Справочник по газоснабжению.
Н. Г. Кулаков, И. А. Бережнов. 1968, стр. 320.

6С9.4(083)
К90

В справочнике обобщены нормативные документы по газоснабжению городов и других населенных мест, промышленных и коммунальных предприятий.

Описаны физико-химические свойства газов, материалы, изделия, оборудование, арматура, механизмы, приспособления и инструменты, применяемые при строительстве газопроводов. Приведены правила техники безопасности при строительстве газопроводов, эксплуатации газового хозяйства, организации труда на строительстве газопроводов, дано технико-экономическое обоснование систем газоснабжения.

Справочник рассчитан на инженерно-технических работников, прорабов, мастеров и рабочих, занятых на строительстве магистральных и городских газопроводов, а также на инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и эксплуатацией городских систем газоснабжения.

Таблиц 141, рисунков 69, библиографий 28.

УДК 696.2(031)

3—2—4
59—67

КИЕВСКАЯ КНИЖНАЯ ТИПОГРАФИЯ № 6.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В Советском Союзе основой газификации является природный газ, который применяется для газоснабжения городов и населенных пунктов.

Значительные резервы заложены в развитии газовой промышленности, которая имеет большие возможности для повышения технического прогресса всего народного хозяйства.

Газ используется во многих отраслях промышленности как технологическое топливо. Это позволяет не только заменять разные виды топлива, но и механизировать и автоматизировать операции, связанные с нагревом, увеличивать выпуск продукции и улучшать ее качество.

С развитием металлургии и нефтеперерабатывающей промышленности увеличивается производство искусственных газов, которые тоже находят широкое применение в промышленности. Искусственные газы получают в результате термической переработки твердого и жидкого топлива и подземной газификации угля.

Газификация городов и населенных пунктов при интенсивном жилищном строительстве является одним из условий повышения благосостояния народа.

Интенсивность производства газов в нашей стране объясняется ее высокими технико-экономическими показателями. Использование горючих газов в различных отраслях народного хозяйства обеспечивает значительное повышение эффектив-

ности тепловых установок, улучшает условия производства, увеличивает производительность труда и устраняет загрязнение воздуха городов.

В новой пятилетке 1966—1970 гг. предстоит построить 25 тыс. *км* магистральных газопроводов и дополнительно газифицировать 1000 городов и поселков, охватывающих более 80 млн. жителей в городах и 30 млн. в сельской местности.

Магистральные газопроводы и городские системы газоснабжения необходимо строить индустриальными методами, обеспечивающими более качественное выполнение работ, и в строгом соответствии с действующими строительными нормами и правилами.

Глава I. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Для газоснабжения городов и населенных пунктов используют естественные (природные) и искусственные горючие газы. Природные газы подразделяются на три группы.

Газы чисто газовых месторождений состоят в основном из метана и относятся к тощим газам. Тощие газы содержат тяжелых углеводородов, кроме этана, меньше 50 $г/м^3$. К тяжелым углеводородам в горючих газах относят этан, пропан, бутан, пентан и гексан.

Газы газоконденсатных месторождений представляют собой смесь сухого газа и конденсата (фракции, состоящей из лигроина, керосина, бензина, дизельного топлива и жидкого газа).

Попутные газы, получаемые одновременно с нефтью, являются смесью сухого газа с пропано-бутановой фракцией и относятся к категории жирных газов с содержанием тяжелых углеводородов более 150 $г/м^3$.

Искусственные горючие газы получаются в результате термической переработки твердого или жидкого топлива на газовых или коксохимических заводах и делятся на две группы.

Газы среднетемпературной (до 600° С) и высокотемпературной (около 1000° С) перегонки твердого или жидкого топлива без доступа воздуха (коксовый, сланцевый газы, газ пиролиза нефти и др.).

Газы безостаточной газификации, получаемые путем частичного сжигания твердого топлива в токе воздуха, кислорода или их смесей с водяным паром (газы подземной газификации, генераторный, водяной, доменный и др.).

Сжиженные газы представляют собой смесь тяжелых углеводородов, преимущественно пропана и бутана. Сырьевыми источниками для производства сжиженных газов являются попутные газы.

Таблица 1

Характеристика природных и основных искусственных газов (ГОСТ 5542—50)

Газы	Низшая теплота сгорания $Q_н^р$ в *ккал/нм³*	Удельный вес γ в *кг/нм³*
Природные:		
природные	7500—8800	0,72—0,94
попутные	8000—15000	0,84—1,94
Искусственные:		
коксовый	4100—4340	0,44—0,49
сланцевый высокотемпературный	3450—3750	0,86—0,98
генераторный из коксового топлива	1230—1545	1,12—1,2
водяной	2470	0,7—0,75
подземной газификации	860—1030	1,15—1,2
доменный	960—1160	1,2—1,3
пиролиза нефти	11000	1

Таблица 2

Основные компоненты горючих газов, их признаки и воздействие на организм человека

Газы	Химическая формула	Запах	Действие на организм человека
Метан	CH_4	Не имеет	Не ядовит, вызывает удушье при концентрации в воздухе до 10%
Этан	C_2H_6	То же	То же
Пропан	C_3H_8	»	Вызывает удушье при содержании в воздухе в количестве 10%, головокружение наступает в течение 2 *мин* вдыхания
Бутан	C_4H_{10}		То же
Водород	H_2		В высоких концентрациях вызывает удушье
Окись углерода	CO		Сильно ядовита, отравление происходит при содержании в воздухе 0,025%
Сероводород	H_2S	Сильный (тухлых яиц)	То же

Продолжение табл. 2

Газы	Химическая формула	Запах	Действие на организм человека
Углекислый	CO_2	Слегка кисловатый	При содержании в воздухе около 3% наблюдается учащенное дыхание, при содержании 10% наступает смерть
Азот	N_2	Не имеет	Вызывает удушье при концентрации в воздухе более 83%
Кислород	O_2	То же	Безвреден

Таблица 3

Состав и физико-химические свойства газов

Газы	Низшая теплота сгорания газа в *ккал/нм³*	Удельный вес при $t = 0°$ С и 760 *мм рт. ст.* в *кг/нм³*	Газовая постоянная R в *км/кг · град*	Динамическая вязкость $\mu \cdot 10^7$ при $t = 0°$ С и 760 *мм рт. ст.* в *кг · сек/м²*	Кинематическая вязкость $\gamma \cdot 10^6$ в *м²/сек*	Критические	
						температура в *град* С	давление в *кг/см²* (*ата*)
Метан	8555	0,717	52,85	11,02	15,10	—83	45,6
Этан .	15 226	1,356	28,20	9,38	6,86	34	50,2
Этилен .	14 107	1,261	30,22	10,30	8,08	10	52
Пропан	21 795	2,019	19,23	8,15	4,07	96	47
Н. Бутан	29 510	2,593	14,59	7,54	2,86	152,8	35,7
Окись углерода	3020	1,250	30,27	18,10	14,30	—141	35,9
Сероводород	5660	1,520	24,88	12,45	8,04	100	88,7
Водород	3050	0,090	420,53	8,98	98,20	—240	12,8
Ацетилен	14 070	1,162	32,56	10,40	8,80	30	61,6
Азот .	—	1,251	30,26	17,05	13,31	147	33,5
Кислород . .	—	1,429	26,48	19,65	13,49	—118	50
Углекислый	—	1,977	19,27	14,98	7,51	31	73

Примечание. Начиная с бутана, каждая химическая формула C_mH_n охватывает несколько углеводородов, отличающихся структурой.

Таблица 4

Характеристика горения газов

Газы	Для горения 1 м³ газа необходимо		Температура горения в *град* С		Низшая температура воспламенения в *град* С		Пределы взрываемости газа в смеси с воздухом в проц. по объему	Объем продуктов сгорания в м³ на 1 м³ газа при $\alpha = 1$		
	кислорода в м³	воздуха в м³ при $\alpha = 1$	теоретическая	фактическая	с воздухом	с кислородом		CO_2	H_2O	N_2
Метан	2,0	9,52	1980	1875	537—645	645	5,3—15,0	1	2	7,52
Этан	3,5	16,87	2150	1895	510—530	500	3,2—12,5	2	3	13.17
Этилен	3,0	14,28	2200	1975	450—510	485	2,8—16,0	2	2	11,28
Пропан	5,0	23,80	2300	1925	466—530	490	2,4—9,5	3	4	18,80
Н. Бутан	6,5	30,94	2080	1895	430—490	460	1,9—8,4	4	5	24,45
Окись углерода	0,5	2,38	—	2100	610—658	590	12,5—75,5	1	—	1,88
Сероводород	1,5	7,17	1900	—	290—487	220	4,3—45,5	1	1	5,64
Водород	0,5	2,38	—	2045	510—530	450	4,1—75,0	—	1	1,88
Ацетилен	2,5	11,90	—	2325	305—500	295	2,5—80,0	2	1	5,64

Примечание. Фактическая температура горения зависит от теплоотдачи топки, где происходит процесс сжигания газов.

Таблица 5

Основные свойства компонентов сжиженных углеводородных газов

Газы	Удельный вес паров в *кг/нм*³	Удельный вес жидкости при t=0° С и 760 *мм рт. ст.* в *кг/нм*³	Температура кипения при 760 *мм рт. ст.* в *град* С	Скрытая теплота испарения при 760 *мм рт. ст.*		Объем паров при t = 0° С и 760 *мм рт. ст.* в *нм*³	
				ккал/кг	*ккал/л*	с 1 *кг*	с 1 *л*
Этан	1,356	546	—88,5	116	54,8	0,745	0,310
Пропан	2,019	585	—42,1	102	52,4	0,510	0,269
Н. Бутан	2,703	600	—0,6	93,3	54,7	0,386	0,235
Изобутан	2,668	594	—10,2	91	51,2	0,386	0,229
Этилен	1,261	566	—103,7	115	52,8	0,800	0,340
Пропилен	1,915	609	—47,0	105	57,4	0,520	0,287
Н. Бутилен	2,500	646	—5,0	98	60,8	0,400	0,254
Н. Пентан	3,220	637	+36,2	86	—	0,312	0,198

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗА

Основными параметрами, определяющими состояние газа, являются давление, температура и удельный объем. В технических расчетах состояние газа называют нормальным при температуре 0° С и давлении 760 *мм рт. ст.* Объем газа обозначается *нм*³ (нормальный метр кубический).

К другим параметрам газа относятся удельный вес, вязкость, влажность, упругость паров, критические параметры, теплота сгорания, температура горения, воспламенения и т. д.

Давление — физическая величина, численно равная силе давления молекул газа, приходящейся на единицу площади.

В технике за единицу измерения давления принята техническая атмосфера *ат*. Следует различать давление абсолютное $P_{абс}$, отсчитываемое от абсолютного вакуума *(ата)*, и избыточное $P_{изб}$, отсчитываемое от существующего атмосферного давления *(ати)*,

$$P_{абс} = P_{бар} + P_{изб}, \qquad (1)$$

где $P_{бар}$ — атмосферное давление, измеряемое по барометру и равное (в расчетах) 1 *кг/см²*.

Избыточное давление измеряется с помощью пружинных, жидкостных и других манометров.

Единицами измерения давления являются *кг/см²*; *кг/м²*; *мм рт. ст.*; *мм. вод. ст.* Соотношение между этими единицами измерения давления следующее:

1 *ат* (техническая атмосфера) = 1 *кг/см²* = = 10 000 *кг/м²* = 10 000 *мм вод. ст.* = 735,56 *мм рт. ст.*; 1 *атм* (физическая атмосфера) = 1,033 *кг/см²* = = 10 330 *кг/м²* = 10 330 *мм вод. ст.* = 760 *мм рт. ст.*

Температура — это степень нагретости тела. Для измерения температуры применяются шкала Цельсия и шкала абсолютных температур. По шкале Цельсия точка плавления чистого льда обозначается 0° С, а точка кипения чистой воды при нормальном атмосферном давлении — 100° С. Нуль шкалы абсолютных температур лежит на 273° ниже нуля шкалы Цельсия. Перевод от шкалы абсолютных температур к стоградусной шкале Цельсия осуществляется по формуле

$$T = t + 273, \tag{2}$$

где T — абсолютная температура в *град* Кельвина;

t — температура в *град* Цельсия.

Объем v, занимаемый 1 *кг* газа, называется удельным и измеряется в *м³/кг*

$$v = \frac{V}{G}, \tag{3}$$

где V — объем газа в *м³*;

G — вес данного количества газа в *кг*.

Для определения какого-либо объема газа в *нм³* в нормальных условиях пользуются формулой

$$V_н = \frac{273V\,(P_а + P_г)}{760\,(273 + t_г)}, \tag{4}$$

где $V_н$ — объем газа в нормальных условиях;

$P_а$ — атмосферное давление в *мм рт. ст*;

$P_г$ — давление газа в *мм рт. ст.*;

$t_г$ — температура газа в *град* С.

Удельный вес γ в *кг* на 1 $м^3$ газа измеряется в $кг/м^3$

$$\gamma = \frac{G}{V} = \frac{1}{v}. \qquad (5)$$

Иногда удельный вес газа показывают по отношению к воздуху и называют его относительным удельным весом. При нормальных условиях относительный удельный вес газа $S = \frac{\gamma}{1{,}293}$, где 1,293 — удельный вес воздуха при нормальных условиях в $кг/нм^3$.

Глава II. ТРУБЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ

ТРУБЫ

Для сооружения наружных газопроводов применяются бесшовные и сварные трубы из малоуглеродистых и низколегированных сталей с максимальным содержанием углерода не более 0,27%. Минимальная величина относительного удлинения сталей должна быть не менее 18% пятикратных образцов.

