагревателя.

В этом положении уплотнение верхнего клапана должно находиться на расстоянии 5 мм от кромки седла, нижний срез диска якоря — на расстоянии 2,5 мм от сердечника.

Наиболее характерные неполадки АГВ-120

Газ не поступает на запальную горелку. Наиболее вероятные причины: забито смазкой или засорено сквозное отверстие в корпусе блока автоматики; забито смазкой отверстие в пробке крана запальной горелки; деформировалась прокладка в месте соединения отводящей трубки с краном запальной горелки; засорился фильтр запальной горелки.

Газ не поступает на основную горелку. Наиболее вероятные причины: забито смазкой отверстие в пробке газового крана основной горелки; нарушилось равновесие фигурных рычагов и

пружины, вследствие чего газовый клапан прижат к низу пробки крана основной горелки.

При достижении заданной температуры система рычагов и пружины не срабатывает. Наиболее вероятные причины: нарушена герметичность системы термобаллон — капиллярная трубка — сильфон; недостаточна длина штока, через который передается движение сильфона на большой фигурный рычаг; нарушено равновесие между фигурными рычагами и пружиной; сломана пружина фигурных рычагов; система термобаллон — капиллярная трубка — сильфон переполнена керосином. В этом случае можно отпаять конец термобаллона и отлить керосин.

При достижении заданной температуры система фигурных рычагов и пружины срабатывает, но газ продолжает поступать на горелку. Наиболее вероятные причины: перекосялся газовый клапан; на клапане механические примеси или ржавчина; на нижнем конце пробки газового крана основной горелки деформация; пробка газового крана основной горелки неплотно сидит в конусе.

Характерные неполадки в работе автомата безопасности отопительного аппарата АОГВ-15-1-У и способы их устранения. В процессе эксплуатации аппарата могут возникнуть случаи, когда после розжига запальной горелки при опускании пусковой кнопки клапан-отсекатель срабатывает и прекращается подача газа на запальную горелку. Прежде всего следует проверить, обеспечивают ли датчики герметичность линий сброса. Основными причинами могут быть: недостаточный нагрев биметаллической пластины; деформация пластины; неплотность посадки шариков-клапанов на свои седла.

Причины неплотной посадки: попадание под шарик смазки или других предметов; повреждение поверхности шарика; деформация проволочного конца пружины в сторону кромки седла; наличие заусенцев внутри насадки-стаканчика и др.

Следует обратить внимание на правильную регулировку положения корпуса датчика относительно подвижного конца биметаллической пластины. Положение датчиков, степень контакта между шариком и свободным концом пластины регулируют путем смещения корпуса датчика по резьбе направляющих его положение гаек.

При установке корпуса датчика тяги по месту следует учитывать, что свободный конец биметаллической пластины может смещаться на 4...5 мм.

Наиболее вероятными местами утечки газа могут быть накидная гайка, резиновая диафрагма пусковой кнопки, а также место посадки нижней крышки на резиновое уплотнение большой мембраны и прижимного кольца.

Причиной отказа в работе клапана-отсекателя может быть также засор дросселя внешней боковой импульсной трубки. В этом случае газ из полости А не может проникнуть в полость Г и создать там избыточное давление. После того как пусковая кнопка опускается, малая мембрана под давлением газа в полости Б смещается вниз и закрывает клапан. Наличие засора дросселя можно проверить без разборки клапана-отсекателя. Для этого можно снять накидную гайку с нижнего штуцера, к которому подсоединена общая трубка линий сброса датчиков, и подключить к нему жидкостный манометр. Далее следует нажать пусковую кнопку, и в манометре должно произойти смещение столбов жидкости. Если полость Г герметична, то давление на манометре будет равно тому, которое имеется перед отопительным аппаратом.

Может быть несколько причин нарушения режима. Например, давление газа в полости Г после нажатия пусковой кнопки медленно возрастает и достигает величины, равной давлению на входе аппарата. Это свидетельствует о наличии засора дросселя, который пропускает через себя газ. Если давление на манометре и в полости Г не достигает исходной величины, следует проверить состояние большой мембраны.

ГЛАВА 8

ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЕЧЕЙ И КОТЛОВ

8.1. УСТРОЙСТВО ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

Система газоснабжения предприятия состоит из следующих элементов: ввода газа, газорегуляторных пунктов и установок, межпечевых и внутрипечевых газопроводов, газогорелочных устройств.

Ввод газа обычно делается подземным, и на нем устанавливается отключающее устройство. Межпечевые газопроводы могут быть надземными, подземными или смешанными. Прокладываются преимущественно надземным способом, так как в этом случае более доступны для обслуживания и ремонта, менее опасны при утечках газа, не подвержены подземной коррозии.

Прокладывают надземные газопроводы, используя опоры, эстакады, огнестойкие наружные стены и перекрытия. На эстакадах и опорах допускается совместная прокладка газопроводов с трубопроводами для пара, воздуха, воды и кислорода.

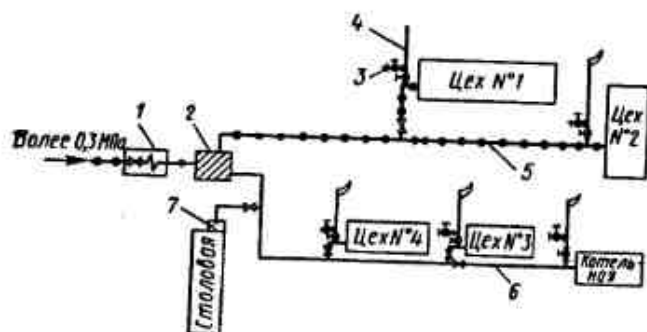


Рис. 94. Схема газоснабжения промышленного предприятия:

1 — отключающее устройство в колодце, 2 — центральный ГРП, 3 — штуцер с краном для отбора проб, 4 — продукционный трубопровод, 5 — газопроводы высокого давления, 6 — газопроводы среднего давления, 7 — шкафы ГРУ

При этом необходимо обеспечить возможность осмотра и ремонта каждого трубопровода. По стенам зданий газопроводы прокладывают на кронштейнах, а по перекрытиям — на опорах высотой не менее 0,5 м. Для обеспечения компенсации температурных деформаций надземных газопроводов на них сооружают специальные компенсаторы. Перед вводом газопроводов в цехах устанавливают отключающие устройства и продувочные линии. Все внутрицеховые газопроводы прокладывают открыто и крепят с помощью кронштейнов или подвесок. Если газопровод пересекается с электрокабелем, то расстояние между ними должно быть не менее 100 мм, а при параллельной прокладке — не менее 250 мм. Все внутрицеховые газопроводы окрашивают в желтый цвет с красными кольцами, а надземные межцеховые газопроводы защищают лакокрасочными покрытиями, состоящими из двух-трех слоев грунтовки и двух слоев эмали или лака.

На рис. 94 показана схема газоснабжения промышленного предприятия. Газ от газопровода высокого давления через отключающее устройство 1 в колодце подается в центральный газорегуляторный пункт (ГРП) 2. В нем осуществляется замер расхода газа и его редуцирование. В данном случае для цехов № 1 и 2 подается газ высокого давления, для цехов № 3 и 4 и котельной — среднего давления, а для столовой — низкого давления (через ГРУ). При большом количестве цехов и значительной удаленности их от центрального ГРП в цехах могут монтироваться шкафы ГРУ 7, обеспечивающие стабильность давления газа перед горелками агрегатов.

8.2. СЖИГАНИЕ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЕЧАХ

Наиболее крупными потребителями газа являются промышленные печи черной металлургии.

Сжигание газа в мартеновских печах дает возможность сэкономить значительное количество малосернистого мазута и повысить производительность печей. Применяют газовое топливо также в печах машиностроительных заводов. В этих печах происходит передача теплоты от газового пламени и продуктов горения нагреваемым изделиям и материалам.

По технологическому назначению промышленные печи подразделяются на нагревательные (кузнечные), термические (для закладки, отпуска, отжига), плавильные (для плавки металлов, стекла), обжигательные (для обжига кирпича, извести, фарфора и др.), сушильные (для сушки песка, лакокрасочных покрытий и др.).

По способу применяемого теплообмена и достигаемой температуры печи подразделяются на: высокотемпературные (выше 1000 °С), в которых передача теплоты производится преимущественно лучеиспусканием; среднетемпературные (650...1000 °С), в которых передача теплоты производится лучеиспусканием и конвекцией; низкотемпературные (до 650 °С), в которых передача теплоты производится преимущественно конвекцией.

В высокотемпературных печах газ сжигается в рабочем пространстве печи, что обеспечивает передачу теплоты нагреваемым предметам в основном за счет лучеиспускания от пламени горелки раскаленных продуктов горения и вторичных излучателей (нагретые поверхности кладки и стен).

В низкотемпературных печах газ полностью сжигается в топке, продукты сгорания, направляясь в рабочую камеру, омывают нагреваемые предметы и передают теплоту в основном за счет конвекции.

Природный газ успешно применяется в химической и пищевой промышленности, а также в промышленности строительных материалов. Для повышения производительности стекловаренных печей и увеличения светимости факела пламени используют обогащение газа тяжелыми углеводородами (до 20...30% мазута). Применяют также методы перевода сталеплавильных и стекловаренных печей на природный газ без добавки мазута. Повышение светимости факела достигается путем замедленного смещения газа и воздуха в печи и усиления выделения из газа сажистого углерода, что позволяет сократить время варки стали и стекла и снизить расход топлива. Большое значение имеет правильный

выбор количества и типа горелок, рациональное их размещение, правильное устройство дымоходов с учетом размещения в печи материалов, подвергающихся тепловой обработке.

Горелки должны обеспечить подготовку и подачу газовой смеси в рабочее пространство печи, устойчивость зажигания и стабилизацию фронта горения в интервале изменения нагрузки печи, создание факела необходимой длины и излучательной способности. Для выполнения этих функций применяют различные горелки. Атмосферные горелки используют в низкотемпературных печах.

Инжекционные горелки среднего давления применяют в небольших камерных печах шириной до 0,8 м при одностороннем и 1,5 м при двустороннем размещении горелок. Горелки с принудительной подачей воздуха более универсальны, они успешно работают на газе низкого и среднего давления на разнообразных установках с различным режимом и обеспечивают более широкие пределы регулирования расхода газа, что позволяет интенсивно подводить теплоту в период разогрева и снижать подвод, когда расход теплоты нужно значительно уменьшить без выключения отдельных горелок. При переводе печей на газовое топливо рекомендуется устанавливать газомазутные горелки. Число горелок на агрегате должно быть минимальным, но достаточным для равномерного нагрева и соответствующего теплового режима.