Постоянной величиной для труб является наружный диаметр $D_н$, внутренний диаметр $D_{вн}$ — величина переменная, зависящая от толщины стенки.

Трубы для газопроводов выбирают по химическому составу и механическим свойствам. Трубы, характеризуемые по механическим свойствам, разрешается использовать только для газопроводов низкого давления. Трубы, поставляемые только с гарантией гидравлического испытания (без нормирования химического состава и механических свойств), для сооружения газопроводов не пригодны. Трубы должны выдерживать гидравлическое испытание на давление в *кг/см*^{2} равное, но не менее

$$P = \frac{200SR}{D_{вн}}, \qquad (6)$$

где S — минимальная толщина стенки в *мм*;

R — допускаемое напряжение в *кг/см*^{2}, соответствующее 85% предела текучести;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр труб в *мм*.

Трубы газопроводов должны выдерживать при испытании гидравлическое давление при $D_н$ до 102 *мм* — 60 *кг/см*^{2}; при $D_н$ более 102 *мм* — 30 *кг/см*^{2}.

Таблица 6

Химический состав сталей труб для магистральных газопроводов, изготовляемых по специальным ТУ

Содержание элементов в проц.	Марка стали					
	14ГН	15ГН	14ХГС	17ГС	19Г	10Г2СД (МК)
Углерод (С)	0,11—0,17	0,12—0,18	0,11—0,16	0,15—0,2	0,16—0,22	До 0,12
Марганец (Mn)	0,75—1,2	1,0—1,4	0,6—1,2	1,0—1,4	0,8—1,15	1,3—1,65
Кремний (Si)	0,2—0,5	0,3—0,6	0,4—0,7	0,4—0,6	0,17—0,37	0,6—0,9
Медь (Cu)	До 0,3	До 0,3	До 0,3	0,3	До 0,3	0,15—0,4
Хром (Cr)	» 0,4	» 0,3	0,5—0,8	До 0,3	» 0,3	До 0,25
Сера (S)	» 0,04	» 0,04	До 0,04	» 0,04	» 0,04	» 0,045
Фосфор (P)	» 0,04	» 0,04	» 0,04	» 0,04	» 0,04	» 0,04
Никель (Ni)	0,5—0,8	0,4—0,8	» 0,3	» 0,3	» 0,3	» 0,3

Таблица 7

Механические свойства сталей, применяемых для труб газопроводов (ГОСТ 380—60 * и ГОСТ 1050—60 *)

Марка стали	Предел текучести	Временное сопротивление разрыву в кг/мм² не менее	Относительное удлинение в проц.
10	21	34	24
15	23	38	22
20	25	42	21
Ст.2	22	34	24
Ст.3	25	38	22
Ст.4	26	42	21

Таблица 8

Механические свойства электросварных прямошовных труб, изготовляемых по специальным ТУ

Марка стали	Пределы в *кг/см²*		Удлинение на 5-кратных образцах не менее в проц.	Ударная вязкость не менее *кг·м/см²* (образец 10×10×55 *мм*)	Испытательное давление $P_{пр}$ (избыточн.) трубы $l = 6$ *м* в *кг/см²*
	текучести не менее	прочности не менее			
10Г2СД (МК)	38	52	18	3 при —20° С	85
14ХГС, 14ГН	35	50	18	3 при —20° С	85 и 80 *
14ХГС, 19Г, 14ГН	35 и 34 *	50 и 48 *	18 и 16 *	3 при —40° С	65,80 **
15ГН, МК, 17ГС		47 (до 10% труб в партии)	(не более 3% труб в партии)	(2,4 факт. для труб по чМТУ УкрНИТИ 203—60 и чМТУ УкрНИТИ 524—63 для 19Г $D_у$ - 720 и 820)	76,65 80 и 85 **
19Г, 14ГН 15ГН, 17ГС	34	50 и 48	18 и 14 * (не более 10% труб в партии)	3 при —40° С (2,5 факт. для чМТУ УкрНИТИ 203—60 и чМТУ УкрНИТИ 524—63 для 19Г $D_у$ - 720 и 820)	65; 75; 85
17ГС по СТУ62 01 170—64	35	50	20	2,5 при —40° С	67
14ХГС	35	50	19	2,5 при —40° С	66 (δ=11,2 *мм*)
14ГН, 19Г	33	47	18 и 17 * (не более 5% труб в партии)	3,0 (факт.)	67(δ = 12,0 *мм*)
15ГН по СТУ62 01 169—64	35	50	20	2,5 при —40° С	67

Примечание. Одной звездочкой * помечены трубы Харцызского завода, двумя ** — трубы из стали марок 19Г и 14ГН.

Таблица 9

Характеристика труб для сооружения газопроводов

Условный проход D_y в *мм*	ГОСТ или ТУ	Марка стали	Трубы	Толщина стенок труб в *мм*	
				минимальная	максимальная
Магистральные газопроводы					
До 300 включительно	ГОСТ 8734—58 **	В ст.2, В ст.3, В ст.4 (подгруппа В, с учетом требований п. 19 по ГОСТ 380—60 *)	Холоднокатаные и холоднотянутые	4	12
Свыше 300 до 426 включительно	ГОСТ 8732—58 **	08, 10, 15 и 20 (группа I с учетом требований п. 8 по ГОСТ 1050—60 * ГОСТ 4543—61 * ГОСТ 5058—65)	Горячекатаные с повышенной точностью изготовления по диаметру и толщине стенок	5	11
529	чМТУ-УкрНИТИ 203—60 и ВСТУ 62-29—61 с учетом изменения № 1; УкрНИТИ-182—60; чМТУ 5697—56	10Г2СД (МК)	Электросварные прямошовные	6	7
		14ХГС, 14ГН			8
					9
720		14ХГС, 19Г			8
		14ГН, 15ГН			9
		МК, 17ГС			10
820	ВТУ 06-ОС —58	19Г, 14ГН, 15ГН, 17ГС			9
					10
					11

Продолжение табл. 9

Условный проход D_y в *мм*	ГОСТ или ТУ	Марка стали	Трубы	Толщина стенок труб в *мм*	
				минимальная	максимальная
1020	чМТУ УкрНИТИ 467—63 чМТУ УкрНИТИ 452—63 $\frac{\text{СТУ62}}{01}$ 169—64	14ГН 14ХГС 16ГН			12 11,2; 11,2—12,4
	$\frac{\text{СТУ62}}{01}$ 170—64	17ГС 19ГН			11,2—14,12, 14
1020	чМТУ УкрНИТИ 451—63	—	Электросварные спиральношовные	6	10 11 12
720	чМТУ УкрНИТИ 524—63	17ГС	Электросварные прямошовные	6	7,5 8 9 10 11
820	чМТУ УкрНИТИ 524—63	17ГС	То же	6	8,5 9 10 11
400—900	ГОСТ 10704—63 групп А и В предпочтительно применять для газопроводов группы А	Углеродистая марки В ст.2, В ст.3, В ст.4 (подгруппа В ГОСТ 380—60 с учетом требований п. 19) или низколегированной конструк-	Электросварные прямошовные	Надземные 3 подземные 3 подводные 5 и на 2 больше расчетной	5—9

		ционной 10Г2СД (МК), 14ХГС, 19Г, 24Г по ГОСТ 5058—65			
400—700	ГОСТ 8696—62 групп А, Б, В предпочтительно А и Б	Ст.2; ст.3; ст.3 кп; М12 кп; М18 кп и М18 до ГОСТ 380—60 *	Электросварные спиральношовные	6	6—10
27—127	ГОСТ 10704—63 групп А и В	То же, что и ГОСТ 10704—63 для $D_у = 400$—900 *мм* давлением до 3 *кг/см²*	Электросварные прямошовные	2,5	2,5—5
15—150	ГОСТ 3262—62	Мягкая, хорошо сваривающаяся сталь ГОСТ 380—60 *	Водогазопроводные, укладывать только на прямых участках	2,5	2,5—5,5

Внутренние городские и промышленные газопроводы

20—800	ГОСТ 8732—58 **	Низкоуглеродистые марки В ст.2, В ст.3 В ст.4 ГОСТ 380—60 **, подгруппа В с учетом требований п. 19 и ГОСТ 1050—60 *, ст.08, 10, 15	Бесшовные горячекатаные	2,5	2,5 и выше
10—200	ГОСТ 8734—58 **		Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные	2	2 и выше
10—150	ГОСТ 3262—62	и 20 группа I с учетом требований п. 8	Водогазопроводные легкие обыкновенные и усиленные черные	2	2 и выше

Продолжение табл. 9

Условный проход D_y в мм	ГОСТ или ТУ	Марка стали	Трубы	Толщина стенок труб в мм	
				минимальная	максимальная
25—150	ГОСТ 10704—63 группа А и В		Электросварные прямошовные	2	2 и выше
400—1600	ГОСТ 10704—63 (сортамент) ГОСТ 10706—63 технические требования			4	4 и выше
	Наружные городские и промышленные газопроводы				
25—400	ГОСТ 8732—58 **	В ст.2, В ст. 3, В ст. 4 (подгруппа В с учетом выполнения требований п. 19 ГОСТ 380—60 *) и 08, 10, 15 и 20	Бесшовные горячекатаные	Надземные и подземные 3 Подводные 5 и на 2 больше расчетной	3—9
30—110	ГОСТ 8734—58 **	Группа 1 с учетом выполнения требований п. 8 ГОСТ 1050—60 * и ГОСТ 4543—61 *	Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные	То же	3—5
4—24	ГОСТ 8734—58 **			Для импульсных трубопроводов 2	2—3

Примечания: 1. Трубы из низколегированной стали марок 10Г2СД (МК), 14ХГС, 19Г, 24Г, ГОСТ 5058—65 * по качеству изготовления должны соответствовать ГОСТ 10706—63. 2. Завод-поставщик обязан выдать сертификат (в двух экземплярах), где указывается: номинальный размер труб; номер ТУ, по которым изготовлены трубы; марка стали; номер партии и номера плавок, вошедших в партию; результаты механических и гидравлических испытаний. 3. Каждая труба для магистральных газопроводов испытывается на заводе гидравлическим давлением, равным 90% предела текучести металла трубы.

Таблица 10

Трубы стальные бесшовные горячекатаные (ГОСТ 8732—58 **)

Наружный диаметр $D_н$ в *мм*	Теоретический вес 1 *м* труб в *кг* при толщине стенок в *мм*									
	3,5	4	4,5	5	5,5	6	7	8	9	10
45	3,58	4,04	4,49	4,93	5,36	5,77	6,56	7,30	7,99	8,63
57	4,62	5,23	5,83	6,41	6,99	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59
76	6,26	7,10	7,93	8,75	9,50	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28
83	6,86	7,79	8,71	9,62	10,51	11,39	13,12	14,80	16,42	18,00
89	7,38	8,38	9,38	10,36	11,33	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48
102	8,50	9,67	10,82	11,96	13,09	14,21	16,40	18,55	20,64	22,69
108	—	10,26	11,49	12,70	13,90	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17
114	—	10,85	12,15	13,44	14,72	15,98	18,47	20,94	23,31	25,65
127	—	12,13	13,59	15,04	16,48	17,90	20,72	23,48	26,19	28,85
133	—	12,73	14,26	15,78	17,29	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33
140	—	—	15,04	16,65	18,24	19,83	22,96	26,04	29,08	32,06
146	—	—	15,70	17,39	19,06	20,72	24,00	27,23	30,41	33,54
152	—	—	16,37	18,13	19,87	21,60	25,03	28,41	31,74	35,02
159	—	—	17,15	18,99	20,82	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75
168	—	—	—	20,10	22,04	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97
219	—	—	—	—	—	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54
273	—	—	—	—	—	—	45,92	52,28	58,60	64,86
325	—	—	—	—	—	—	—	62,54	70,14	77,68
377	—	—	—	—	—	—	—	—	81,68	90,51
426	—	—	—	—	—	—	—	—	92,55	102,59
480	—	—	—	—	—	—	—	—	104,52	115,90
500	—	—	—	—	—	—	—	—	108,96	120,83

Примечания: 1. Трубы должны поставляться длиной 4—12,5 *м*. 2. Теоретический вес определен по формуле $P \doteq 0{,}02366 \cdot S\ (D_н - S)$.

Таблица 11

Трубы стальные бесшовные холоднокатаные и холоднотянутые (ГОСТ 8734—58 **)

Наружный диаметр $D_н$ в *мм*	Теоретический вес 1 *м* труб в *кг* при толщине стенки в *мм*									
	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5
14	0,592	0,709	0,814	0,906	0,986	—	—	—	—	—
18	0,789	0,956	1,11	1,25	1,38	1,50	1,60	—	—	—
20	0,888	1,08	1,26	1,42	1,58	1,72	1,85	1,97	2,07	—
25	1,13	1,39	1,63	1,86	2,07	2,28	2,47	2,64	2,81	—
32	1,48	1,76	2,15	2,46	2,76	3,05	3,33	3,59	3,85	4,09
38	1,78	2,19	2,59	2,98	3,35	3,72	4,04	4,41	4,76	5,05
45	2,12	2,62	3,11	3,58	4,04	4,49	4,93	5,36	5,77	6,17
50	2,37	2,93	3,48	4,01	4,54	5,05	5,55	6,04	6,51	6,97
60	2,86	3,55	4,22	4,88	5,52	6,16	6,78	7,39	7,99	8,58
70	3,35	4,16	4,96	5,74	6,51	7,27	8,01	8,75	9,47	10,18
75	3,60	4,46	5,32	6,17	7,00	7,82	8,62	9,41	10,18	10,96
80	3,48	4,77	5,69	6,60	7,49	8,37	9,24	10,07	10,91	11,75
85	4,09	5,08	6,06	7,04	7,98	8,93	9,86	10,75	11,65	12,55
90	4,34	5,39	6,43	7,47	8,47	9,49	10,47	11,42	12,39	13,35
100	4,83	6,00	7,17	8,32	9,46	10,59	11,71	12,77	13,87	14,95
110	5,32	6,62	7,92	9,19	10,46	11,70	12,93	14,19	15,40	16,60
125	6,06	7,54	9,02	10,50	11,91	11,37	14,80	16,15	17,55	19,02
150	—	—	10,85	12,65	14,39	16,11	17,85	19,55	21,25	23,00
170	—	—	—	14,31	16,31	18,35	20,30	22,25	24,27	26,21
200	—	—	—	—	19,67	21,65	24,00	26,38	28,70	31,02

Таблица 12

Трубы стальные электросварные (ГОСТ 10704—63)

Наружный диаметр $D_н$ в мм	Теоретический вес 1 м труб в кг при толщине стенки в мм								
	2	2,5	3	3,5		4,5		5,5	6
18	0,789	—	—	—	—	—	—	—	—
20	0,888	—	—	—	—	—	—	—	—
25	1,13	1,39	—	—	—	—	—	—	—
32	1,48	1,82	2,15	—	—	—	—	—	—
38	1,78	2,19	2,59	—	—	—	—	—	—
40	1,87	2,31	2,74	—	—	—	—	—	—
45	2,12	2,62	3,11	—	—	—	—	—	—
50	2,37	2,93	3,48	4,01	—	—	—	—	—
57	2,71	3,36	4,00	4,62	—	—	—	—	—
60	2,86	3,55	4,22	4,88	5,52	—	—	—	—
70	3,35	4,16	4,96	5,74	6,51	—	—	—	—
76	3,65	4,53	5,40	6,26	7,10	7,93	8,75	9,56	
89	4,29	5,33	6,36	7,38	8,38	9,38	10,36	11,32	—
95	4,59	5,70	6,81	7,90	8,98	10,04	11,10	12,14	—
102	4,93	6,13	7,32	8,50	9,67	10,82	11,96	13,09	—
108	—	6,50	7,77	9,02	10,26	11,49	12,70	13,90	—
114	—	6,87	8,21	9,54	10,85	12,15	13,44	14,72	—
133	—	8,04	9,62	11,18	12,73	14,26	15,78	17,29	—
140	—	8,48	10,13	11,78	13,42	15,04	16,65	18,24	—
152	—	9,22	11,02	12,82	14,60	16,37	18,13	19,87	—
159	—	9,65	11,54	13,42	15,29	17,15	18,99	20,82	22,64
168	—	—	12,21	14,20	16,18	18,14	20,10	22,04	23,97
194	—	—	—	16,44	18,74	21,03	23,31	25,57	27,82
219	—	—	—	18,60	21,21	23,30	26,39	28,96	31,52
245	—	—	—	—	23,77	26,69	29,59	32,48	35,36

Продолжение табл. 12

Наружный диаметр $D_н$ в мм	Теоретический вес 1 м труб в кг при толщине стенки в мм								
	2	2,5	3	3,5	4	4,5		5,5	6
273	—	—	—	—	26,53	29,80	33,04	36,28	39,51
299	—	—	—	—	29,10	32,68	36,25	39,81	43,35
325	—	—	—	—	31,66	35,57	39,46	43,33	47,20
377	—	—	—	—	36,79	41,34	45,86	50,39	54,89
426	—	—	—	—	41,63	46,77	51,91	57,03	62,14
530	—	—	—	—	51,88	58,31	64,73	71,14	77,53
630	—	—	—	—	61,75	69,41	77,06	84,70	92,33
720	—	—	—	—	—	—	88,17	96,91	105,70
820	—	—	—	—	—	—	100,50	110,47	120,50
920	—	—	—	—	—	—	112,80	124,03	135,20
1020	—	—	—	—	—	—	125,20	137,60	150,00
1220	—	—	—	—	—	—	—	164,72	179,60
1420	—	—	—	—	—	—	—	191,85	209,20

Примечание. Трубы должны поставляться длиной 5—18 м.

Таблица 13

Трубы стальные электросварные со спиральным швом (ГОСТ 8696—62)

Условный проход $D_у$ в *мм*	Наружный диаметр $D_н$ в *мм*	Теоретический вес 1 *м* труб в *кг* при толщине стенки в *мм*								
		4	5	6		8	9	10	11	12
400	426	42,25	52,69	63,08	73,41	83,7	—	—	—	—
450	480	47,66	59,45	71,18	82,87	94,51				
500	530	52,66	65,70	78,69	91,63	104,52	117,4			
600	630	—	78,22	93,71	109,1	124,5	139,9	155,2		
700	720	—	89,48	107,2	124,9	142,6	160,2	177,7	195,2	212,6
800	820	—	102	122,3	142,4	162,6	182,7	202,7	222,7	242,7
900	920	—	—	—	—	182,6	205,2	227,8	250,3	272,7
1000	1020	—	—	—	—	202,6	27,7	252,8	277,8	302,8
1200	1220	—	—	—	—	—	—	—	332,9	362,8

Примечание. Трубы должны поставляться длиной 10—18 *м*.

Таблица 14

Трубы стальные водогазопроводные (газовые) ГОСТ 3262—62

Условный проход $D_у$	Наружный диаметр $D_н$	Трубы						$D_н$ резьбы в основной плоскости в *мм*	Длина до сбега в *мм*			Гладкообразные легкие под накатку резьбы		
				обыкновенные		усиленные			конической резьбы	цилиндрической резьбы		$D_н$ трубы в *мм*	толщина стенки в *мм*	вес 1 *м* в *кг*
		толщина стенки в *мм*	вес 1 *м* в *кг*	толщина стенки в *мм*	вес 1 *м* в *кг*	толщина стенки в *мм*	вес 1 *м* в *кг*			длинной	короткой			
10	17,0	2,0	0,74	2,2	0,80	2,8	0,98	—	—	—	—	16	2,0	0,69
15	21,3	2,5	1,16	2,8	1,28	3,2	1,43	20,956	15	14	9,0	20	2,5	1,08
20	26,8	2,5	1,50	2,8	1,66	3,2	1,86	26,442	17	16	10,5	26	2,5	1,45
25	33,5	2,8	2,12	3,2	2,39	4,0	2,91	33,250	19	18	11,0	32	2,8	2,02
32	42,3	2,8	2,73	3,2	3,09	4,0	3,78	41,912	22	20	13,0	41	2,8	2,64
40	48,0	3,0	3,33	3,5	3,84	4,0	4,34	47,805	23	22	15,0	47	3,0	3,26
50	60,0	3,0	4,22	3,5	4,88	4,5	6,16	59,616	26	24	17,0	59	3,0	4,14
70	75,5	3,2	5,71	4,0	7,05	4,5	7,88	75,187	30	27	19,5	74	3,2	5,59
80	88,5	3,5	7,34	4,0	8,34	4,5	9,32	87,887	32	30	22,0	—	—	—
90	101,3	3,5	8,44	4,0	9,60	4,5	10,74	100,334	35	33	26,0	—	—	—
100	114,0	4,0	10,85	4,5	12,15	5,0	13,44	113,034	38	36	30,0	—	—	—
125	140,0	4,0	13,42	4,5	15,04	5,5	18,24	138,435	41	38	33,0	—	—	—
150	(165,0)	4,0	15,88	4,5	17,81	5,5	21,63	163,836	45	42	36,0	—	—	—

Примечания: 1. Вес труб взят без муфт. 2. Трубы должны поставляться длиной 4—12 *м*.
3. Число ниток на 1 *м* труб $D_у = 15$ и 20 *мм* — 14, остальных — 11.

АРМАТУРА

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При выборе арматуры для установки на газопроводах следует учитывать следующие свойства металла и воздействия на него газообразной среды: уплотнительные кольца из резины и кожи применяются в арматуре вентильного типа при температуре среды до 50° С и давлении до 10 *кг/см*^{2}; уплотнительные кольца из баббита рекомендуются для вентильной арматуры сжиженного газа; уплотнительные кольца из нержавеющей стали стойки в среде горючего газа, при длительном хранении его, обладают большой стойкостью против коррозии; содержание сероводорода в горючем газе не должно превышать 2 *г* на 100 *м*^{3} (ГОСТ 5542—50 *), поэтому рекомендуется на газопроводы горючего газа устанавливать арматуру из медных сплавов (квартирные газопроводы у газовых приборов); при горючем газе со значительным содержанием сероводорода рекомендуется применять арматуру из черных металлов со вставными кольцами из нержавеющей стали; арматура чугунная может применяться при давлении горючего газа, на которое она рассчитана, но не более 16 *кг/см*^{2}; арматура чугунная при установке не должна работать во фланцах на изгиб.

По способу присоединения к трубопроводу газовая арматура подразделяется на фланцевую, муфтовую, цапковую и с концами под сварку.

По способу управления приводом арматура подразделяется на неавтоматического и автоматического управления. В зависимости от энергии привода различают арматуру: с ручным приводом, с механическим приводом, самодействующую, действующую без посторонних источников энергии (когда используется энергия самой среды в результате изменения регулируемого параметра).

По назначению арматура подразделяется на следующие виды: запорная — для периодических отключений; предохранительная — для предупреждения повышения давления более допустимого; обратного действия — для предотвращения обратного движения газа против рабочего; аварийная и отсечная — для автома-

тического прекращения движения газа к аварийному участку и мгновенного отключения оборудования при изменении заданного контролирующего параметра; конденсатоотводная — для автоматического удаления конденсата из газопровода и оборудования.

Наружные необработанные поверхности арматуры (кроме приводных устройств) окрашиваются в следующие цвета:

Сталь углеродистая	Серый
» легированная	Синий
» кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
Чугун ковкий, чугун серый	Черный

Для соединительных частей арматуры ГОСТ 356—59* установлены соотношения между условным $P_у$, пробным $P_{пр}$ и рабочим $P_р$ давлением.

Условное давление соответствует рабочему при температуре рабочей среды до 200° С. Если температура рабочей среды 200° С и более, то рабочее давление должно быть меньше условного.

Таблица 15

Соотношение давлений (ГОСТ 356—59)

Давление в *кг/см²*		Давление рабочее в *кг/см²* максимально допустимое при температуре рабочей среды в *град* С в арматуре								
		из чугуна				из углеродистой стали				
условное	пробное	120	200	250	300	200	225	250	275	300
1	2	1	1	1	1	1	1	1	0,9	0,9
2,5	4	2,5	2,5	2	2	2,5	2,4	2,2	2,1	2
4	6	4	3,6	3,4	3,2	4	3,8	3,6	3,4	3,2
6	9	6	5,5	5	5	6	6	5,6	5,3	5
10	15	10	9	8	8	10	9,5	9	8,5	8
16	24	16	15	14	13	16	15	14	13	12,5
25	38	25	23	21	20	25	24	22	21	20
40	60	40	36	34	32	40	38	36	34	32
64	96	—	—	—	—	64	60	56	53	50

Условный проход в арматуре $D_у$ (ГОСТ 355—52)— это номинальный размер диаметра прохода в его присоединительных патрубках, который должен быть примерно равен внутреннему размеру подсоединяемой трубы при данном давлении.

Таблица 16

Условные проходы и размер трубной резьбы труб и арматуры

Условный проход $D_у$ в *мм*	Трубная резьба в дюймах	Условный проход $D_у$ в *мм*	Трубная резьба в дюймах
6	—	70	$2\frac{1}{2}$
8	$\frac{1}{4}$	80	3
10	$\frac{3}{8}$	100	4
15	$\frac{1}{2}$	125	5
20	$\frac{3}{4}$	150	6
25	1	175	—
32	$1\frac{1}{4}$	200	—

Арматура, выпускаемая заводами, обозначается четырьмя характеристиками, из которых первая обозначает вид арматуры и отдельно изготовленных приводов в соответствии с таблицей; вторая — материал корпуса арматуры; третья — фигуру, характеризующую конструктивные особенности изделия в пределах таблицы; четвертая — материал уплотнительных поверхностей изделия.