Устройство и принцип действия некоторых промышленных печей

По условиям укладки и перемещения нагреваемых предметов в рабочем пространстве печей различают камерные и методические печи. Камерные печи бывают со стационарным или выдвижным подом, в которых металл в процессе нагрева находится в неподвижном состоянии. В методических печах металл во время нагрева перемещается в рабочем пространстве печи. В методических печах температура рабочей среды по ходу металла неодинакова, а в камерных — практически одинакова.

На рис. 95, а показана камерная нагревательная печь. Источником теплоты служит горелка низкого давления с принудительной подачей воздуха. Сжигание газовой смеси осуществляется в рабочем пространстве печи, что обеспечивает скоростной нагрев изделий до 1400 °С. Изделия нагреваются в основном за счет излучения факела, продуктов сгорания, кирпичной кладки и частично за счет конвекции.

На рис. 95, б показана малая термическая печь с регулированием температуры. Поддержание требуемой температуры в печи обеспечивается автоматикой. Принцип работы автоматики за-

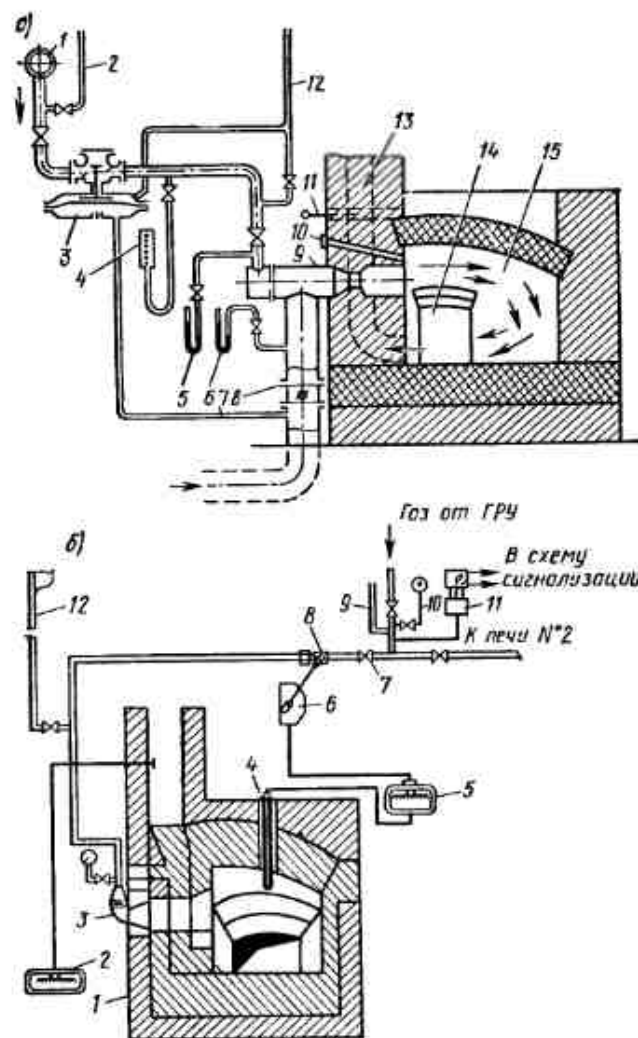


Рис. 95. Промышленные печи:

а — камерная нагревательная: 1 — газовый коллектор, 2 — продувочный газопровод, 3 — клапан блокировки газа и воздуха, 4 — запальник, 5, 6 — манометры для газа и воздуха, 7 — воздухопровод, 8 — воздушная регулировочная заслонка, 9 — горелка, 10 — смотровое и запальное отверстие, 11 — пиллер, 12 — газопровод безопасности, 13 — дымоход, 14 — загрузочное окно, 15 — рабочая камера; б — малая термическая: 1 — печь, 2 — тигмер, 3 — инжекционная горелка, 4 — термопара, 5 — регулятор температуры, 6 — исполнительный механизм, 7 — запорный кран, 8 — регулирующий кран, 9 — продувочный газопровод, 10 — манометры, 11 — сигнализатор падения газа, 12 — газопровод безопасности

ключается в следующем. При отклонениях температуры в рабочей камере изменяется электродвижущая сила (ЭДС) в термопаре 4. Изменение ЭДС преобразуется в регуляторе температуры 5 и исполнительном механизме 6 в усилие, сменяющее степень открытия регулирующего крана 8. Соответственно изменяется подача газа в горелку. В термических печах на температурный режим наряду с излучением оказывает большое влияние и конвекция, а в низкотемпературных печах конвективная теплопередача преобладает, поэтому хороший нагрев металла достигается только при равномерном распределении тепловых потоков в рабочем пространстве печи.

8.3. СЖИГАНИЕ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В КОТЛАХ

Горячую воду и пар для нужд промышленности и коммунального хозяйства получают главным образом в специальных котлах, которые являются одним из видов теплообменных аппаратов поверхностного типа непрерывного действия. В котлах теплота отбирается от нагретых продуктов сгорания и передается холодной воде. Теплообмен в котлах происходит без непосредственного контакта воды и продуктов сгорания газа, отделенных друг от друга металлическими поверхностями нагрева. Такие теплообменники называются аппаратами непрерывного действия, так как горячие продукты сгорания, отдающие теплоту, и холодная вода, воспринимающая теплоту, находятся в непрерывном движении. Котлы в зависимости от их назначения бывают паровые и водогрейные. Если потребителю требуется горячая вода и пар, то применяются паровые котлы. В этих котлах часть получаемого пара используется для нужд производства, а часть направляется в специальный теплообменный аппарат — бойлер. В бойлере пар отдает часть теплоты воде, движущейся по трубам от водопровода к потребителю, конденсируется и вновь возвращается в котел для превращения в пар. Пар, идущий на нужды производства, также может быть собран после его использования и конденсации и возвращен обратно в котел для повторного нагрева.

Поверхности котла, обрабатываемые с одной стороны продуктами сгорания газа, а с другой — водой, называются поверхностями нагрева. Поверхность нагрева измеряется в квадратных метрах и подразделяется на конвективную и радиационную.

Радиационная поверхность обращена в топку и воспринимает теплоту в основном за счет излучения газового пламени, раскаленных огнеупорных стенок.

Остальная часть поверхности нагрева котла называется конвективной и воспринимает теплоту в основном за счет непосредственного соприкосновения с ней движущихся в газоходах

продуктов сгорания, т. е. за счет конвекции.

Важной характеристикой работы котла является его тепловое равновесие, когда расход и поступление теплоты равны друг другу. Если такого соответствия нет, то давление пара в котле и температура воды в нем будут повышаться или понижаться. Другая характеристика работы котла — его материальное равновесие, когда количество поступающей и расходуемой питательной воды соответствуют друг другу. Естественно, что при быстрой подаче в котел большого количества воды давление и температура воды в нем уменьшаются. При кипении вся вода в котле имеет одинаковую температуру, которая незначительно превышает температуру, соответствующую давлению насыщенного пара в паровом пространстве. В котле одновременно находятся вода и пар, а насыщенный пар имеет практически ту же температуру, что и вода.

Важная характеристика котельного агрегата — его тепловая мощность, которая определяется как произведение поверхности нагрева на расчетный теплосъем с 1 м^2 . Расчетный теплосъем с 1 м^2 поверхности нагрева зависит от типа котла и колеблется от 25...50 тыс. кДж/ч для чугунных секционных котлов до 100 тыс. кДж/ч и более для водотрубных котлов.

Мощность паровых котлов определяется их паропроизводительностью, т. е. количеством тонн пара в час. В связи с тем что количество теплоты в 1 кг пара зависит от его давления, то при определении паропроизводительности котла указывается и расчетное давление. Например, в обозначении котла ДКВР-10-3 первые две цифры показывают выработку 10 т пара в час (10), а вторые две — давление пара в атмосферах (13 ат).

В отопительных котельных жилищно-коммунального хозяйства преимущественно используют небольшие чугунные или стальные секционные котлы без экономайзеров и воздухонагревателей. В производственно-отопительных котельных применяют водотрубные котлы с установкой индивидуальных или групповых экономайзеров, в котельных электростанций — крупные котлоагрегаты в комплексе с экономайзерами и воздухонагревателями. Особенности сжигания газа в топках котлов требуют правильного выбора типа, тепловой мощности, количества горелок и их рационального размещения.

Газовое топливо создает хорошие условия для автоматизации его сжигания, что значительно повышает безопасность и эффективность работы котлов и обеспечивает работу их в соответствии с заданным режимом. Современная комплексная автоматика газифицированных котельных включает приборы автоматики безопасности, регулирования, контроля и сигнализации. Автоматика

безопасности обеспечивает прекращение подачи газа к горелкам при нарушениях режима работы агрегата, могущих привести к авариям. Автоматика регулирования обеспечивает поддержание заданного режима работы котла.

8.4. СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЛОВ АМКО

Система предназначена для автоматизации регулирования основных теплотехнических процессов всей котельной, а также отдельных котлов и предусматривает защиту, сигнализацию, пуск и остановку котлов.

Применяется для автоматизации котельных, оборудованных отопительными водогрейными и паровыми котлами, работающими на газе низкого и среднего давления, с теплопроизводительностью до 1 Гкал/ч.

Комплектуется общекотельными приборами и комплектами котловых приборов и устройств. Принято следующее обозначение модификации системы автоматизации отопительных котельных типа АМКО.

Приборы общекотельные:

АМКО-ОК-1 — для котельных с водогрейными котлами и АМКО-ОК-2 — для котельных с паровыми котлами.

Комплекты котловых приборов и устройств:

АМКО-К-1 — для водогрейных котлов, работающих на газовом топливе низкого давления;

АМКО-К-2 — для водогрейных котлов, работающих на газовом топливе среднего давления;

АМКО-У-IV и АМКО-К-V — соответственно для паровых котлов.

Котловые приборы и устройства электрически объединены блоком управления, розжига и сигнализации БУРС-1. Они обеспечивают управление работой котлов, световую сигнализацию в случае аварийных ситуаций, запоминание причины аварий и передачу сигнала об аварии на диспетчерский пункт.

Система обеспечивает полуавтоматический пуск котлоагрегата, регулирование теплопроизводительности котла, поддержание заданного давления пара и уровня воды в котле, регулирование подачи воздуха и тяги в соответствии с подачей газа и защиту котлоагрегата при следующих аварийных ситуациях: повышение температуры воды за водогрейным котлом или давления пара в паросборнике парового котла сверх допустимых значений; понижение давления воды за водогрейным котлом или снижение уровня воды в паросборнике парового котла сверх допустимых значений; падение разрежения в топке; повышение давления воды

за водогрейным котлом или уровня воды в паросборнике парового котла выше заданных пределов; погасание пламени на горелке; падение давления воздуха перед горелками (при наличии дутьевого вентилятора); падение напряжения в цепях автоматики.

На рис. 96 показана принципиальная схема системы автоматики АМКО.

Приборы и устройства системы АМКО общекотельные. Основное назначение приборов:

поддержание в заданных пределах основных параметров котельной:

соотношение температуры горячей воды на выходе из котельной и температуры наружного воздуха по отопительному графику;

температура горячей воды при работе котельной на горячем водоснабжении;

давления в общей паровой магистрали при параллельной работе паровых котлов.

Общеконтрольные приборы состоят из позиционного регулирующего прибора 1 типа ПРП и датчиков (первичных приборов), в качестве которых служат термометры сопротивления 24 либо электрический дистанционный манометр 6 типа МЭД.

В транзисторном усилителе 2 позиционного регулирующего прибора ПРП происходит суммирование сигналов от первичных приборов, их сравнение с сигналом датчика и усиление регулирующего сигнала до значения, достаточного для пуска электродвигателя 3. На вилке электродвигателя закреплены кулачки 4, которые, поворачиваясь вокруг своей оси, воздействуют поочередно на шесть микропереключателей 5 и на дифференциально-трансформаторный датчик обратной связи. На ось электродвигателя 3 позиционного регулирующего прибора кроме кулачков насажен двухцветный диск с двумя оцинкованными секторами красного и белого цветов. На передней панели позиционного регулирующего прибора ПРП имеется окно для наблюдения за движением двухцветного диска. Это дает возможность определять режим работы подключенного к регулятору котлоагрегата.

В системе АМКО принцип регулирования позиционный.

Порядок регулирования (при управлении тремя котлами) в котельной при снижении нагрузки: 1) отключается 60% топлива на первом котле; 2) отключается 60% топлива на втором котле; 3) отключается 100% топлива на первом котле; 4) отключается 60% топлива на третьем котле; 5) отключается 100% топлива на втором котле; 6) отключается 100% топлива на третьем котле.

Если в котельной четыре котла, то она может работать без общекотельного регулятора. При наличии более четырех котлов порядок регулирования устанавливается в зависимости от назначения котельной, при этом может предусматриваться как

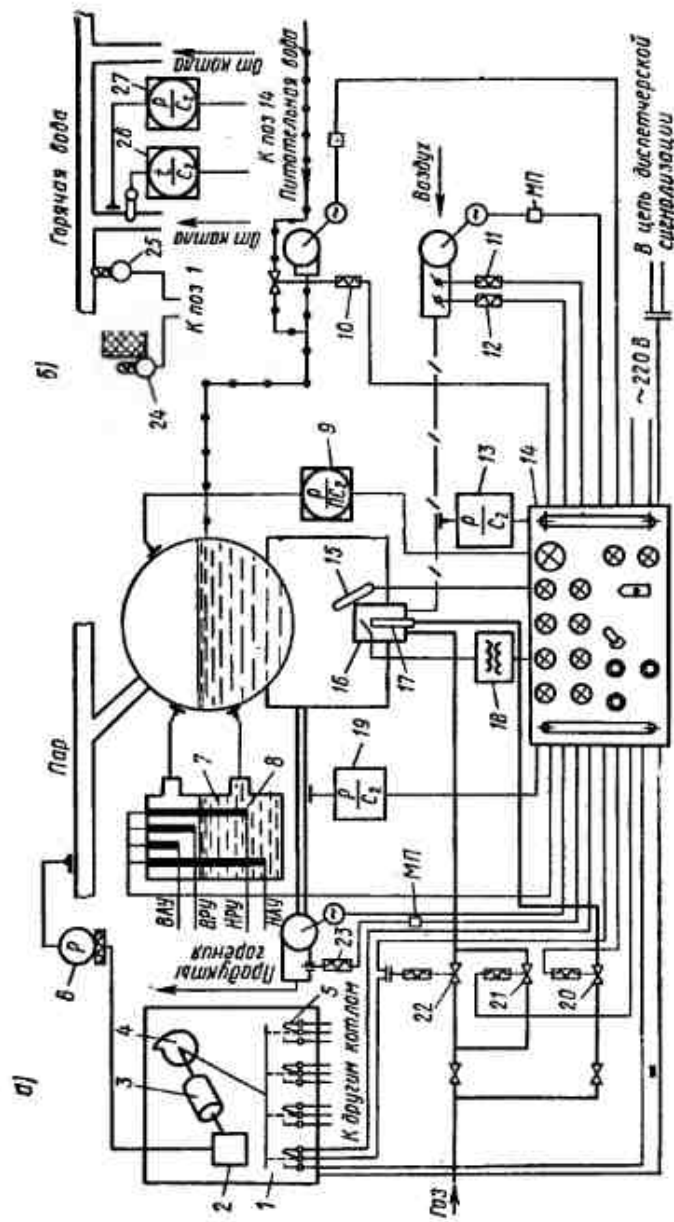


Рис. 96. Принципиальная схема автоматики АМКО:

а — для паровых котлов, б — особенности для водогрейных котлов

использование дополнительных комплектов общекотельных приборов, так и работа всех (кроме трех) котлов в базовом режиме.

Порядок регулирования обеспечивается путем включения одного микропереключателя в цепь управления соленоидным клапаном большого горения 22 (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 другого микропереключателя — в цепь остановки котла в схеме автоматики безопасности, которая собрана в блоке 14 типа БУРС-I.

Если в котельной отсутствует регулирующий прибор типа ПРП, параметры можно регулировать путем включения в цепь СКБГ специального терморегулирующего устройства типа ТУДЭ-11, ТПТСК (для водогрейных котлов) или реле давления типа РД-12, ЭКМ-IV (для паровых котлов). Эти устройства не входят в комплект автоматики АМКО.

В состав системы АМКО кроме приборов и устройств, поставляемых комплектно, входят как серийно выпускаемые датчики, так и созданные специально устройства типа клапанов газовых КГ, контрольного электрода КЭ, электрозапальника газового типа ЭЗ, электромагнитного исполнительного механизма типа ЭИК и колонки урнемерной типа УК-4 с датчиками уровня типа ДУ.

Устройство клапана газового электромагнитного типа КГ показано на рис. 97.

Клапан предназначен для дистанционного или автоматического включения и отключения газовых горелок, а при параллельной установке на двух линиях — для ступенчатого регулирования расхода газа. Применяется он при давлениях газа до 50 кПа. При его срабатывании необходимо закрыть ручное запорное устройство, расположенное по ходу движения газа после клапана. Между корпусом 1 клапана и крышкой 2 зажата мембрана 3. В центре мембраны имеется однотарельчатый золотник 4, состоящий из верхнего диска и нижней мягкой прокладки.

Газ из полости А через сверления 20 и 15 поступает в полость Б и далее по отверстиям 9 (диаметром 1 мм) и 8 направляется в надмембранное пространство В.

Если из полости В нет сброса, то давление газа в этой полости и под мембраной, т. е. в полости А, будет одинаково. Под действием массы золотника и усиления пружины 5 будет обеспечено герметичное перекрытие прохода газа.

В случае подачи на электромагнит 10 (типа МИС) тока напряжением 220 В в него втягивается сердечник 11, который через серьгу 12 и соединительное устройство 13 поднимает золотник

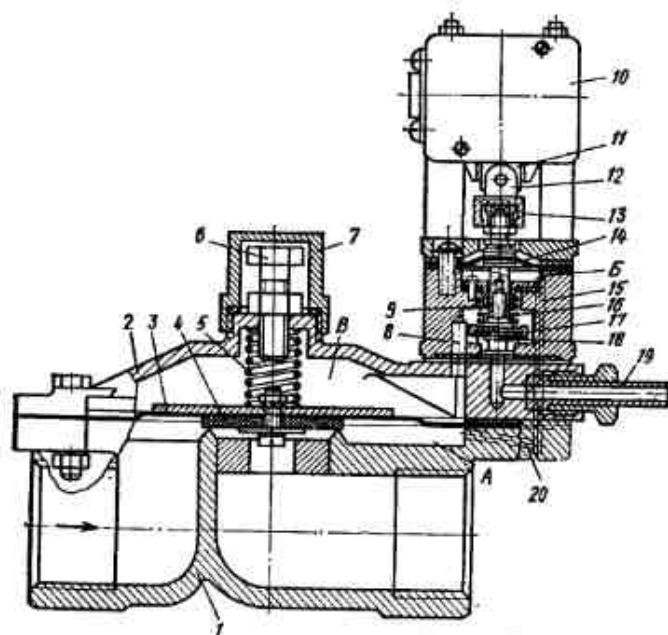


Рис. 97. Клапан электромагнитный КГ:

1 — корпус, 2, 7 — крышка, 3, 14 — мембрана, 4, 17 — золотник, 5, 16 — пружина, 6 — болт, 8, 9 — отверстия, 10 — электромагнит, 11 — сердечник, 12 — серва, 13 — соединительное устройство, 15, 20 — шарик, 18 — седло, 19 — штуцер

17. Вследствие этого газ из полости В через отверстие 8, открытое седло 18 и штуцер 19 сбрасывается в газопровод к запальнику или в топку.

Давление в надмембранной полости В станет близким к атмосферному, мембрана 3 и золотник 4 под действием входного давления поднимутся, и откроется проход газа к горелке.

Ход клапана может изменяться с помощью регулировочного болта 6, расположенного в крышке 7. В случае отключения тока золотник 17 электромагнита под действием массы движущихся частей и пружины 16 опустится, прекратится выход газа из надмембранной полости, и она вновь заполнится газом. Это приведет к тому, что давление над мембраной 3 и под ней выровняется и золотник 4 под действием пружины 5 прекратит доступ к горелке. Ход золотника 17 может регулироваться соединительным устройством 13.

Для предотвращения утечки газа в атмосферу из клапанного устройства электромагнита установлена мембрана 14.