Таблица 17

Характеристика арматуры (СНиП I-Г. 8—66)

Первая		Вторая	Третья	Четвертая
Вид арматуры	Обозначение	Материал корпуса		Уплотнительные поверхности изделия
Вентили запорные	14 и 15	Сталь углеродистая с	При двухзначном числе обозначает номер фигуры в таблице	Латунь и бронза бр Нержавеющая сталь нж Резина р
Краны пробко-спускные	10	Сталь легированная лс	Последние два числа обозначают номер фигуры, первое — вид привода	Эбонит э Баббит бт
Краны для трубопроводов	11	Сталь кислотостойкая и нержавеющая нж	При наличии привода характеристика состоит не из двузначного числа	
Задвижки —	30 и 31			Нет специальных уплотнительных колец, уплотнительная поверхность протачивается на корпусе или затворе бк
Затворы	32	Чугун серый ч		
Клапаны обратные подъемные	16	Чугун ковкий кч		
Клапаны предохранительные	17	Латунь и бронза б		
Клапаны редукционные	18	Алюминий а		Нитрированная сталь нг
Клапаны обратные поворотные	19	—		Кожа к

Клапаны регулирующие	25	—		Винипласт вп Пластмассы п
Конденсатоотводчики	45	—		—
Инжекторы	40	—		—

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АРМАТУРЫ (СНиП I-Г. 8—66)

Таблица 13

Задвижки, краны, вентили

Арматура	Условный проход D_y в мм	Давление в кг/см² $P_{раб}$	Давление в кг/см² $P_{пр}$	ГОСТ или условное обозначение	Материал и конструктивные особенности	Назначение и рабочая среда
Задвижки						
Параллельные с выдвижным шпинделем двухдисковые:					Корпус, крышка, клин — чугун, шпиндель — сталь, втулка резьбовая — латунь, прокладки — паранит	На всех газопроводах низкого и среднего давления, внутренней надземной и подземной прокладке
с маховиком	50—400	4	6	30ч7бк		
с электроприводом взрывобезопасные	50—400	4	6	30ч907бк		
Клиновые с невыдвижным шпинделем двухдисковые с маховиком	50—600	6	9	30ч17бк	Корпус, диски, крышка — чугун; шпиндель, подпятник — сталь; прокладки — паранит	На газопроводах низкого, среднего и высокого давления, внутренней, надземной и подземной прокладке
	150—250	4	6	30ч27бк		

Продолжение табл. 18

Арматура	Условный проход D_y в мм	Давление в кг/см² $P_{раб}$	Давление в кг/см² $P_{пр}$	ГОСТ или условное обозначение	Материал и конструктивные особенности	Назначение и рабочая среда
Клиновые с выдвижным шпинделем двухдисковые:					Корпус — углеродистая сталь; уплотнительные кольца — хромистая сталь 2Х13 или 3Х13 шпиндель — нержавеющая сталь	На газопроводах, транспортирующих газообразные и жидкие нефтяные среды различной коррозионной активности, а также газ при надземной и подземной прокладке
с маховиком	50—600	16	24	ЗКЛ-2		
		40	60			
	50—200	16	24	КЗЛ		
с электроприводом взрывобезопасные	50—600	16	24		Углеродистая сталь марок 20Л и 25Л	
		40	60			
		64	96	ЗКЛПЭ		
Клиновые с выдвижным шпинделем двухдисковые:					Корпус, крышка и клин — стальное литье; шпиндель — сталь	На газопроводах, транспортирующих газы при надземной и подземной прокладке
с маховиком	50—250	25	38	30с64нж 64нж		
с редуктором	300	25	38	30с564нж		
с электроприводом взрывобезопасные	150 и 200					
	250 и 300					
	1000/800	25	38	30с964нж		

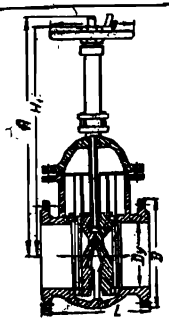
Краны						
Проходные натяжные газовые муфтовые с ограничением поворота пробки	15 20 25 32	1,0	2,0	11Б11бк	Корпус и пробка — латунь или бронза; шайбы и гайки—сталь; изготовляются с барашками	На внутренних газопроводах среднего давления, импульсных трубопроводах, наружных надземных газопроводах при транспортировании газа
	15 20 25	1,0	2,0	11Б10бк	То же	То же, низкого давления
	25 32 40 50 70 80	1,0	2,0	11ч3бк	Корпус и пробка — чугун; шайба и гайка — сталь	
	25 32 40 50 70 80	1,0	2,0	11ч5бк	Корпус, пробка — чугун	То же, и на подземных газопроводах среднего давления
Сальниковые	10 15 20	10	15	11Б6бк	Корпус, пробка — чугун; набивка — пенька пропитанная	На внутренних газопроводах среднего давления при транспортировании газа
	25; 32	10	15	11ч6бк		
	40; 50	10	15	11ч8бк	Корпус и пробка — чугун	На внутренних газопроводах среднего давления, импульсных трубопроводах (D =15 и 20 *мм*), на надземных и подземных газопроводах, транспортирующих газ
Пробковые со смазочным устройством	25; 32 40; 50 70; 80 15; 20 25; 32 40; 50 70; 80 100	6	9	11ч7бк	То же	

Продолжение табл. 18

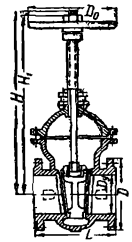
Арматура	Условный проход D_y в мм	Давление в кг/см²		ГОСТ или условное обозначение	Материал и конструктивные особенности	Назначение и рабочая среда
		$P_{раб}$	$P_{пр}$			
Со смазкой	50, 80 100	16, 40 64	24, 60 96	КСР	Корпус, крышка, червяк — сталь; пробка — чугун модифицированный, мембрана — сталь кислотостойкая	На внутренних газопроводах высокого давления
Со смазкой и червячной передачей	80, 100 150, 200, 300	64	96	11с320бк		
Вентили						
Запорные фланцевые с маховиком	25, 32 40, 50	10	15		Корпус, крышка — чугун ковкий, золотник — латунь, сталь, ковкий чугун; шпиндель — сталь	На газопроводах низкого и среднего давления
Цапковые запорные	6,10	25	38	15кч19п 15кч19бр 15с13бк	Корпус, шпиндель, сальник, гайка накидная — сталь; золотник — сталь нержавеющая; маховик — пластмасса, чугун	На трубопроводах для жидких газов
С наружной резьбой шпинделя фланцевые	25, 32 40, 50 70, 80	25	38	15с16бт	Корпус, крышка, сальник — ковкий чугун; золотник, шпиндель—сталь	На газопроводах внутренних и наружных низкого и среднего давления
Муфтовый	15, 20 25, 32 40,50	16	24	15кч18бр 15кч18р 15кч18к	Корпус, крышка — ковкий чугун; золотник — латунь, сталь, ковкий чугун; шпиндель — сталь	На газопроводах

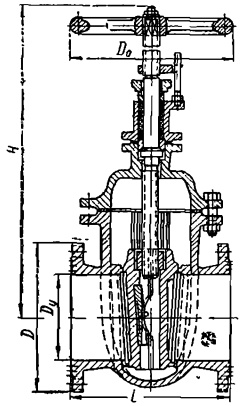
Таблица 19

Размеры и вес задвижек

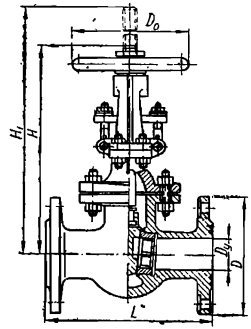
Наименование и тип	Параметры максимальные: t в °С	Параметры максимальные: $P_р$ в кг/см²	Эскиз	Условный проход $D_у$ в мм	Размеры в мм: L	D	D_0	H	H_1	l	Вес в кг
Запорные параллельные с выдвижным шпинделем двухдисковые 30ч7бк ГОСТ (8437—63)	100	4		50	180	160	160	350	295	—	18,4
				80	210	195	160	435	350	—	32,5
				100	230	215	200	515	405	—	41,5
				125	255	245	240	635	495	—	60
				150	280	280	240	715	560	—	73
				200	330	335	280	900	690	—	125
				250	450	390	320	1080	825	—	185
				300	500	440	360	1265	955	—	260
				350	550	500	400	1490	1130	—	360
				400	600	565	500	1675	1250	—	490

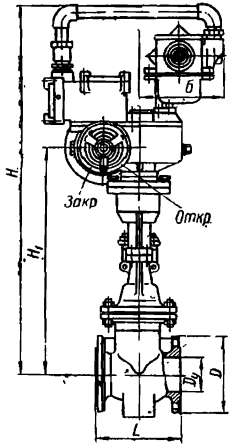
Продолжение табл. 19

Наименование и тип	Параметры максимальные		Эскиз	Условный проход D_y в мм	Размеры в мм						Вес в кг
	t в °С	P_p в кг/см²			L	D	D_0	H	H_1	l	
Запорные клиновые с выдвижным шпинделем двухдисковые с маховиком 30ч27бк ГОСТ (5762—65)	120	4		150	210	260	280	810	640	—	68
				200	280	315	360	1005	785	—	115
				250	300	370	400	1225	948	—	155

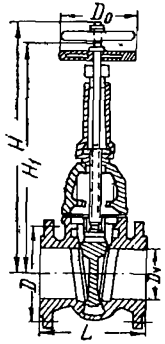
Клиновые двухдисковые с невыдвижным шпинделем с маховиком 30ч17бк ГОСТ (5762—65)	120	6		50	180	140	140	328	—	—	17,27
				80	210	185	160	326	—	—	30,4
				100	230	205	200	432	—	—	36,3
				125	255	235	280	432	—	—	57,3
				150	280	260	280	590	—	—	71,35
				200	330	315	320	676	—	—	100
				250	450	370	450	810	—	—	189,6
				300	500	435	450	1010	—	—	253
				400	600	535	560	1244	—	—	395
				500	700	640	640	1488	—	—	—
				600	800	755	540	1725	—	—	987

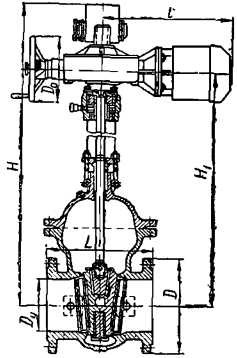
Продолжение табл. 19

Наименование и тип	Параметры максимальные: t в *град* С	Параметры максимальные: $P_р$ в *кг/см²*	Эскиз	Условный проход $D_у$ в *мм*	Размеры в *мм*: L	D	D_0	H	H_1	l	Вес в *кг*
Клиновые двухдисковые с выдвижным шпинделем с маховиком КЗЛ (Нормаль Н715—54)	200	16		50	250	165	190	370	430	—	35
				80	280	200	240	450	540	—	51
				100	300	220	260	520	640	—	72
				150	350	285	300	618	778	—	130
				200	400	340	340	770	975	—	150
	200	40		50	250	165	190	430	490	—	36
				80	310	200	240	490	575	—	80
				100	350	235	280	570	675	—	120
				150	400	300	340	700	860	—	160
				200	475	375	400	926	1150	—	273
				250	650	450	450	975	1200	—	403
				300	750	515	550	1275	1600	—	620
То же, ЗКЛ-2 (Нормаль Н715—54)	200	16		50	180	160	240	380	445	—	24,3
				80	210	195	240	480	575	—	37
				100	230	215	240	535	655	—	52,2
				150	280	280	400	730	900	—	104
				200	330	335	400	875	1095	—	137
				250	450	405	450	1070	1345	—	226
				300	500	460	450	1210	1530	—	304
				350	550	520	500	1470	1850	—	474

				50	250	160	240	405	472	—	30,5
				80	310	195	240	505	600	—	45
				100	350	230	400	605	712	—	70,5
				150	450	300	400	755	925	—	133
	200	40		200	550	375	450	912	1133	—	227
С электроприводом взрывобезопасные ЗКЛПЭ (СНиП I-Г. 8—66)	450	16		50	180	160	—	1030	575	—	159
				80	210	195	—	1125	668	—	172
				100	230	215	—	1160	730	—	174
				150	280	280	—	1318	888	—	270
				200	330	335	—	1516	1057	—	300
				250	450	405	—	1757	1298	—	395
				300	500	460	—	1887	1428	—	490
				350	550	520	—	2165	1688	—	734
				400	600	580	—	2250	1795	—	750
				500	700	705	—	2735	2255	—	1530
	45	40		50	250	160	—	1047	592	—	164
				80	310	195	—	1125	672	—	178
				100	350	230	—	1259	800	—	240
				150	450	300	—	1389	930	—	313
				200	550	375	—	1595	1136	—	419
				250	650	445	—	1783	1328	—	641
				300	750	510	—	1993	1538	—	844
				350	850	570	—	2360	1765	—	1308
				400	950	655	—	2686	2085	—	1555
				500	1150	755	—	2938	2337	—	2350

Продолжение табл. 19

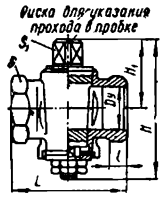
Наименование и тип	Параметры максимальные: t в *град* С	Параметры максимальные: $P_р$ в *кг/см²*	Эскиз	Условный проход $D_у$ в *мм*	Размеры в *мм*: L	D	D_0	H	H_1	l	Вес в *кг*
Клиновые стальные фланцевые с выдвижным шпинделем (ручной привод) 30с64нж (ГОСТ 5762—65)	300	20		100	300	230	280	675	540	—	74
				150	350	300	320	895	710	—	140
				200	400	360	450	1140	900	—	245
				250/200	450	425	450	1140	900	—	260

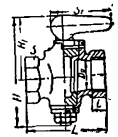
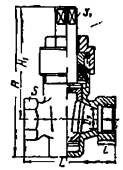
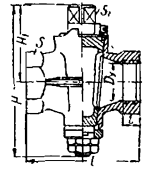
То же, с электроприводом взрывобезопасные 30с964нж (ГОСТ 5762—65)	300	25		150	350	300	240	1025	785	497	196
				200	400	360	240	1225	985	497	300
				250/200	450	425	240	1225	985	497	320
				300	—	—	320	1660	1025	603	580
				1000/800	—	—	400	3900	3750	820	7800

Примечания: 1. Допускается установка на газопроводах задвижек с пневмо- и гидроприводами, которые должны иметь и ручной привод. 2. Присоединение фланцев задвижек типов 30с64нж и 30с964нж осуществляется по ГОСТ 1240—54 *, остальных — по ГОСТ 1235—54 *.