Автоматика безопасности котла. Система АМКО обеспечивает защиту каждого котлоагрегата при аварийном изменении параметров.

В табл. 23 приведены параметры, соответствующие им датчики защиты, а также обозначения этих датчиков (см. рис. 96). При последовательном включении датчиков защиты автоматика предусматривает также возможность включения любого числа дополнительных датчиков аварийного режима с контактным выходом.

Таблица 23. Автоматика безопасности системы АМКО

Параметры	Датчики	Получение на рис. 96	Модификация АМКО
Повышение температуры воды за котлом	Термометр ТПГ-СК или два устройства ТУДЭ-11	26	АМКО-К-I АМКО-К-II
Повышение давления пара	Электроконтактный манометр ЭКМ-IV или два реле давления РД-12	9	АМКО-К-IV АМКО-К-V
Понижение давления воздуха	Датчик-реле и тяги ДНТ-100	13	
Понижение разрежения	То же	19	
Погасание пламени	Контрольный электрод КЭО	15	
Повышение уровня воды в паросборнике и снижение уровня воды	Уровнемерная колонка УК-4 и электроды на уровнях ВАУ и НАУ	7,8	АМКО-К-IV АМКО-К-V АМКО-К-I
Повышение и понижение давления прямой воды	Электроконтактный манометр ЭКМ-IV	27	АМКО-К-II

Принцип работы автоматики безопасности котла. При возникновении аварийной ситуации по одному из параметров (кроме погасания пламени) происходит размыкание контакта соответствующего датчика защиты и срабатывание схемы защиты. Вследствие этого обесточиваются соленоидные клапаны 22 и 21 большого и малого горения (СКБГ и СКМГ — клапан газовый КГ-40 для АМКО-К-I и АМКО-К-IV и КГ-20 для АМКО-II и АМКО-К-V), прекращается подача газа на горелки. Повторный пуск газа после устранения причины аварии производит оператор котельной.

В случае возникновения аварийной ситуации по причине погасания пламени также отключаются клапаны 22 и 21 (СКБГ и СКМГ), но в этом случае включается катушка зажигания 20 запальника (СКЗ — клапан газовый КГ-10). Особенность данной ситуации в том, что автоматически производится попытка в течение времени выдержки реле (8...15 с) разжечь котел. Если за это

время факел не восстанавливается, то клапан СКЗ также отключается.

На лицевой панели блока установлены элементы управления: выключатель пакетный ПВЗ-10, кнопки «Пуск» и «Стоп», предохранители и восемь лампочек. Под лампочками имеются надписи, характеризующие аварийное состояние, а также надписи «Сеть», «Нормальная работа». В случае возникновения аварийной ситуации включается соответствующая сигнальная лампочка и происходит запоминание первичной аварии. Происходит отключение подачи газа на горелки и включаются лампочки «Авария» и «Факела нет».

Котловая автоматика регулирования. Регулирование питания паровых котлов производится путем поддержания уровня воды в паросборнике в заданных пределах. Автоматическое регулирование уровня воды осуществляется двухпозиционным регулятором, чувствительным элементом которого являются два электрода ВРУ и НРУ. Эти электроды жестко закреплены к уровнемерной колонке 7 и изолированы от ее корпуса. При этом уровень воды в колонке должен соответствовать уровню воды в котле. Один электрод установлен на нижнем регулируемом уровне — НРУ, второй — на верхнем — ВРУ. Роль исполнительного механизма выполняют различные элементы в зависимости от типа питательного насоса и его схемы привода. При применении питательного насоса мембранного типа роль исполнительного органа регулятора выполняет электромагнитный исполнительный механизм 10 типа ЭИМ. Он управляет клапаном перепуска масла в системе гидравлического привода насоса.

После открытия клапана перепуска прекращается работа насоса без отключения его от вала работающего двигателя. В тех случаях когда питательный насос работает от индивидуального электродвигателя, функции исполнительного органа регулятора выполняет магнитный пускатель, управляющий работой электродвигателя питательного насоса.

В случае обесточивания катушки магнитного пускателя происходит остановка питательного насоса. Насос работает с номинальной производительностью до тех пор, пока уровень воды ниже ВРУ, при достижении ВРУ подача воды отключается до тех пор, пока уровень не опустится ниже электрода НРУ, и тогда насос вновь включается на номинальную производительность.

Электромагнитный исполнительный механизм 11 (ЭИМ-МГ) работает совместно с соленоидным клапаном СКМГ, а электромагнитные исполнительные механизмы 12 и 23 (ЭИМ-БГ) — с соленоидным клапаном СКБГ. Таким образом достигается максимальное открытие заслонок вентилятора и дымососа при максимальном расходе газа.

В зависимости от типа используемых котлов и их оснащения дымососами, вентиляторами, а также от режима работы котлов используются один-два ЭИМ. При отсутствии дымососа для поддержания постоянного разрежения в топке устанавливают саморегулирующуюся заслонку на линии подсоса воздуха в дымоход. В этом случае, а также при отсутствии вентилятора электромагнитные исполнительные механизмы не устанавливают.

Пуск и остановка котла. До пуска котла необходимо осуществить подготовительные мероприятия согласно утвержденной инструкции.

При включении пакетного выключателя на блоке БУРС-1 подается напряжение на магнитные пускатели вентилятора, питательного насоса и дымососа, к цепям автоматики. Далее загорается лампочка «Сеть», с помощью ЭИМ-МГ и ЭИМ-БГ открываются воздушные заслонки малого и большого горения, производится вентиляция топки. После этого необходимо открыть трубопровод безопасности и подать газ к клапанам СКБГ и СКМГ. После вентиляции топки (до 5 мин) необходимо нажать кнопки «Пуск» на блоке БУРС-1. Следует обратить внимание на то, чтобы к этому времени все контролируемые параметры автоматики безопасности находились в нормальных пределах.

С помощью ЭИМ-МГ и ЭИМ-БГ закрываются воздушные заслонки, открывается соленоидный клапан 20 и подается напряжение на катушку зажигания 18 и далее к газовому электрозапальнику 17. Если розжиг запального устройства неудачный, то в течение определенного времени (до 15 с) будут отключены схема зажигания и соленоидный клапан 20 запальника, что приведет к загоранию лампочки «Авария». Так как в это время воздушные заслонки будут открыты, начнется вентиляция топки. Повторный пуск котла производится после выяснения и устранения причин неудачного розжига. Если розжиг запального устройства произведен удачно, отключается схема зажигания, открываются воздушная заслонка малого горения и соленоидный клапан горения СКМГ и воспламеняется основная горелка 16.

Совместная работа соленоидного клапана СКХ и клапана СКМГ будет происходить в течение выдержки времени теплового реле (до 100 с), после чего соленоидный клапан запальника отключается, открывается воздушная заслонка большого горения с помощью ЭИМ-БГ и загорается лампочка «Нормальная работа». После этого необходимо закрыть трубопровод безопасности, а тумблер на блоке БУРС-1 после прогрева секций котла перевести в положение «Нормальная работа». Это обеспечит включение соленоидного клапана большого горения СКБГ и его работу в режиме зависимости от общекотельного регулятора.

При этом питание к общекотельному регулятору подается одновременно с подачей питания на блок БУРС-1.

После достижения заданного давления воды в котле необходимо открыть вентиль на трубопроводе горячей воды. Соответственно в паровом котле при достижении заданного давления пара (300 кПа) необходимо открыть паровую задвижку. Чтобы остановить котел, необходимо перекрыть подачу газа к соленоидным клапанам и нажать на кнопку «Стоп». Произойдет отключение соленоидных клапанов, погаснут лампочка «Нормальная работа» и пламя в топке котла, загорится лампочка «Факела нет».

8.5. КОНТАКТНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛИ И КОТЛЫ

Газовое топливо является наилучшим для водонагревателей контактного принципа действия. Особенность этих водонагревателей — высокий коэффициент полезного действия (90—95%). По конструктивным особенностям контактные водонагреватели проще водогрейных котлов, взрывобезопасны и обладают значительно меньшей металлоемкостью, надежны и просты в эксплуатации.

Контактные водонагреватели состоят из трех основных узлов: топки, контактной камеры и трубы с вытяжным вентилятором (рис. 98). Рядом с водонагревателем устанавливается сборный бак, в который сливается нагретая в контактной камере и топке горячая вода.

Топка представляет собой металлический цилиндр, охлаждаемый снаружи водой. Изнутри топка футерована огнеупорным кирпичом. Основное назначение топки — обеспечение полного сжигания газа. Температура продуктов сгорания газа на выходе из топки до 1500 °С. Над камерой сгорания монтируется надтопочный диск из нержавеющей стали для предохранения раскаленной футеровки от попадания воды.

Напряжение топочного пространства достигает 4—6 ГДж/м³ ч. Основной задачей контактной камеры является создание максимальной площади контакта между газами и водой. Чтобы обеспечить максимальное охлаждение продуктов сгорания газа, в контактной камере обеспечивается противоток между нагреваемой водой и высокотемпературными продуктами сгорания газа. Конструкция контактной камеры зависит от теплопроизводительности аппарата и условий его эксплуатации. Центробежная форсунка 12 создает завихренное движение капель холодной воды, что обеспечивает увеличение времени их пребывания в высокотемпературном газовом потоке и улучшает условия для быстрого их нагрева.