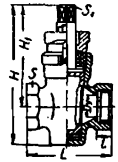
Таблица 20

Размеры и вес кранов муфтовых

Наименование и тип	Максимальные параметры: t в *град* С	Максимальные параметры: $P_р$ в *кг/см²*	Эскиз	Условный проход $D_у$ в *мм*	Размеры в *мм*: L	l	H	H_1		s_1	Вес в *кг*
Натяжные газовые с ограничением поворота пробки 11Б11бк (ГОСТ 8114—61 **)	50	1		15	55	12	70	36	27	11	0,26
				20	65	14	82	42	32	14	0,44

То же, 11Б10бк (ГОСТ 8114—61 **)	50	1		15	55	12	92	55	27	42	0,3
				20	65	14	108	60	32	50	0,5
Натяжные газовые без ограничения поворота пробки 11Б3бк (ГОСТ 8114—61 **)	50	1		40	130	22	145	75	60	22	2,1
				50	150	24	175	90	75	27	3,3
				70	180	26	220	115	90	32	6,4
				80	200	30	265	140	105	36	9,5
То же, с ограничением поворота пробки 11ч5бк (ГОСТ 8114—61 **)	50	1		25	80	16	104	52	46	17	0,92
					95	18	120	60	55	19	1,5
				40	130	20	168	96	60	22	2,22
				50	150	22	188	98	75	27	3,
				70	180	24	222	115	90	32	4,85

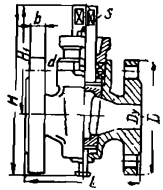
Продолжение табл. 20

Наименование и тип	Максимальные параметры: t в *град* С	Максимальные параметры: $P_р$ в *кг/см²*	Эскиз	Условный проход $D_у$ в *мм*	Размеры в *мм*: L	l	H	H_1	s	s_1	Вес в *кг*
Сальниковые 11ч6бк (ГОСТ 2422—65)	100	10		15	80	14	110	80	30	11	0,7
				20	90	16	125	90	36	14	1,1
				25	110	18	150	105	46	17	1,7
				32	130	20	175	125	55	19	3,0
				40	150	22	225	145	60	22	4,3
				50	170	24	260	165	75	27	6,9
				70	220	26	330	205	90	32	12,8
				80	250	30	360	225	105	36	17,5

Примечание. Краны с $D_у$ = 40—80 *мм* выполняются с болтом в нижней части корпуса для отжима пробки.

Таблица 21

Размеры и вес кранов фланцевых сальниковых

Тип	Максимальные параметры		Эскиз	Условный проход D_y в *мм*	Размеры в *мм*							Вес в *кг*
	t в *град* С	P_p в *кг/см*^{2}			L	D	b	d	s	H	H_1	
11ч8бк (ГОСТ 2423—65)	100	10		25	110	115	16	14	17	165	105	3,5
				32	130	135	18	18	19	195	125	6,3
				40	150	145	18	18	22	225	145	7,9
				50	170	160	20	18	27	260	165	10,8
				70	220	180	20	18	32	330	205	17,9
				80	250	195	22	18	36	360	225	22,5

Продолжение табл. 21

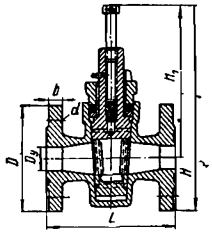
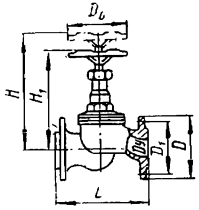
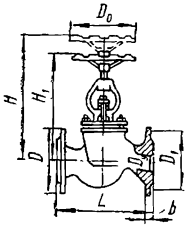
Тип	Максимальные параметры: t в *град* С	Максимальные параметры: $P_р$ в *кг/см²*	Эскиз	Условный проход $D_у$ в *мм*	Размеры в *мм*: L	D	b	d		H	H_1	Вес в *кг*
11ч 7бк (ГОСТ 7338—65)	60	6		15	100	80	12	12	—	167	127	1,83
				20	110	90	14	12	—	177	132	2,5
				25	120	100	14	12	—	212	162	3,8
				32	130	120	16	14	—	238	178	5,85
				40	150	130	16	14	—	283	218	8,2
				50	170	140	16	14	—	307	237	10,96
				70	220	160	16	14	—	351	253	14,5
				80	250	185	18	18	—	388	278	23,7
				100	300	205	18	18	—	428	303	28

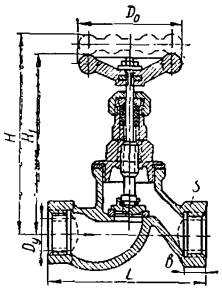
Таблица 22

Размеры и вес вентилей (СНиП I-Г. 8—66)

Наименование и тип	Максимальные параметры		Эскиз	Условный проход D_y в *мм*	Резьба в дюймах	Размеры в *мм*								Вес в *кг*
	t в *град* С	P_y в *кг/см²*				L	D	H_1	H	D_1	b	s	D_0	
Запорные фланцевые 15кч19бр, 15кч19п	50	10		25	—	120	115	135	145	85	—	—	120	2,7
				32	—	140	135	155	165	100	—	—	120	4,3
				40	—	170	145	165	180	110	—	—	140	6,0
				50	—	200	160	180	195	125	—	—	140	8,0

Продолжение табл. 22

Наименование и тип	Максимальные параметры: t в *град* С	Максимальные параметры: $P_р$ в *кг/см²*	Эскиз	Условный проход $D_у$ в *мм*	Резьба в дюймах	Размеры в *мм*: L	D	H_1	H	D_1	b	s	D_0	Вес в *кг*
С наружной резьбой шпинделя фланцевые 15кч16бт	—40 до +150	24,5		25	—	160	115	205	215	85	16	—	120	7
				32	—	180	135	205	220	100	18	—	120	8
				40	—	200	145	250	270	110	18	—	140	11,3
				50	—	230	160	250	270	125	20	—	140	14
				70	—	290	180	310	340	145	22	—	200	24,7
				80	—	310	195	330	360	160	24	—	200	33

Муфтовые 15кч18бр	225	10		15	1/2	80	—	108	115	—	12	27	65	0,7
				20	3/4	110	—	112	120	—	14	32	80	0,9
				25	1	120	—	135	145	—	16	41	100	1,4
					1 1/4	140	—	155	165	—	18	50	100	2,1
				40	1 1/2	170	—	165	180	—	20	60	120	3,7
				50	2	200	—	180	195	—	22	70	140	5,6

РЕГУЛИРУЮЩЕЕ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАТВОРЫ И КОНДЕНСАТОСБОРНИКИ

Корпус после изготовления гидравлических затворов испытывается на прочность водой давлением 3 *кг/см*^{2}, на герметичность — воздухом $P_{пр} = 1{,}0$ *кг/см*^{2} (данные институтов Мосгазпроект и Ленгипроинжпроект); $P_у$ для затворов УГ-30 взято до 0,04, для остальных — до 0,02 *кг/см*^{2}.

Гидрозатворы одновременно служат конденсатосборниками, а также для замера разности потенциала, устанавливаются на газопроводах низкого давления — до 200 *мм вод. ст.*, а УГ-30 — до 400 *мм вод. ст.*

Высота столба воды принята из условия $H = P + 200$ *мм*, где H — высота столба воды; P — максимальное рабочее давление газа в газопроводе в *мм вод. ст.* (100—400).

Гидрозатвор — стальной, сварной.

На газопроводах $d \leqslant 75$ *мм* вместо линзовых компенсаторов применяются гнутые или сварные гибкие.

Гибкие *компенсаторы* (П-образные и *Z*-образные) согласно СНиП I-Г. 7—62 изготовляются из труб и отводов (гнутых и крутозагнутых).

Наружный диаметр, толщина стенки и марки стали труб для изготовления гибких компенсаторов принимаются такие же, как и для основных газопроводов.

Коверы предназначены для предохранения от повреждения выводных устройств газопроводов, прокладываемых под землей. Коверы большой и малой моделей обеспечивают свободный доступ к этим устройствам.

Для своевременного выявления утечки газа на газопроводах (в местах соединения — сварки, фасонных частей, фланцев, где тяжелые грунтовые условия создают напряжение в газопроводах) устанавливаются *контрольные трубки* на расстоянии 100—150 *м* друг от друга.

Контрольная трубка внизу соединяется с сегментом трубы над стыком газопровода, вверху выводится внутрь ковера, который и закрепляется на бетонном основании на уровне отметки земли или асфальта.

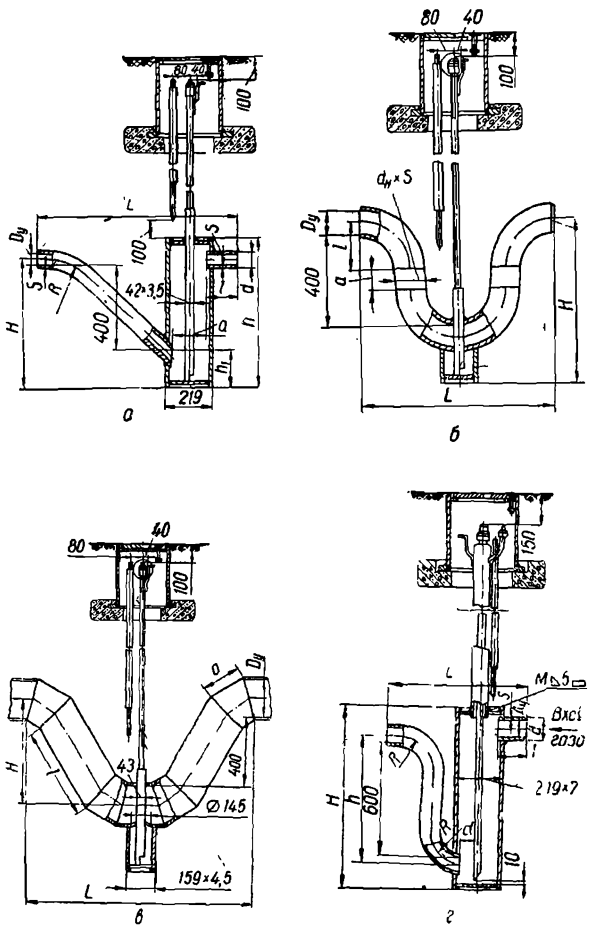


Рис. 1. Гидравлические затворы:
УГ-31; *б* — УГ-33; *в* — УГ-36; *г* — УГ-30.

Таблица 23

Размеры и вес гидравлических затворов
(по данным Мосгазпроекта)

Условный проход D_y в *мм*	Размеры в *мм*								Вес в *кг*
	H	L		h	h_1	$d \times s$	R		
	Шифр УГ-31 (рис. 1, *а*)								
50	600	880	185	690	155	57×4	160	120	34,3
70	600	925	180	700	135	76×4	225	120	36
80	660	950	170	760	185	89×4	250	125	38,6
100	670	1010	160	780	180	108×4	360	130	42,1
125	700	1035	140	820	200	133×4	400	140	47,2
	Шифр УГ-33 (рис. 1, *б*)								
150	780	900	97	—	—	159×4,5	—	225	41,8
200	865	1200	—	—	—	219×7	—	300	78,2
	Шифр УГ-36 (рис. 1, *в*)								
250	659	1425	232	—	—	—	—	575	95,0
300	709	1575	273	—	—	—	—	605	157,1
	Шифр УГ-30 (рис. 1, *г*)								
50	925	705	—	650	—	57×3,5	150	145	41,5
70	925	810	—	670	—	76×3,5	210	140	44,0
80	1000	895	—	683	—	89×3,5	240	190	48,7
100	1000	1025	—	700	—	108×4	300	180	52,1
125	1100	1380	—	751	—	133×4	375	175	61,0
150	1100	1440	—	781	—	159×4,5	450	160	68,5

Таблица 24

Размеры и вес конденсатосборников на газопроводах для влажного газа

Условный проход D_y в *мм*	Размеры в *мм*					Емкость в *л*	Вес в *кг*
	L	$D_н$	h	H	l		
	Шифр УГ-5-63 (рис. 2, *а*)						
50	470	273	375	455	580	15	31
70	470	273	475	565	690	20	36,9
80	530	325	435	535	660	25	57,1

Продолжение табл.

Условный проход D_y в мм	Размеры в мм					Емкость в л	Вес в кг
	L	$D_н$	h	H	l		
100	530	325	530	635	760	30	60
125	580	377	520	640	765	40	72
150	580	377	535	715	840	45	79,7
200	730	426	630	790	920	60	93,3
250	790	529	575	765	890	75	125
300	840	529	675	895	1020	90	151,3
350	840	529	775	1020	1145	105	175,1
400	1040	630	680	950	1070	120	229,5
500	1040	630	810	1125	1245	140	275
600	1120	720	825	1195	1315	160	375
	Шифр УГ-9-63 (рис. 2, *б*)						
350	750	377	425	802	300	30	95
400	750	426	475	901	350	40	99
500	850	52	400	929	450	50	120
600	900	630	450	1080	500	75	179,5
	Шифр УГ-8-63 (рис. 2, *в*)						
50	420	219	400	460	120	10	23,8
70	420	219	405	475	120	10	24,6
80	480	273	410	490	130	15	35
100	480	273	420	510	130	15	36,5
125	530	325	485	590	135	25	63
150	530	325	495	612	140	25	65,6
200	580	377	535	685	155	35	93,3
250	580	377	560	740	18	35	100
300	730	426	580	785	240	44	123,5

Примечание. Вес конденсатосборника приведен без ковера и трубы, $d = 42 \times 3,5$.

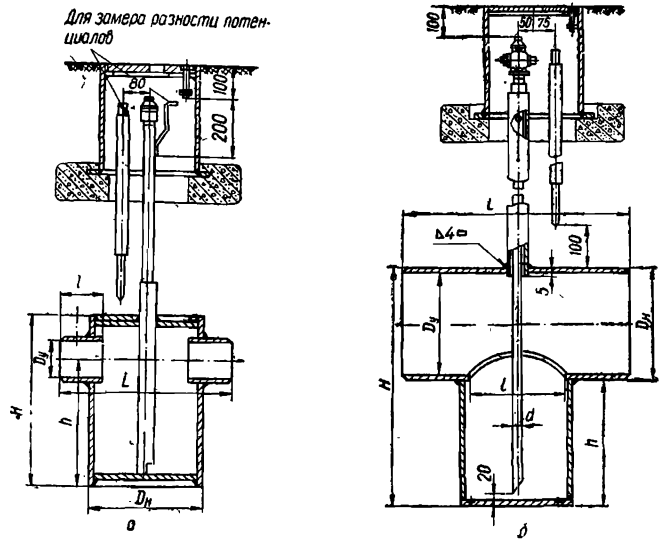


Рис. 2. Конденсатосборники для влажного газа низкого давления:

а — УГ-5-63 D_y = 50—600 *мм*;
б — УГ-9-63 D_y = 50—300 *мм*;
в — УГ-8-63 $P_y \leqslant 6$ *кгс/см*², D_y = = 350—900 *мм*.