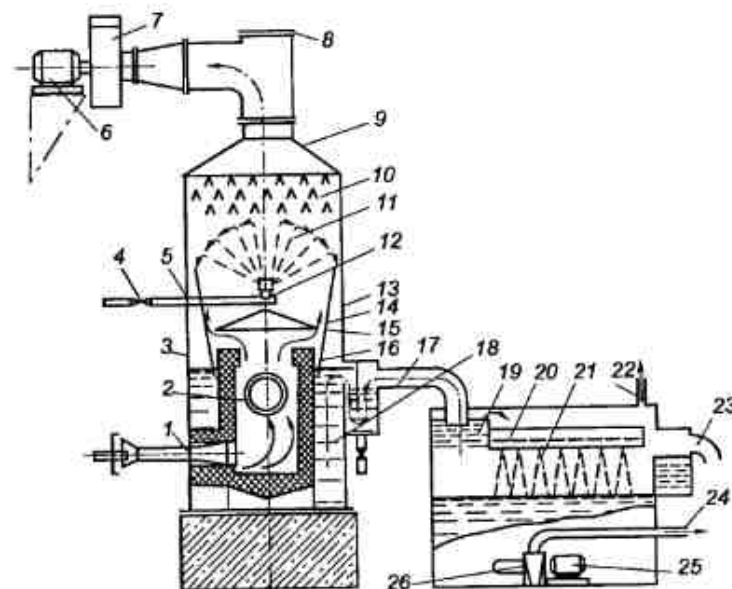


Рис. 98. Схема газового контактного водонагревателя со сборным баком:

1 — газовая горелка среднего давления типа ИГК, 2 — взрывопредохранительный клапан в топке, 3 — металлическая наружная поверхность, 4 — задвижка, 5 — труба для подачи холодной воды в форсунку, 6 — электродвигатель вентилятора, 7 — низкотемпературный клапан в дымоходе, 8 — конфузор, 9 — каплеотделитель, 10 — водный факел центробежной форсунки, 11 — центробежная форсунка, 12 — металлический кожух контактной камеры, 13 — внутренний конус, 14 — надтопочный диск, 15 — огнеупорная футеровка топки, 16 — гидравлический затвор на выходе горячей воды из аппарата, 17 — сборник горячей воды из аппарата, 18 — гидравлический затвор в сборном баке, 19 — лоток с отверстиями для равномерного распределения горячей воды по сечению сборного бака, 20 — струя горячей воды, 21 — трубка, соединяющая сборный бак с атмосферой, 22 — перепадная линия с гидравлическим затвором, 23 — выход горячей воды из потребителя, 24 — электродвигатель центробежного насоса, 25 — центробежный водяной насос.

В верхней части контактной камеры имеется каплеотделитель 10 в виде уголкового отбойника (или насадки из слоя мелких керамических колец). Основное назначение каплеотделителя — исключение выброса крупных и мелких брызг в дымовую трубу. Температура продуктов сгорания газа на выходе из контактной камеры достигает всего 30—40 °С. Продукты сгорания удаляются в атмосферу с помощью дымовой трубы с низкотемпературным отсасывающим вентилятором. Вентилятор создает определенное разрежение в аппарате, поэтому отпадает необходимость в сооружении высокой дымовой трубы.

Принцип действия контактного водонагревателя. Продукты сгорания газа обтекают надтопочный диск 15 и снизу направляются в контактную камеру. При этом холодная вода подается

навстречу потоку продуктов сгорания газа. Способ подачи холодной воды зависит от особенностей контактной камеры.

Холодная вода поступает на форсунку, установленную в нижней зоне контактной камеры. Продукты сгорания газа, выходящие из топки, охлаждаются от 1200—1500 °С до 30—40 °С, проходят через каплеотделитель и удаляются в атмосферу. Вода нагревается в контактной камере до 75—80 °С, далее под действием силы тяжести попадает в надтопочный диск и стекает в сборник аппарата, где дополнительно нагревается еще на 5—8 °С за счет теплоты стенок футерованной топочной камеры 16.

После этого через гидравлический затвор 17 вода самотеком сливается в сборный бак, откуда с помощью центробежного насоса 26 подается потребителям. На сборном баке имеется водомерное стекло, показывающее уровень воды. Если уровень воды падает, то оператор увеличивает расход газа на горелку 1 водонагревателя.

В контактных водонагревателях, оснащенных газовыми горелочными устройствами, вода может нагреваться до кипения при атмосферном давлении. На рис. 99 показана принципиальная схема контактно-поверхностного водонагревателя. В отличие от обычного контактного аппарата водонагреватель имеет в топке

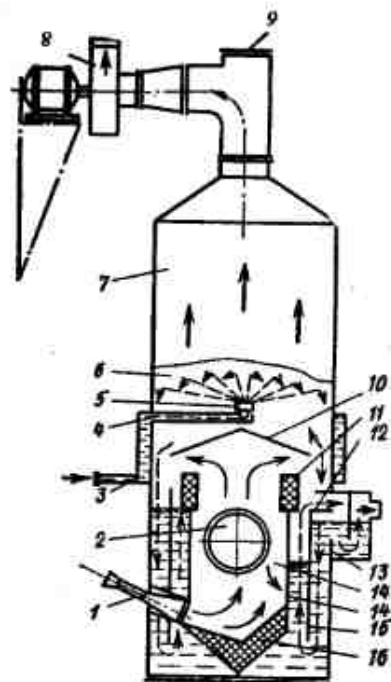


Рис. 99. Схема контактно-поверхностного водонагревателя:

1 — газовая горелка, 2 — взрывозащитный клапан топки, 3 — водяная рубашка, 4 — распылительная форсунка, 5 — водяной факел, 6, 7 — корпус, 8 — отсасывающий вентилятор, 9 — взрывозащитный клапан контактной камеры, 10 — надтопочный диск, 11 — огнеупорный пояс шамотного кирпича, 12 — патрубок слива воды из топки, 13 — сливная труба к сборному баку, 14 — радиационная поверхность топки, 15 — металлическая обечайка, 16 — огнеупорная футеровка

радиационную поверхность нагрева 14, которая позволяет предварительно нагретую в контактной камере воду довести при атмосферном давлении до температуры кипения.

Контактные аппараты — водогрейные котлы и экономайзеры, предназначены для получения горячей воды. В водогрейных котлах, оснащенных газовыми горелками, вода, нагреваясь до 100 °С, может использоваться для комплексного теплоснабжения систем отопления и горячего водоснабжения.

В экономайзерах температура нагрева воды достигает 50—70 °С и может использоваться для горячего водоснабжения.

Контактные водонагреватели не обладают большой тепловой инерцией. Их можно быстро вывести на заданный режим работы, они не требуют вспомогательного котельного оборудования, бойлеров, насосов для подпитки установок для химводоочистки.

Типы контактно-поверхностных водонагревателей. Контактно-поверхностный водонагреватель ФНКВ-1 предназначен для горячего водоснабжения и отопления жилых и общественных зданий, коммунальных и промышленных предприятий. Рекомендуется вместо котлов МГ-2, «Универсал», «Энергия», «Стрела» и др.

Водонагреватель состоит из трех узлов: контактной камеры, водяной рубашки с диском и топки.

Сжигание газа происходит на поверхности огнеупорного кирпича, положенного на под топку. При сжигании газа кирпич нагревается до ярко-красного каления, в результате чего создаются хорошие условия для полного сгорания газового топлива, а также развития лучистого теплообмена между реакционной зоной и радиационной поверхностью нагрева.

Контактно-поверхностный водонагреватель панельного типа В-1 представляет собой панель, в нижней зоне которой расположена топка с радиационной поверхностью нагрева, а в верхней зоне — контактная камера. Полное сжигание газа производится в горелках беспламенного типа. Теплопередача в топке осуществляется в основном за счет лучистого теплообмена.

Техническая характеристика контактно-поверхностного водонагревателя ФНКВ-1М

Теплопроизводительность, ГДж/ч (Гк/ч):	
» в системе горячего водоснабжения	5,02 (1,2)
» » отопления	3,55 (0,85)
» » комплексного теплоснабжения	4,19 (1,0)
Температура нагреваемой воды, °С	до 98—99
Максимальный расход воды, м³/ч	» 36
Давление воды перед форсунками, МПа	0,2—0,3
КПД по высшей теплоте сгорания топлива, %:	
» в системе горячего водоснабжения	95
» » отопления	88
» » комплексного теплоснабжения	92

крышка 16. Люк 17 устроен в зоне рабочей насадки 12 в корпусе котла.

Водяной циркуляционный контур включает насос 5 и промежуточный теплообменник 18. Сгорание газа происходит в топке 19, продукты сгорания проходят через контактную камеру 10 и смешиваются в межнасадочном пространстве с уходящими газами отопительных котлов, подводимыми через патрубок 11.

Далее продукты сгорания проходят контактную камеру 12, каплеулавливающий слой 14 и через патрубок 15 удаляются дымососом. Вода из циркуляционного контура направляется в водораспределитель 13 и стекает в водяной объем 6 по насадке первой 12 и второй 10 контактных камер, подогревается.

Из водяного объема через гидрозатвор вода удаляется насосом 5 и подается в водяную рубашку топки 20. В водяной рубашке вода нагревается до заданной температуры и подается в промежуточный теплообменник 18, где охлаждается, нагревая воду для потребителей теплоты, и подается на водораспределитель 13.

В котле имеются три ступени нагрева воды. Первая — нагрев холодной воды до 45—50°C смесью уходящих газов поверхностных отопительных котлов; вторая — нагрев воды до 70—75°C уходящими газами собственной горелки; третья — нагрев воды до 90—95°C в водяной рубашке топки.

Техническая характеристика котла приведена ниже.

Техническая характеристика котла

Номинальная тепловая мощность МВт (Гкал/ч)	1,0 (0,86)
Производительность по воде, м ³ /ч	10—14
Температура нагрева воды, °C	95—70
Температура уходящих газов, °C	50—30
Давление газа перед горелкой, кПа (мм вод. ст.)	50 (5000)
Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания, образующихся в горелке котла	1,05—1,08
Аэродинамическое сопротивление, Па (мм вод. ст.)	500—700 (50—70)
КПД по высшей теплоте сгорания газа	0,95
Габаритные размеры, мм:	
высота	3900
длина	3000
ширина	2000
диаметр топки	1000
Масса, кг:	
керамической насадки	1100
металлической части	1800
общая	2900
Нагрузка на фундамент, кг	4500

ГЛАВА 9

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

9.1. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

Для транспортирования и хранения сжиженных газов используют баллоны. К баллонам относятся сосуды вместимостью до 100 л. Сосуды от 100 до 500 л называются бочками, а свыше 500 л — резервуарами.

В настоящее время отечественная промышленность выпускает баллоны вместимостью 5, 12, 27, 50 и 80 л.

Баллон имеет сварной корпус из спокойной марганцевой стали толщиной 2—4 мм с двумя сферическими днищами, башмак для установки в вертикальное положение, горловину в верхнем днище для установки вентиля и защитный колпак. На баллонах вместимостью 5, 12 и 27 л колпак заменен защитным воротником, одновременно являющимся транспортной ручкой и обеспечивающим многоярусное хранение баллонов. Баллоны вместимостью 50 и 80 л вместо воротника снабжены защитным колпаком.