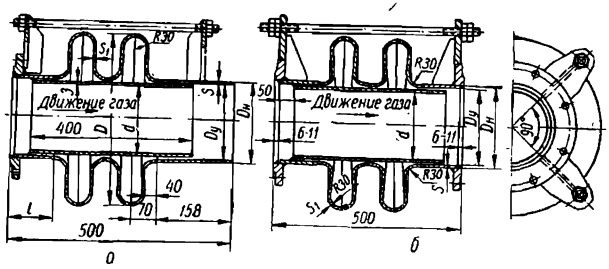


Рис. 3. Компенсаторы линзовые: *а*—однофланцевые; *б*—двухфланцевые.

Таблица 25

Размеры двухлинзовых компенсаторов типов I—II

Размеры в мм					Полная компенсирующая способность		$P_у = 3$ кг/см²				$P_у = 6$ кг/см²			
							l	s_1			l	s_1		
$D_у$	$D_н$	D		d	$P_у$=3 кг/см²	$P_у$=6 кг/см²	мм		стяжки	Вес в кг	в мм		стяжки	Вес в кг
100	108	360	4	98	20	14	77	3	М10	27	102	4	М22	47
150	159	420	4,5	147	20	14	77	3	М10	38	102	4	М22	59
200	219	460	7	204	20	14	75	3	М12	46	100	4	М22	68
250	273	525	7	256	20	10	74	3	М16	61	99	5	М22	90

Продолжение табл. 25

Размеры в мм					Полная компенсирующая способность		$P_у = 3$ кг/см²				$P_у = 6$ кг/см²			
							l	s_1			l	s_1		
$D_у$	$D_н$	D		d	$P_у=3$ кг/см²	$P_у=6$ кг/см²	в мм		Стяжки	Вес в кг	в мм		Стяжки	Вес в кг
300	325	575	8	306	20	10	73	3	М16	70	98	5	М22	101
350	377	625	9	356	20	10	72	3	М20	85	97	5	М30	129
400	426	675	6	411	20	10	75	3	М20	96	100	5	М30	139
450	478	725	8	459	20	10	73	3	М20	109	98	5	М30	156
500	529	800	7	512	20	10		3	М22	128	99	5	М30	175
600	630	900	7	613	20	10		3	М22	151	99	5	М36	218
700	720	1000	8	701	20	10	74	3	М22	199	98	5	М36	211

Примечание. При $Ру = 3$ кг/см² полная компенсирующая способность с учетом холодной растяжки на 10 мм больше.

Таблица 26

Размеры и вес коверов (СНиП II-Г. 13—66)

Модель коверов	Размеры в *мм*			Вес в *кг*
	$D_н$ основания	$d_{вн}$ корпуса	H общая высота	
Малая .	220	140	225	14,4
Большая .	380	240	370	46,7

Примечания: 1. Для удобства монтажа ковер на ЦЗМ или заводах заделывается в бетонную подушку и доставляется на место работ вместе с основанием. 2. На крышке отливаются буквы, обозначающие наименование управления газового хозяйства

Таблица 27

Размеры и вес контрольных трубок (СНиП II-Г. 13—66)

Условный проход $D_у$ в *мм*	Вес в *кг*		
	кожуха	металлических конструкций	
		ковер сварной	ковер литой
50	1,5	5,9	1,5
80	2,42	16,8	22,4
100	2,58	17,0	22,6
125	2,83	17,2	22,8
150	2,98	17,9	23,0
200	3,45	17,8	23,4
250	3,94	18,3	23,9
300	4,22	18,6	24,2
350	4,78	19,2	24,8
400	5,18	19,6	25,2

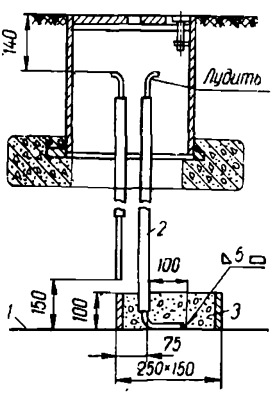


Рис. 4. Контрольный пункт на газопроводе с ковером: *1* — газопровод; *2* — изоляция весьма усиленная; *3* — битум.

Для систематического контроля за состоянием изоляции газопроводов на них устанавливаются *контрольные пункты* (рис. 4) через 200—250 *м* друг от друга. Они служат для замера электрического потенциала труба-земля. Контрольные выводы при строительстве

газопроводов одним концом привариваются к газопроводу, второй — через стальную трубу 25 *мм* выводится под ковер.:

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

Для снижения давления газа, поступающего из сети к газопотребляющим агрегатам, и для поддержания давления перед потребителями на требуемом уровне применяются *регуляторы давления*, которые различаются:

по принципу действия — прямого и непрямого; по конструкции импульсных элементов — на мембранные

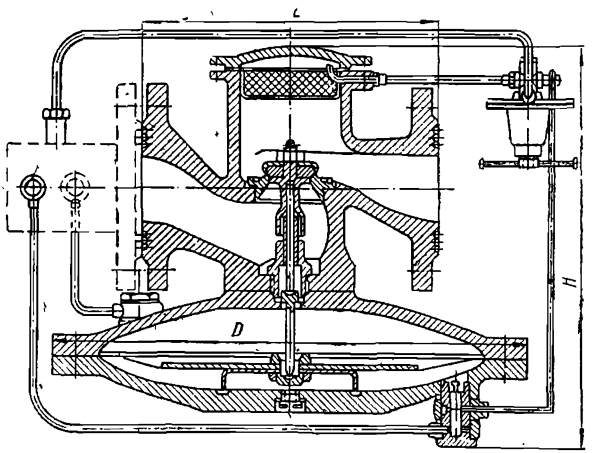


Рис. Регуляторы давления типа РДУК2-Н и РДУК2-В.

и сильфонные; по конструкции дроссельного клапана — с односедельными и двухседельными клапанами; по конструкции управляющих элементов — на грузовые, пневматические и гидравлические.

Регуляторы давления применяются для снижения давления газа: с высокого (свыше 6 *кг/см*^{2}) на высокое

(свыше 3 до 6 *кг/см*^{2}), на среднее (свыше 0,05 до 3 *кг/см*^{2}) или на низкое (до 0,05 *кг/см*^{2}); со среднего (до 3 *кг/см*^{2}) на среднее (свыше 0,05 *кг/см*^{2} до 1 *кг/см*^{2}) и низкое (до 0,05 *кг/см*^{2}); с низкого на низкое (до 0,05 *кг/см*^{2}).

Клапаны предохранительные предназначены для предупреждения повышения давления выше заданной величины и устанавливаются на газовых аппаратах, приборах и газопроводах, в том числе установках сжиженного газа.

По конструкции клапаны изготавливаются рычажно-грузовые, пружинные и импульсные и подразделяются в зависимости от отношения максимальной высоты подъема затвора к диаметру прохода в седле на малоподъемные и полноподъемные. Требования ГОСТ 9131—59 предусматривают следующее: присоединительные фланцы чугунных клапанов выполняются по ГОСТ 1235—54* (входные на $P_у = 16$, выходные на $P_у = 6$ *кг/см*^{2}), стальные клапаны — по ГОСТ 1240—54* (входные на $P_у = 25$, выходные на $P_у = 16$ *кг/см*^{2}).

Клапаны должны открываться при повышении давления более рабочего до 13 *кг/см*^{2} на 0,3 *кг/см*^{2}, а при рабочем давлении свыше 13 *кг/см*^{2} до 25 *кг/см*^{2} — на 5%.

Малогабаритные предохранительные клапаны низкого контролируемого давления (ПКН) и высокого контролируемого давления (ПКВ) являются полуавтоматическими запорными устройствами, предназначенными для герметического перекрытия подачи газов при выходе контролируемого давления за верхний или нижний предел. Открывать клапан можно вручную, самопроизвольное открытие его исключено. Монтируется клапан на горизонтальном газопроводе. При монтаже клапан опорной площадкой внизу корпуса устанавливается на кронштейны или подставки, и дополнительного крепления не требуется. Импульсная трубка присоединяется к головке клапана (приваривается к ниппелю) с уклоном от головки вниз, не допуская контруклонов во избежание скопления конденсата.

Клапаны обратные предназначены для предотвращения движения среды в направлении обратном заданному и изготавливаются поворотными и подъемными.

Таблица 28

Техническая характеристика регуляторов давления прямого действия (СНиП I-Г. 8—66)

Тип	Условный проход D_y в *мм*	Давление до регулятора в *кг/см²*	Давление после регулятора в *кг/см²*	Давление после регулятора в *мм вод. ст.*	Пропускная способность в *нм³/ч* максимальная	Пропускная способность в *нм³/ч* номинальная	Предел регулирования в *мм вод. ст.*	Область применения
1255-00	50	0,05	—	60—120	75	70	60—120	Для стабилизации давления газа перед приборами на газопроводах низкого давления
1274-00	80	0,05	—	60—120	210	200	60—120	
РДД-80 (стабилизатор)	80	0,05	—	60—200	Определяется по живому сечению с учетом сужения его от 25 до 80%		60—200	Для поддержания постоянного давления газа перед приборами
РДД-100 (стабилизатор)	100							
РД-20	20	16	—	100—250	136	16	50—500	Для снижения давления газа со среднего или высокого на низкое, возможна установка непосредственно у газопотребляющего оборудования и установок
РД-25	25	16	—	100—250	229,5	26	50—500	
РД-32	32	10	—	50—250	50	—	50—500	
РД-50	50	3	—	50—250	150	—	50—500	
Регуляторы давления с выносным импульсным штуцером								
РД-32	32	3	—	50—250	100	—	50—500	То же
РД-50	50	3	—	50—250	400	—	50—500	»
Регуляторы давления								

РД-32 *м*	32	16	—	100—200	123	98	100—200	
РД-50 *м*	50	16	—	80—250	460	368	80—250	То же
2991-00	25	20	1—3	—	750	—	10 000—30 000	Для снижения с высокого на среднее и высокое давление
972—00А	50	50	1—3	—	2000	—	10 000—30 000	Устанавливаются при подключении к магистральным газопроводам
971-00А	50	50	0,3—1,0	—	1400	—	33 000—10 000	
РДК-00	15	16	—	100—500	1	1	100—500	
РДК-1-00	15	16	—	100—300	2 (при природном газе)	2	100—500	Для регулирования паров сжиженного газа в двухбаллонных квартирных установках
РДГ-6	15	16	—	200—500	—	0,6	200—500	То же
РДУК2-50	50	12	0,1	—	—	1000	100—60 000	Для снижения давления газа с высокого на высокое, среднее и низкое, а также со среднего на среднее и низкое давление
РДУК2-100	100	12	0,1	—	—	1400	100—60 000	
РДУК2-200	200	12	0,1	—	—	6000	100—60 000	

Таблица 29

Регуляторы давления непрямого действия (СНиП I-Г. 8—66)

Тип регулирующего клапана	Условный проход D_y в *мм*	Область применения
25ч 32нж (ВО) с командным прибором 04-МСС-410 и 04-МСС-610	25—300	На газопроводах при давлении до регулятора не свыше 16 и после регулятора от 0 до 4 *кг/см²*
ПРК-1-6-ЛВО с командным прибором 04-МСС-410 и 04-МСС-610	6	

Продолжение табл. 29

Тип регулирующего клапана	Условный проход D_y в *мм*	Область применения
ПРК-1-9-ЛВО с командным прибором 04-МСС-410 и 04-МСС-610	9	
25ч 32нж (ВО) с командным прибором 04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610	25—300	На газопроводах при давлении до себя не свыше 16 и после себя от 0 до 15 *кг/см²*
ПРК-1-6-ЛВО с командным прибором 04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610		
ПРК-1-9-ЛВО с командным прибором 04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610	9	
25ч 32нж (ВО) с командным прибором РД	25—300	На газопроводах при давлении до себя не свыше 16 и после себя от 1 до 12 *кг/см²*
ПРК-1-6-ЛВО с командным прибором РД	6	
ПРК-1-9-ЛВО с командным прибором РД	9	

Таблица 31

Характеристика регуляторов давления (рис. 5) типа РДУК2-Н и РДУК2-В (СНиП I-Г. 8—66)

Модель	Условный проход D_y в *мм*	Давление в *кг/см²*		Диаметр клапана в *мм*	Площадь клапана в *см²*	Коэффициент расхода	Пропускная способность в *м³/ч*	Размеры в *мм*			Вес в *кг*
		входное	выходное					*L*	*D*	*H*	
РДУК2-Н-50/35	50	6	0,005—0,6	35	9,6	0,6	300	230	360	300	45
РДУК2-В-50/35			0,6—6								
РДУК2-Н-100/50	100	12	0,005—0,6	50	19,5	0,6	610	350	470	450	80
РДУК2-В-100/50			0,6—6	70	38,5	0,5	1000	350	470	405	80
РДУК2-Н-100/70			0,005—0,6								
РДУК2-В-100/70			0,6—6								
РДУК2-Н-200/105	200	12	0,005—0,6	105	86,5	0,49	2200	600	650	690	300
РДУК2-В-200/105		12	0,6—6								
РДУК2-Н-200/140		6	0,005—0,6	140	154	0,4	3200	600	650	690	300
РДУК2-В-200/140		12	0,6—6								

Примечание. Пропускная способность взята при $\Delta P = 100$ *мм вод.ст.*, $\gamma = 1$ *кг/см³*, $P = 1{,}01$ *ата*.