На корпусе баллона или на закрепленной металлической пластине выбиваются следующие паспортные данные: товарный знак предприятия-изготовителя; тип; номер; дата изготовления и следующего испытания; рабочее и пробное давление; вместимость (л); масса пустого баллона (кг); масса баллона с газом; клеймо технического контроля; номер стандарта; отпускная цена.

В горловинах баллонов вместимостью 5, 12 и 27 л устанавливаются самозакрывающиеся клапаны КБ-3 (рис. 101, а). Запирающийся клапан 4 прижат к гнезду давлением газа и с помощью пружины 2. Для открытия клапана снимают защитный колпак 6 и на его место устанавливают регулятор, шток которого отжимает клапан вниз и фиксирует его открытое положение. На баллонах вместимостью 50 и 80 л устанавливаются угловые вентили ВБК-6-16 (рис. 101, б).

При наполнении баллонов сжиженным газом придерживаются нормы 0,425 кг на 1 л объема. Переполнение баллонов сжиженным газом недопустимо, так как возможен разрыв баллонов. После наполнения баллонов необходимо закрыть вентили на рампе и на баллоне, отсоединить шланг от штуцера баллона и снять баллон с весов, заглушить штуцер вентиля баллона заглушкой, проверить герметичность вентиля. После проверки герметичности баллона закрывают его вентиль и производят регистрацию в специальном журнале. Запрещается выпускать из

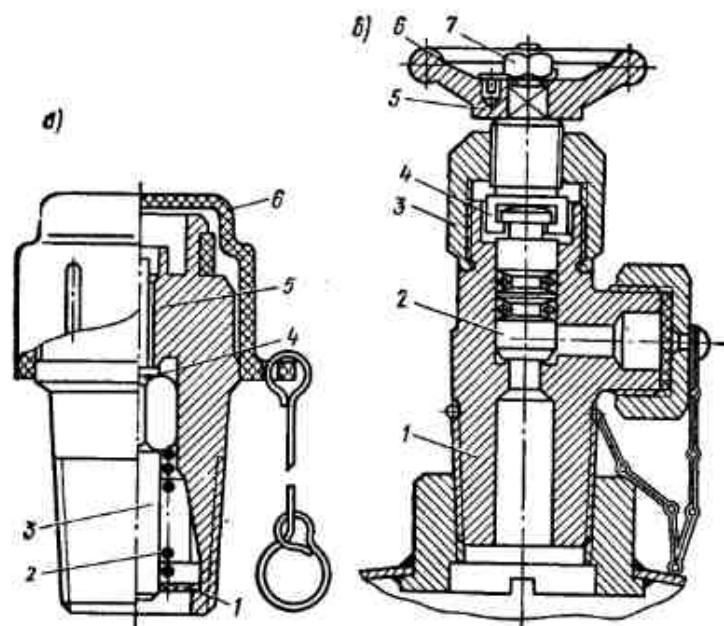


Рис. 101. Вентили баллонные:

а — самозакрывающийся KB-3: 1 — шайба, 2 — пружина, 3 — шток, 4 — клапан, 5 — корпус, 6 — защитный колпак; *б* — угловой вентиль: 1 — корпус, 2 — шток, 3 — гайка, 4 — шестигранник, 5 — маховик, 6 — сферическая, 7 — гайка

наполнительного цеха баллоны без предохранительных колпаков и заглушек, а также без контрольного взвешивания.

Не допускается наполнять сжиженным газом баллоны, у которых истек срок периодического освидетельствования; нет клейма; не исправен вентиль; поврежден корпус; повреждены башмаки; отсутствует необходимая окраска и нет надписи.

Перевозить баллоны можно в горизонтальном (специальные автомашинны) и вертикальном положении (бортовые автомашинны). Наполненные и перевозимые в открытом транспорте баллоны защищают от действия солнечных лучей. Во время погрузки баллонов на автомобиль его двигатель должен быть в нерабочем состоянии.

9.2. ГАЗОБАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ

На рис. 102 показана групповая баллонная установка из шести баллонов, расположенных в секционном металлическом шкафу. Баллоны подключены с помощью трубок к общему коллектору. На отводе от коллектора установлены регулятор давления

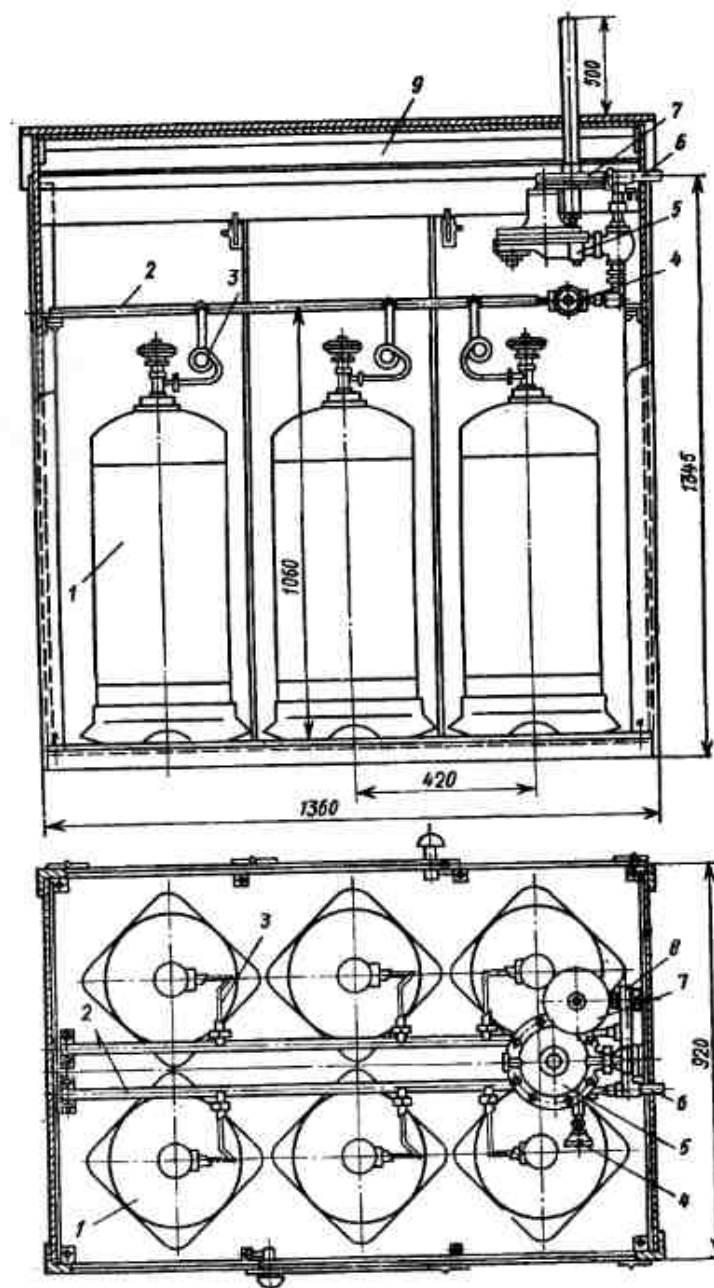


Рис. 102. Групповая баллонная установка в металлическом шкафу:

1 — баллоны, 2 — газовые коллекторы высокого давления, 3 — освидетельствованные трубки, 4 — шланги, газового коллектора высокого давления, 5 — регулятор давления, 6 — патрубков газопровода низкого давления, 7 — предохранительный клапан, 8 — газопровод к предохранительному клапану, 9 — металлический шкаф

РД-32М, предохранительно-запорный клапан типа ПКК и запорная арматура.

Металлические шкафы с баллонами могут размещаться на фундаментах у кирпичных и деревянных стен при суммарной вместимости баллонов до 600 л на отдельно стоящих фундаментах на расстоянии 8—15 м от зданий при суммарной вместимости до 1000 л.

Для повышения эффективности естественной регазификации сжиженных газов в зимних условиях допускается размещать групповые баллонные установки в специальном отапливаемом здании или пристройке к стене здания.

В индивидуальных баллонных установках применяют малогабаритные регуляторы давления типов РДК, РДГ, РДСГ и др. На рис. 103 представлены регуляторы РДСГ. Регулятор РДСГ1-0,5 применяют для однобаллонных установок, в которых баллоны оснащены угловыми вентилями. Для двухбаллонных установок применяют регулятор РДК-8.

Для баллонов, оснащенных самозапирающимися клапанами КБ, применяется регулятор РДСГ2-1,0 «Балтика». Он обеспечивает двухступенчатое редуцирование газа.

Головка 23 регулятора представляет собой литой из алюминиевого сплава корпус 9, соединенный с крышкой 15. В нижней части корпуса находятся элементы первой ступени редуцирования. К ним относятся чашка 4, пружина 7, шпindel 3, шток 11.

Мембрана зажата между кольцевым уступом штока и тарелкой с помощью гайки и поджимается по наружному диаметру к выточке в корпусе чашкой 4. Чашка поджимается разрезным кольцом 25. В верхней части штока расположена пластинка с фасонным вырезом, в который входит шток. Между корпусом 9 и крышкой 15 находится мембрана 22, регулирующая вторую ступень редуцирования. В подмембранной полости имеется седло перепускного клапана, перекрываемое колпачком 13 с резиновым уплотнением. Под колпачком имеется пружина и шарнирный рычаг. Мембрана 22 зажата между тарелкой 21 и диском 24. Пружина 16 сверху упирается в шайбу с прорезьями, надетую на шток 18, а пружина 17 — в крышку. На плоском штоке в прорези на оси крепится перекидная рукоятка 20. Для подключения баллона необходимо установить головку редуктора на клапан КБ. Для этого необходимо поднять пластмассовое кольцо 5 и опустить его с усилием до упора для защелкивания шарикового замка 27 усилием пружины 6. Далее поворотом рукоятки 20 шток 18 опускается, давит на шток клапана КБ и открывает доступ газа из баллона в первую зону редуцирования. Затем газ через внутренний канал в корпусе поступает в полость под большую мембрану и далее через штуцер и шланг к газовому

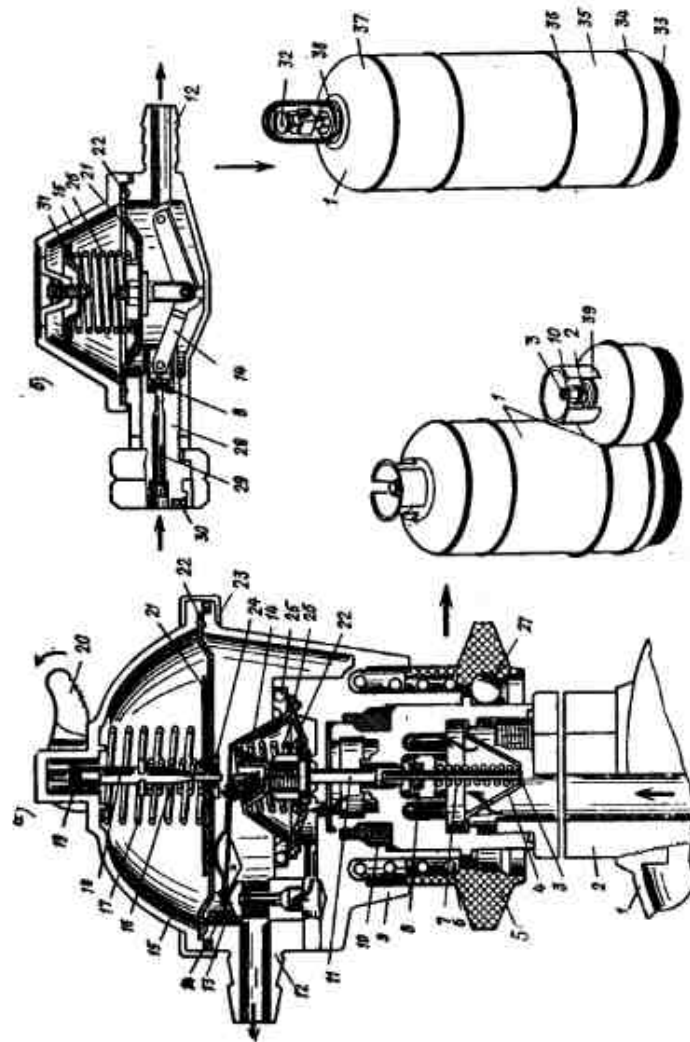


Рис. 103. Регуляторы давления сжиженного газа:

а — регулятор давления двухступенчатый для самозапирающихся клапанов, б — регулятор давления для угловых вентилях РОСГ 1-0,5; 1 — корпус баллона с предохранительным клапаном, 2 — гайка клапана баллона, 3 — шпindel, 4 — чашка, 5 — кольцо запорное, 6 — пружина кольца, 7 — пружина шпинделя, 8 — резиновая вставка, 9 — корпус регулятора, 10 — кольцо уплотнительное, 11 — шток толкающий, 12 — выходной штуцер, 13 — колпачок клапана второй ступени, 14 — рычажное устройство, 15 — крышка головки регулятора, 16 — пружина штока мембраны, 17 — пружина мембраны, 18 — шток верхний, 19 — шток рукоятки, 20 — рукоятка, 21 — тарелка, 22 — мембрана, 23 — головка регулятора, 24 — диск опорный, 25 — разрезное кольцо, 26 — пружина, 27 — шариковый замок, 28 — замок шариковый, 29 — входной штуцер, 30 — шайба упорная, 31 — регулировочная фасонная шайба, 32 — маховик корпуса вентиля, 33 — башмак, 34 — шланг, 35 — обечайка, 36 — поджимное кольцо, 37 — горловина, 38 — верхнее днище, 39 — вентиль

прибору. Связанный с мембраной рычаг обеспечивает или прижатие, или отжатие колпачка к седлу клапана в зависимости от величины давления под мембраной. За счет такого двухступенчатого редуцирования газа в регуляторе достигнута стабильность регулирования и исключены явления обмерзания клапанов.

9.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГРУППОВЫХ УСТАНОВОК СЖИЖЕННОГО ГАЗА

Групповые резервуарные установки с искусственным или естественным испарением используются для газоснабжения многоэтажных зданий. При естественном испарении к групповым резервуарным установкам подключается небольшое количество квартир. При естественном испарении могут быть случаи фракционного испарения газа, вследствие чего наблюдается неустойчивое горение газа в горелках.

Групповые резервуарные установки с искусственным испарением обладают рядом преимуществ. Это прежде всего:

устойчивое газоснабжение потребителей независимо от температуры окружающей среды и количества газа в резервуаре;

возможность использования газа с повышенным содержанием бутана;

постоянство компонентного состава газа;

возможность максимального испарения находящегося в резервуарах газа.

Применяются различные типы испарителей в зависимости от климатических условий, этажности застройки, наличия теплоносителя.

Широкое распространение получили испарители РЭП, однако они сняты с производства, так как их применение сопровождается фракционностью испарения, а также частым выходом из строя электронагревателя в связи с несвоевременным заполнением резервуаров.

Постоянный состав испаряемого газа обеспечивает испаритель-приставка (ИП) производительностью до 15 м³/ч. Более совершенными являются электрические испарители с промежуточным теплоносителем типа ИЭП, которые целесообразно применять там, где отсутствует круглосуточное теплоснабжение.

Гипрониигаз на базе испарителя ИЭП разработал головки испарительно-редукционные ГИР и ГИР1. Устанавливаемый на головке испаритель унифицирован с испарителем ИЭП, комплектуется электрошкафом с автоматикой управления работой электронагревателя.

При выборе испарительных установок в зависимости от климатических условий, нагрузки объекта и вида используемого теплоносителя необходимо пользоваться специальными рекомендациями, разработанными институтом «Гипрониигаз».

Практика показывает, что при использовании в резервуарных установках газа с повышенным содержанием бутана зимой наблюдается гидратообразование. В этих случаях необходимо проводить следующие мероприятия: устанавливать конденсатосборники; устраивать утепленные вводы; обогревать арматурные головки; своевременно откачивать конденсат. Для откачки конденсата применяется установка УОК-04 на базе автоцистерны АЦТВ-130.

Для газоснабжения сельских потребителей разработана система снабжения сжиженным газом с подачей жидкой фазы среднего давления. Это позволяет применять сжиженный газ различного состава, в том числе и с повышенным содержанием бутана, что делает ее пригодной для различных климатических зон. Следует отметить, что в системе применено принципиально новое решение, связанное с попеременной подачей по трубопроводу паровой или жидкой фазы сжиженных газов в зависимости от давления в резервуаре. Возможно также то обстоятельство, что переключение фаз происходит автоматически. Отбор сжиженных газов и подача их потребителю в жидкой фазе позволяет избежать в холодное время года накапливания в резервуарах тяжелых фракций и не применять трудоемких мер по борьбе с конденсатообразованием.

Институт «Гипрониигаз» разработал рекомендации по применению укрупненных резервуарных установок сжиженного газа с использованием испарителей большой производительности, а также конструкцию установки пропано-воздушной смеси производительностью до 100 м³/ч, которая может использоваться и как резервный источник питания потребителей.

Комплекс мер по эксплуатации групповых баллонных и резервуарных установок включает систематическое наблюдение за состоянием наружных газопроводов и установок, а также периодическое их обслуживание.

Проверка герметичности резервуара осуществляется каждые пять лет путем бурения скважин на глубину заложения резервуара с последующей их приборной проверкой на загазованность. Применяемые приборы и система обслуживания весьма близки к природному газу.

При необходимости производится вскрытие резервуарных установок и газопроводов, замена поврежденных труб, заварка каверн, восстановление изоляционных покрытий.

При эксплуатации установок сжиженного газа необходимо пользоваться соответствующими инструкциями по техническому переосвидетельствованию подземных резервуаров, по техническому обслуживанию и ремонту резервуарных установок, по наполнению баллонов из автоцистерн, по ликвидации гидратных пробок и т. д.

9.4. ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

Система газоснабжения сжиженным газом включает: заводы-производители сжиженного газа, транспортировку газа до газонаполнительных станций (ГНС), доставку газа от ГНС до потребителя, групповые и индивидуальные установки сжиженного газа.

В такой системе газоснабжения главным звеном являются газонаполнительные станции, которые осуществляют прием, хранение и отпуск газа многочисленным потребителям.

Технологический процесс на ГНС характеризуется определенным количеством и однообразием операций, их тесной взаимосвязью, последовательностью и стационарным местом выполнения. Это создает благоприятные предпосылки для комплексной механизации и автоматизации процессов на ГНС.

На большинстве ГНС практикуется раздельное хранение сжиженных газов с повышенным содержанием бутана (до 60%) и технического пропана, а также раздельная подача их в баллоны и автоцистерны. Практикуется также одновременный слив из железнодорожных цистерн газов с разным процентным соотношением пропана и бутана.

Основные операции на газонаполнительных станциях: слив газа из железнодорожных цистерн в резервуары, наполнение баллонов и автоцистерн, заправка газобаллонных автомобилей.

Применение сжиженных газов на ГНС осуществляется следующими способами:

- за счет разности уровней, т. е. за счет использования гидростатического напора;

- с помощью насосов;

- путем создания избыточного давления в опорожняемом резервуаре с помощью компрессора, отсасывающего паровую фазу из заполняемого резервуара;

- с помощью подогрева верхнего слоя жидкости в опорожняемом резервуаре.

Один из наиболее распространенных способов перекачки газа — использование специальных насосов. Такой способ упрощает технологическую схему слива и налива газа, уменьшает рас-

ход электроэнергии, снижает величину капитальных вложений, повышает надежность эксплуатации. Однако для него требуются специальные самовсасывающие насосы или насосы, которые постоянно могут находиться под действием гидростатического напора столба жидкости. В большей степени этим требованиям соответствуют разработанные институтом «Гипронгаз» насосы типа НПСГ производительностью до 200 л/мин. Для перекачки большого количества сжиженных газов применяют нефтяные консольные насосы НК 65/35-70, НК 65/35-125 и НК 65/35-240 производительностью до 65 м³/ч и напором соответственно 70, 125 и 240 м столба жидкости, а также вихревые пятиступенчатые насосы НСГ 5/150 и НСГ 25/250 производительностью соответственно 5 и 25 м³/ч и напором 150, 250 м столба жидкости.

Перемещение сжиженных газов за счет использования гидростатического напора применяется обычно при заполнении подземных резервуаров из железнодорожных цистерн, а также розлива газа в баллоны. Для обеспечения нормальной работы и достаточной скорости слива необходимо создать разность давлений не менее 0,07—0,1 МПа, т. е. разница уровней должна быть не менее 13—20 метров. При компрессорном способе слива газов компрессор отсасывает паровую фазу из заполняемого резервуара и направляет ее в паровое пространство опорожняемой емкости. При этом сжиженный пропан-бутан перекачивается в емкость с меньшим давлением за счет разности давлений. Для сливо-наливных операций на ГНС используются компрессоры АВ-100, АУ-200, П 1/0 и др. На смену этим компрессорам приходят новые поколения поршневых компрессоров производительностью до 4,2 м³/мин.