Таблица 30

Диаметр клапана и вес регуляторов давления (СНиП I-Г. 8—66)

Тип регулятора	Диаметр клапана в *мм*	Вес в *кг*	Тип регулятора	Диаметр клапана в *мм*	Вес в *кг*
РД-20	5	6,9			
РД-25	5	6,95	РД-32М	4; 6; 10	—
РД-32	5	7,0	РД-50М	2; 11; 15	—
РД-50	13	21		20; 25	
С выносным импульсным штуцером			РДГ-6	1,6	—
РД-32	5	—	РДУК2-50	35	42
РД-50	13	—	РДУК2-100	50; 70	72,5
			РДУК2-200	105; 140	217

Таблица 32

Максимальная пропускная способность регуляторов давления прямого действия (СНиП I-Г. 8—66)

Тип регуляторов	Условный проход D_y в *мм*	Диаметр клапана в *мм*	$Q_П$ в *нм³/ч*	Тип регуляторов	Условный проход D_y в *мм*	Диаметр клапана в *мм*	$Q_П$ в *нм³/ч*
РД	20	5	5	РД-50 М	50	15	45
	20	6,5	8,5		50	20	80
	20	9,5	18		50	25	130
	50	13	35	РДК-00	—	1,5	0,45
	50	19	75	РДК-1-00	—	3	1,9
	50	25	130	РДГ-6	—	1,6	0,6
РД-32М	32	4	3,2	РДУК	50	35	240
	32	6	7,2		100	50	550
	32	10	20		100	70	950
РД-50М	50	8	12,8		200	105	2000
	50	11	24		200	140	2900

Примечание. $Q_П$ взято при $\Delta P = 1000$ *мм вод. ст.*, $\gamma = 1$ *кг/м³*; $P_{абс} = 1{,}01$ *кг/см²*.

Таблица 33

Техническая характеристика клапанов (СНиП I-Г. 8—66)

Клапаны	Условный проход $D_у$ в *мм*	Давление в *кг/см²*		ГОСТ или условное обозначение	Материал и конструктивные особенности	Назначение и рабочая среда
		$P_у$	$P_{пр}$			
Предохранительные запорные	50, 70, 80	16	24	17с 12нж	Пружины, корпус — сталь углеродистая; штбк, золотник, втулка — сталь нержавеющая; кольца в корпусе — монель-металл	На оборудовании, газопроводах сжиженного газа
	50, 80 100, 150	16 и 40	24 60	ППК	Корпус, крышка — стальное литье; шток, затвор, сопла, втулки — нержавеющая хромистая сталь; пружины — сталь 50ХФА	То же, жидких и газообразных нефтепродуктов, а также газов
	15, 20	16	24	17с 11нж	Корпус — сталь углеродистая; шток, золотник — сталь нержавеющая	На оборудовании, газопроводах сжиженного газа
	50	40	60	ППКМ	Корпус и крышки — стальное литье; шток, сопла, втулки, затвор — нержавеющая хромистая сталь, уплотнение золотника и диафрагмы — бензостойкая резина, пружины — сталь марки 50ХФЛ	То же
	80	16	24	ППКМ		
	50, 80 100, 150	16	24	ППКДМ		
	50	40	60	ППКДМ		
	80	16	24	ППКД		

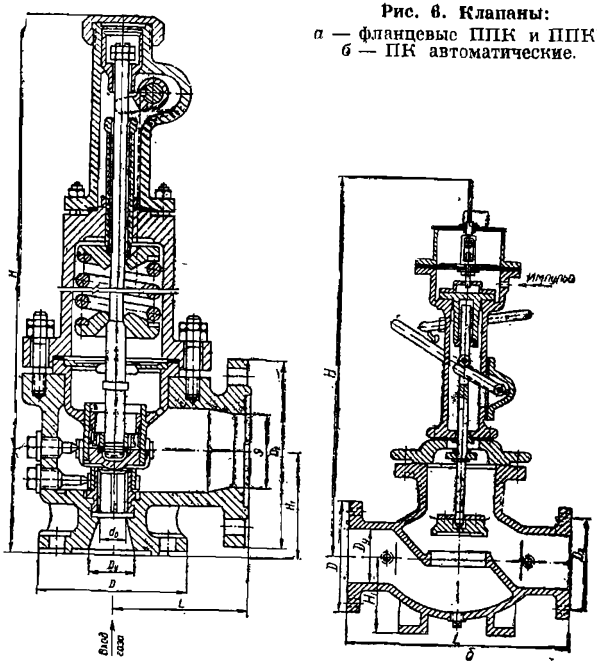


Рис. 6. Клапаны:
а — фланцевые ППК и ППКУ;
б — ПК автоматические.

Продолжение табл. 33

Клапаны	Условный проход $D_у$ в *мм*	Давление в *кг/см²*		ГОСТ или условное обозначение	Материал и конструктивные особенности	Назначение и рабочая среда
		$P_у$	$P_{пр}$			
Предохранительные запорные автоматические	80, 100 150, 200 300	10	15	ПК	То же	На газопроводах для перекрытия подачи газа при повышении или понижении давления более заданного
Для блокировки газа и воздуха	25, 50 80	0,05	—	1025-00-А 1024-00-А 1026-00-А	Корпус вентильного типа чугунный	Для прекращения подачи газа при прекращении подачи воздуха

Таблица 34

Размеры и вес клапанов (рис. 6) СНиП I-Г. 8—66

Клапаны	Тип	Параметр максимальный		Размеры в *мм*								Вес в *кг*
		t в *град* С	$P_р$ в *кг/см²*	$D_у$	L	d_0	D	D_1	H	H_1		
Предохранительные фланцевые	ППК	—	16	50	150	30	160	195	721	110	80	43
				80	160	40	195	215	765	150	100	50
				100	200	50	215	245	896	190	125	79
				150	230	72	280	335	1152	270	200	133
	НПК	—	40	50	150	30	160	195	721	110	80	43
				80	160	40	195	215	765	150	100	51

Продолжение табл. 34

Клапаны	Тип	Параметр максимальный		Размеры в *мм*								Вес в *кг*
		t в *град* С	$P_р$ в *кг/см²*	$D_у$	L	d_0	D	D_1	H	H_1		
				100	200	50	230	245	896	190	125	81
				150	230	72	300	335	1152	270	200	137
	ППКУ	—	16	50	100	30	160	195	570	125	80	22
				80	110	40	195	215	640	140	100	30
				100	130	50	215	245	820	175	125	47
				150	150	72	280	335	1060	225	200	93
	ППКД	−30+ +100	2,8—16	80	150	40	195	215	782	150	100	52
	ППКМ	−30+ +100	2,8—16	80	160	40	195	215	760	150	100	53
			2,8—40	50	150	30	160	195	715	110	80	45
			2,8—16	80	160	40	195	215	782	150	100	52
			2,8—40	50	150	30	160	195	740	110	80	46
	ППКДМ	−30+ +100	2,8—16	50	150	30	160	195	745	110	80	45
				100	200	50	215	245	925	190	125	80
				150	230	72	280	335	1180	270	200	133
	ПК	—	10	80	310	18	195	160	692	97,5	—	—
				100	350	18	220	180	715	110	—	—
То же, автоматические				150	480	23	285	240	812	160	—	—
				200	660	23	350	295	934	250	—	—
				300	950	25	470	410	1210	350	—	—

Примечание. В предохранительных клапанах не допускается относительная нерегулируемая протечка.

Таблица

Выбор пружин для предохранительных клапанов типа ППК

Условный проход D_y в *мм*	Пределы давления в *кг/см²*	Номера пружин	Диаметр прутка в *мм*	Наружный диаметр в *мм*	Шаг в *мм*	Количество витков		Высота в свободном состоянии в *мм*
						рабочих	всего	
50	2—4	14	6,5	84,5	32	6,5	10	234
	4—7,5	15	7,5	93,5	34	6,5	10	255
	7,5—11,5	16	9,0	94,0	31	7,0	10,5	253
	11,5—19	17	10,0	93,0	29	7,5	11,0	255
	1,6—2,5	14	6,5	84,5	32	6,5	10	234
	2,5—4,0	15	7,5	93,5	34	6,5	10	255
80	4,0—7,0	16	9,0	94	31	7	10,5	253
	7—13	17	10	93	29	7,5	11	255
	13—18	18	12	94	27	7,5	11	243
	1,9—3,5	25	9	121	49	5,5	9	314
	3,5—5,5	26	10	120	44	6,5	10	331
100	5,5—10	27	12	122	39	7	10,5	320
	10—17	28	14	122	36	7,5	11	320
	2,5—4	33	13	153	53	6,5	10	400

Продолжение табл. 35

Условный проход $D_у$ в мм	Пределы давления в кг/см²	Номера пружин	Диаметр прутка в мм	Наружный диаметр в мм	Шаг в мм	Количество витков		Высота в свободном состоянии в мм
						рабочих	всего	
150	4—5	34	14	144	46	7,5	11	409
	5—8	35	15	158	51	7,5	11	442
	8—13	36	18	160	47	7,5	11	417
	13—19	37	20	160	46	7,5	11	413

Примечание. Давление — 16 кг/см².

Таблица 36

Техническая характеристика клапанов обратных

Клапаны обратные	Тип	Условный проход $D_у$ в мм	Давление в кг/см²		Материал и конструктивные особенности	Назначение и рабочая среда
			$P_у$	$P_{пр}$		
Подъемные фланцевые (ГОСТ 11818—66)	16кч9бт	25,32 40,50 70,80	25	38	Корпус, крышка — ковкий чугун; золотник — сталь углеродистая	На газопроводах и аппаратах со сжиженным газом при t от —40 до +50° С
Поворотные стальные фланцевые ГОСТ (9892—61)	19с17нж	50,80 100,150 200,400	40	60	Корпус, крышка, диск — сталь углеродистая	На газопроводах

Таблица 37

Техническая характеристика малогабаритных предохранительных клапанов ПКН и ПКВ

Наименование показателей	Единица измерения	Условный проход $D_у$ в *мм*		
		80	100	200
Максимальное давление в корпусе	*кг/см²*	6	6	6
Строительная длина корпуса	*мм*	310	350	600
Общая высота	»	615	660	770
Высота корпуса от опоры до оси трубопровода	»	110	110	190
Ширина	»	310	310	400
Длина	»	250	250	290

Примечания: 1. Диапазон настройки контролируемого давления в *кг/см²* верхнего предела ПКН — 0,01÷0,6, ПКВ — 0,3÷6,0; нижнего предела ПКН — 0,003÷0,03, ПКВ — 0,03÷0,3. 2. Предохранительные клапаны выпускаются всех размеров на максимальное давление 12 *кг/см²*. 3. Нижний предел настраивается стальными шайбами, поставляемыми заводом, верхний предел — пружиной при помощи регулировочного стакана.

ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА (СНиП I-Г. 8—62)

Основная задача газовой горелки — преобразование химической энергии газа в тепловую. Газогорелочные устройства должны быть: надежны в эксплуатации, регулироваться во время работы, устойчиво работать на разных режимах, устойчивы (длительное время) при включении и выключении; экономичны в работе.

При выборе типа газогорелочных устройств для наиболее распространенных теплоагрегатов и аппаратов следует руководствоваться альбомом ГС-02-07 «Газогорелочные устройства для сжигания природного и сжиженных газов», изданным в 1965 г. Центральным институтом типовых проектов.

Газогорелочные устройства, приведенные в альбоме, делятся на следующие: инжекционные с предварительным смешением газа и воздуха в корпусе горелки; диффузионные со смешением газа и воздуха на выходе газа из огневых отверстий горелки; смесительные с принудительной подачей воздуха в корпус горелки от центробежных вентиляторов; комбинированные с подачей в горелку одновременно или раздельно нескольких видов топлива.