Как показывает зарубежный и отечественный опыт, сливо-наливные операции на ГНС целесообразно производить с помощью испарителей, нагнетая при этом паровую фазу в специальные емкости, используемые в качестве растворов. Затем паровая фаза высокого давления используется на технологические нужды. Это особенно полезно в холодный период времени, когда снижается производительность компрессоров и затрудняются сливо-наливные операции.

Для слива сжиженных газов применяют также подогреватели ПСЖТ, предназначенные для подогрева газа перед наполнением баллонов на ГНС с целью создания в них избыточного давления, необходимого для проверки баллонов и вентилей на герметичность.

Один из способов применения сжиженных газов основан на использовании давления сжатых газов (азота, природного газа). Операции слива и налива газов при этом осуществляются за счет избыточного давления сжатого газа, который подается

в свободное от жидкой фазы пространство опорожняемого резервуара. В этом случае давление сжатого газа должно превышать упругость паров вытесняемых сжиженных газов и обеспечивать непрерывность потоков в технологических процессах.

При проведении сливо-наливных операций на ГНС важное значение имеет контроль за уровнем газа в резервуарах. Для этих целей применяли водомерные трубки, на смену которым пришли различные конструкции роторных индикаторов, поплавковых уровнемеров, скользящих трубок и визуальных указателей уровня.

Наиболее удобен в эксплуатации магнитный поплавковый уровнемер УПП-1, постоянно показывающий объем заполнения емкости, но передача результатов измерений на расстояние с помощью этого прибора затруднена.

Институтом «Гипронигаз» разработан уровнемер тиристорный, предназначенный для контроля уровня жидкой фазы в подземных и надземных резервуарах вместимостью 50 и 160 м³. Определение уровня жидкости производится в нескольких точках, а контролируемые уровни заполнения емкостей составляют 10, 30, 50, 70 и 85% от объема. Наиболее трудоемкими операциями на ГНС являются: разгрузка и погрузка баллонов к наполнительному устройству и к месту их погрузки в транспорт, наполнение баллонов, контроль наполнения баллонов и герметичности запорных устройств. Самая ответственная операция — наполнение баллонов — во многом определяет ритм всей технологической цепочки и всего технологического оборудования.

Наполнение баллонов производится на установках типа УНБН, УПНБ и карусельных агрегатах, которые используются в комплексе с напольными пластинчатыми или цепными транспортерами.

В настоящее время широкое распространение получают карусельные установки для наполнения 50-литровых баллонов УНК-04, применение которых в комплексе с транспортерами ГНЦ практически исключают ручной труд по перемещению баллонов.

Установка УНК-4 имеет следующие модификации:

на 18 постов производительностью 300 баллонов в час или примерно 15—20 тыс. тонн сжиженного газа в год;

на 24 поста производительностью 400 баллонов в час или более 20 тыс. тонн сжиженного газа в год.

На большинстве ГНС для контроля за ходом пополнения баллонов используют медицинские весы типа РП-150 МГ, на более мощных ГНС стали применяться радиоактивные установки с гамма-реле и посты автоматического контрольного взвешивания баллонов. Герметичность запорных устройств баллонов

после наполнения газом производится с помощью мыльной эмульсии, что связано с большими затратами ручного труда. Баллоны, поступающие на ГНС от потребителей, могут иметь неиспарившиеся остатки, которые перед наполнением баллонов необходимо сливать. Прежде всего слив производится из баллонов, подлежащих ремонту или техническому освидетельствованию. Для этих целей устанавливаются сливные поворотные станки с ручным или механическим приводом. Как показывает практика, наиболее трудоемкими операциями при ремонте баллонов являются: отвинчивание и завинчивание запорных устройств, пропарка баллонов, их гидравлическое и пневматическое испытание и окраска.

Отвинчивание и завинчивание вентилей и клапанов баллонов производят ключом КМББ-4, однако он не обеспечивает пневмозажим баллона, поэтому на смену этим ключам приходят установки отвинчивания УОВ-04 с пневмозажимом. Для пропарки баллонов используют установки УП-04, которые в настоящее время модернизируются и становятся более надежными в эксплуатации.

Освидетельствование баллонов осуществляется путем испытания их на прочность и герметичность. Для этих целей используют специальные стенды производительностью 30 баллонов в час. В настоящее время освоен выпуск новых модульных стендов для гидравлического испытания баллонов емкостью 50 л и производительностью 12, 24 и 36 баллонов в час. После гидравлического испытания проводится пневматическое испытание баллонов на специальных стендах производительностью 36 баллонов в час. Институтом «Гипронигаз» разработана новая технология испытания баллонов на прочность и герметичность сжиженным газом. Сущность нового метода заключается в том, что баллон, наполненный газом на 100%, опускается в камеру с горячей водой. В результате чего давление в баллоне повышается до 2,5 МПа. Баллон испытывают под этим давлением, затем давление снижают до 1,6 МПа, после чего баллон вынимают из камеры и осматривают. Если в процессе осмотра на поверхности баллона не будет обнаружено разрывов, течей, остаточных деформаций, потения в сварных швах, то баллон признается выдержавшим испытание.

Для окраски баллонов на ГНС применяют в основном окрасочные камеры с ручной окраской, краскопультом и сушкой в специальной камере. Для ГНС производительностью 20 тыс. тонн и более сжиженного газа в год разработана механизированная линия окраски баллонов производительностью 24 баллона в час.

По данным «Росстройгазификации» в настоящее время уровень механизации при наполнении баллонов составляет более 68%, при ремонте баллонов — более 72%. В перспективе все операции по наполнению и ремонту баллонов на ГНС подлежат полной механизации и автоматизации за счет внедрения средств механизации погрузочно-разгрузочных работ, установок слива газа, автоматизированных установок наполнения баллонов газом, установок для отвинчивания и завинчивания предохранительных клапанов и заглушек вентилей, конвейеров для транспортировки баллонов, постов для автоматического взвешивания, оборудования для проверки герметичности запорных устройств, поточной автоматизированной линии для окраски баллонов и другого современного оборудования. При этом все средства механизации будут увязаны в единый технологический процесс, т. е. комплексно-механизированную линию.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1. Измерение физических величин	5
1.1. Понятие о метрологии	5
1.2. Измерение параметров газа	6
1.3. Стандарты на газовое топливо	14
Глава 2. Горючие газы и их свойства	17
2.1. Состав природных газов	17
2.2. Основные законы газового состояния	20
2.3. Особенности природных газов	24
Глава 3. Устройство подземных газопроводов	28
3.1. Системы газораспределения городов	28
3.2. Трубы и их соединения	34
3.3. Арматура и материалы	48
3.4. Приемка и ввод газопроводов в эксплуатацию	67
Глава 4. Эксплуатация подземных газопроводов	74
4.1. Режим потребления газа	74
4.2. Техническое обслуживание газопроводов	77
4.3. Обнаружение утечек газа	84
4.4. Проверка технического состояния газопроводов	88
4.5. Ремонтные работы	98
4.6. Надежность систем газораспределения и подготовка их к работе в зимних условиях	104
Глава 5. Газорегуляторные пункты	107
5.1. Устройство газорегуляторных пунктов	107
5.2. Регуляторы давления	109
5.3. Предохранительные устройства и фильтры	122
5.4. Контрольно-измерительные приборы	130
5.5. Автоматизированные системы диспетчерского управления газовым хозяйством	142
5.6. Техническое обслуживание ГРП	148
Глава 6. Газовые горелки	162
6.1. Методы сжигания газа и классификация горелок	162
6.2. Диффузионные горелки	164
6.3. Инжекционные горелки	166
6.4. Горелки с принудительной подачей воздуха	172
6.5. Комбинированные горелки	173

Глава 7. Газовое оборудование жилых домов и коммунально-бытовых предприятий	174
7.1. Бытовые газовые плиты	174
7.2. Проточные водонагреватели	191
7.3. Емкостные водонагреватели	200
7.4. Аппараты отопительные газовые бытовые с водяным контуром	207
7.5. Автоматические устройства газовой аппаратуры и приборов	216
7.6. Газовые кипятильники, пищеварочные котлы, ресторанные плиты	226
7.7. Эксплуатация и ремонт газовой аппаратуры и оборудования	232
Глава 8. Газовое оборудование промышленных печей и котлов	243
8.1. Устройство газовых сетей	243
8.2. Сжигание газового топлива в промышленных печах	245
8.3. Сжигание газового топлива в котлах	248
8.4. Система автоматизации отопительных котлов АМКО	250
8.5. Контактные водонагреватели и котлы	258
Глава 9. Использование сжиженных углеводородных газов	265
9.1. Транспортирование и хранение сжиженных газов	265
9.2. Газобаллонные установки	266
9.3. Эксплуатация групповых установок сжиженного газа	270
9.4. Газонаполнительные станции сжиженного газа	272

Справочное издание

Кизимов Карл Гасанович

СПРАВОЧНИК РАБОТНИКА ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

Редактор *Л. А. Савина*

Художник *В. В. Сухарев*

Художественный редактор *А. Ю. Войткевич*

Технический редактор *М. Н. Яровицкая*

Компьютерная верстка *Н. С. Михайлова*

Оператор *В. Н. Новоселова*

Корректор *Т. И. Виталева*

Лицензия ИД № 06236 от 09.11.01.

Изд. № РЕНТ-288. Подп. в печать 02.12.05. Формат 60 × 88^{1/16}. Бум. офсетная.
Гарнитура Таймс. Печать офсетная. Объем 17,15 усл. печ. л. 17,56 усл. кр.-отт.
Тираж 3000 экз. Заказ № 5797.

ФГУП «Издательство «Высшая школа», 127994, Москва, ГСП-4,
Неглинная ул., 29/14.

Тел.: (095) 200-04-56

<http://www.vshkola.ru>. E-mail: info_vshkola@mail.ru

Отдел реализации: (095) 200-07-69, 200-31-47, факс: (095) 200-34-86.
E-mail: sales_vshkola@mail.ru

Отпечатано в ОАО ордена «Знак Почета»

«Смоленская областная типография им. В. И. Смирнова»,
214000, г. Смоленск, пр-т им. Ю. Гагарина, 2.