Таблица 38

Техническая характеристика газогорелочных инжекционных устройств низкого давления

Шифр горелки	Наименование горелки и тип	Номинальная тепловая нагрузка		Давление газа в *мм вод. ст*	Диаметр форсунки (или сопла) в *мм*	Область применения
		в *ккал/ч*	в *нм³/ч*			
ГУ-1	Горелка запальная однофакельная низкого давления	8000	0,92	400	2,2 (1,25)	Для зажигания газовых горелок в топках с разрежением
ГУ-2	То же	10 600	1,20	400	2,5 (2,0)	То же
ГУ-3	Горелка лабораторная «Бунзена»	876	0,10	130	1,5 (0,98)	Для работы в лабораториях
ГУ-4	То же, «Теклю»	1190	0,14	130	1,5 (0,95)	То же
ГУ-5-63	Верхняя горелка	1600	0,19	130	1,25 (0,62)	Для бытовых газовых плит
ГУ-6	Горелка инжекционная низкого давления	1600	0,18	130	1,3 (0,85)	То же
		1600	0,18	200	1,1 (0,85)	
ГУ-7	Горелка газовая	6000	0,7	130	2,4 (0,85)	Для водонагревателя АГВ-80 и других тепловых агрегатов соответствующей теплопроизводительности
ГУ-8-63	То же	12 000	1,4	130	3,2 (2,1)	Для водонагревателя АГВ-120
ГУ-9-63		20 000	2,4	130	4,2 (2,8)	Для кипятильника КНД-8М и других тепловых агрегатов

ГУ-10	Горелка газовая многофакельная низкого давления	9350	1,1	130	2,8 (1,8)	Для кипятильников и других тепловых агрегатов
		9350	1,1	130	2,5 (1,8)	То же
ГУ-11	Горелка газовая: 305-01-01-00А	11 900	1,4	130	3,2 (2,1)	Для секционных котлов ВНИИСТО-Мч, 4-х, 5-ти и 8-ми секций и других агрегатов
	381-01-01-00А	17 850	2,1	130	4 (2,7)	
	2209-01-01-00	22 400	2,6	130	4,5 (3)	
ГУ-12	Горелка газовая: 2210-01-00	16 000	1,9	130	3,8 (2,5)	То же, 8-, 10- и 12-ти секций и других тепловых агрегатов
	2211-01-00	21 550	2,5	130	4,3 (2,8)	
	2295-01-00	26 400	3,1	130	4,8 (3,2)	
ГУ-13	Горелка газовая:	8500	1,0	130	2,8 (1,8)	Для духовых шкафов секционных ресторанных плит
ГУ-14	То же	13 500	1,58	130	3,3 (2,2)	Для обогрева жарочной поверхности секционной ресторанной плиты
ГУ-15		8000	0,94	130	1,6 (0,95)	Для проточных водоподогревателей и других приборов соответствующей теплопроизводительности
		8000	0,94	200	1,4 (0,95)	
ГУ-16		18 000	2,12	130	1,6 (1,05)	
		18 000	2,12	200	1,5 (1,05)	
ГУ-17	Горелка газовая ПР-310	16 150	1,9	130	3,7 (2,5)	Для варочных котлов и тепловых агрегатов предприятий общественного питания
ГУ-18	Горелка газовая ОГП-2	32 300	3,8	130	3,7 (2,5)	

Продолжение табл. 38

Шифр горелки	Наименование горелки и тип	Номинальная тепловая нагрузка		Давление газа в *мм вод. ст.*	Диаметр форсунки (или сопла) в *мм*	Область применения
		в *ккал/ч*	в *нм³/ч*			
ГУ-19	Блок горелок газовых ПР-258	48 450	5,7	130	3,7 (2,5)	Для тепловых агрегатов предприятий общественного питания
ГУ-20	Блок горелок газовых ОГП-1	85 000	10	130	5,0 (3,4)	То же
ГУ-21	Блок горелок газовых 138-00	127 500	15	130	7,2 (4,8)	Для хлебопекарных печей и других агрегатов
ГУ-22	Блок горелок газовых 137-00	191 250	22,5	130	7,2 (4,8)	То же
ГУ-23	Горелка газовая:					Для чугунных секционных котлов и других тепловых агрегатов
	ГКС-2,5	16 150	1,9		3,8	
			0,74		(2,5)	
		20 400	2,4		4,2	
	ГКС-3,5		0,93		(2,8)	
	ГКС1-3,5	20 400	2,4	130	4,2	
	ГКС-4,5		0,93		(2,8)	
	ГКС3-5	23 800	2,8		4,7	
			1,1	300	(3,2)	
ГУ-24	Горелка газовая:					То же
	ГКС3-5	28 050	3,3		5	
			1,3		(3,4)	
	ГКС-6	39 950	4,7	130	5,5	
					(3,7)	
	ГКС-8	44 200	5,2		6,5 (4,4)	
	ГКС-10	51 850	6,1		7 (4,7)	

ГУ-25	Горелка газовая ГИ-Н-3	25 500	3,0	130	4,6	Для чугунных секционных, варочных котлов, жарочных плит, мелких отопительных устройств
ГУ-26	Горелка газовая ГИ-Н-4,2	35 700	4,2	130	5,4	То же
ГУ-27	Горелка газовая ГИ-Н-13	73 000	13		9,5	»
	ГИ-Н-10	55 250	10		8,4	
	ГИ-Н-6	34 000	6		6,5	
ГУ-28	Горелка газовая форкамерная ГИФ-Н-15	59 500	15		—	Для стальных и чугунных котлов сушильных установок и других тепловых агрегатов
	ГИФ-Н-20	85 000	20			
	ГИФ-Н-35	127 500	35	130; 200		
	ГИФ-Н-50	170 000	50		—	
	ГИФ-Н-75	297 500	75		—	
	ГИФ-Н-100	425 000	100		—	
ГУ-29	То же, ГИФ-Н-35	297 500	35			
	ГИФ-Н-70	595 000	70	130;	—	
	ГИФ-Н-105	892 500	105	200	—	То же
	ГИФ-Н-140	1190 000	140			
ГУ-30	Горелка газовая инфракрасного излучения КГ-3-00-00	4250	0,5	130	1,65 (1,1)	Для отопления помещений спортзалов, вокзалов, магазинов
ГУ-31	То же, ГИИБ-Л	3600	0,42	200	1,6 (1,0)	Для тепловой обработки материалов в промышленности, обогрева людей, предметов и т. п.
ГУ-32	То же, ГИИВ-1	3600	0,42	200	1,6 (1,0)	То же
ГУ-33	То же, ГИИВ-2	7200	0,85	200	2,2 (1,4)	
ГУ-34	Горелка газовая инфракрасного излучения с металлическим излучателем ГК-27	6400	0,75	130	2,4 (1,5)	Для тепловой обработки материалов и отопления больших производственных помещений
ГУ-35	Горелка газовая инфракрасного излучения ГИИ-19А	6400	0,75 0,29	130 360	2,4 (1,5)	То же

Продолжение табл. 38

Шифр горелки	Наименование горелки и тип	Номинальная тепловая нагрузка		Давление газа в мм вод. ст	Диаметр форсунки (или сопла) в мм	Область применения
		в ккал/ч	в нм³/ч			
ГУ-36	Горелка газовая инфракрасного излучения типа «Фонарь» ГК-1-38	20 000	2,9	130	4,35	Для ускоренной сушки штукатурки и прогрева стен в строящихся помещениях и пр.
			0,9	300	(2,45)	
	То же, типа «Звездочка»	1550	0,18	50—160		Для отопления в помещениях с установленной вентиляцией
		2700	0,32			
		(1300—2400)	0,06—0,11	120—400	—	
	То же, типа «Марс»	9000—16 000	1,06—1,9	50—160	—	В закрытых помещениях и открытых площадках для отопления рабочих мест и тепловой обработки материалов
		(7900—14 500)	0,36—0,66	120—400	—	

Таблица 39

Размеры и вес горелок газовых инжекционных низкого давления

Шифр горелок	Тип	Номинальная тепловая нагрузка в тыс. ккал/ч	Размеры в мм										Вес в кг
			L	L_1	L_2	L_3	n	d	D	D_1	D_2	d_1	
ГУ-27 (рис. 7,*а*)	ГИ-Н-13	73,0	220	1562	1615	50	13	9,5	74	52	80	5,4	37,6
	ГИ-Н-13	73,0	220	1213	1298	50	96	9,5	74	52	80	6,5	30,6
	ГИ-Н-10	55,25	160	1028	1084	50	70	8,4	64	51	70	6,5	29,8

ГУ-23 (рис. 7,*б*)	ГИ-Н-6	34,0	115	759	812	70	44	6,5	54	45	56	6,5	25,5
	ГКС-2,5	16,15	828	520	253	—	43	3,8/2	60	68	25	5,5	4,6
	ГКС-3,5	20,4	1080	740	305	—	65	4,2 (2,8)	75,5	86	30	5	9,0
	ГКС-1-3,5	20,4	890	550	305	—	46	4,2 (2,8)	75,5	86	30	6	7,6
	ГКС-4,5	23,8	1315	975	305	—	89	4,7 (3,2)	75,5	86	30	5	11,0
	ГКС-3-5	28,05	1490	1150	305	—	106	5,0 (3,4)	75,5	8[illegible]	30	4,5	12,5
ГУ-24 (рис. 7,*в*)	ГКС-6	39,95	1160	600	—	—	76	5,5 (3,7)	75,5	84	43	6	10,7
	ГКС-8	44,2	1430	870	—	—	112	6,5 (4,4)	75,5	84	43	6	13,9
	ГКС-10	51,85	1610	1050	—	—	134	7 (4,7)	75,5	84	43	6	14,8

Примечания: 1. Низшая теплота сгорания газа принята для всех горелок 8500 *ккал/м*³. 2. Звездочкой (*) указаны цифры для сжиженных газов с низшей теплотой сгорания 22 000 *ккал/м*³ 3. В скобках указан диаметр сопла для сжиженных газов с теплотой сгорания 22 000 *ккал/м*³.

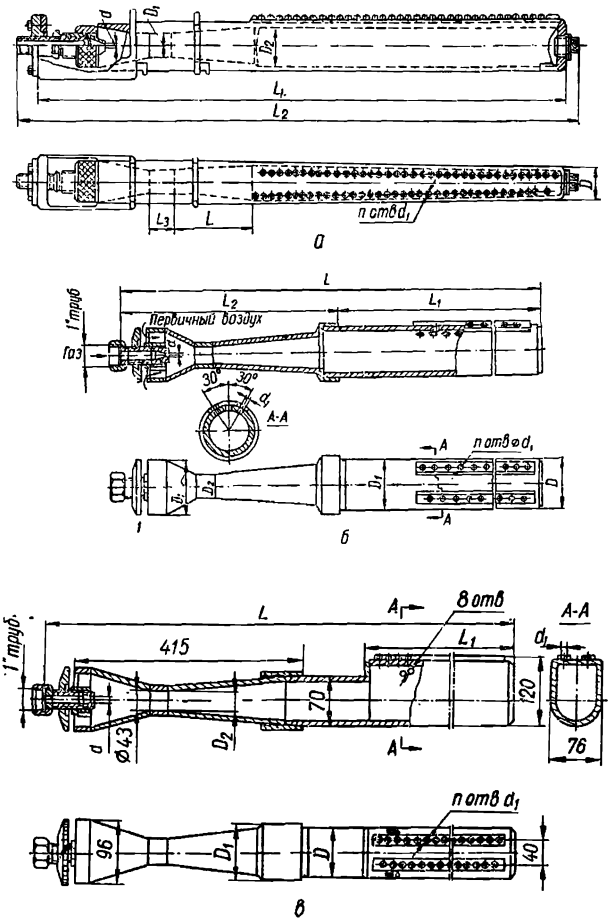


Рис. 7. Горелка газовая инжекционная низкого давления:
а — ГУ-27; *б* — ГУ-23 (20 400—28 000 *ккал/ч*); *в* — ГУ-24 (40 000—52 000 *ккал/ч*).

Таблица 40

Техническая характеристика газогорелочных инжекционных устройств среднего давления

Шифр горелок	Горелка газовая	Номинальная тепловая нагрузка		Давление газа в *мм вод. ст*	Диаметр форсунки (или сопла) в *мм*	Область применения
		в *ккал/ч*	в *нм³/ч*			
ГУ-37	Инфракрасного излучения	12 750	1,5 0,58 *	2000 2500	1,8 (0,8)	На открытых площадках для обогрева рабочих, при производстве сварочных работ и др.
ГУ-38	Запальная однофакельная	14 560	1,7 0,65 *	8000	1,25 (0,85)	Для зажигания газовых горелок в топках с разрежением
ГУ-39	Многофакельная	14 560	1,7 0,65 *	8000	1,25 (1,0)	То же
ГУ-40	Запальная однофакельная	2415	0,28 0,044 *	6000	0,55 (0,28)	То же, в топках с противодавлением
ГУ-43	Беспламенная панельная					Для промышленных печей, котлов в нефтяной, химической и других отраслях промышленности
	ГБП-35	35 000			8×2	
	ГБП-55	55 000			8×2	
	ГБП-85	85 000		0,01—	10×2	
	ГБП-120	120 000		2,5 *кг/см²*	10×2	
	ГБП-140	140 000		перед	12×2	
	ГБП-200	200 000		соплом		
	ГБП-280	280 000				
	ГБП-400	400 000				
	ГБП-530	530 000				
ГУ-46	Прямая	34 680	4,08		2,3× (1,5)	
		55 080	6,48		2,9× (1,9)	
		71 315	8,39		3,3× (2,1)	

Продолжение табл. 49

Шифр горелок	Горелка газовая	Номинальная тепловая нагрузка		Давление газа в мм вод. ст.	Диаметр форсунки (или сопла) в мм	Область применения
		в ккал/ч	в нм³/ч			
ГУ-47	Прямая с поворотом	84 915	9,99		3,6× (2,1)	В топках котлов, нагревательных печах, сушилах и других тепловых агрегатах
		99 620	11,72	5000	3,9× (2,6)	
		121 125	14,25		4,3	
		170 340	20,04		5,1	
ГУ-48 и ГУ-49	То же, с кольцевыми стабилизаторами	243 780	28,68		6,1	
		294 015	34,59		6,7	
		349 095	41,07		7,3	
ГУ-50	С *U*-образным стабилизатором 1 ИГК-2-10	42 500	5,0	5000	2,5	Для топок котлов, промышленных печей и других тепловых агрегатов с пониженной температурой и разрежением
ГУ-51	С пластинчатым стабилизатором 5509-00	11 220	1,3	3000	1,5	То же
ГУ-52	ИГК-25м	121 000	14,2	3000	4,3	Для установки в топках котлов и других тепловых агрегатов с разрежением
ГУ-53	ИГК-25у	124 000	14,6	3000	4,5	
ГУ-54	ИГК-60м	287 000	33,8	3000	6,8	
	ИГК-120	545 000	64		9	
	ИГК-170	750 000	88	3000	10.8	
ГУ-55	ИГК-250	1 130 500	133		13,2	
	ИГК-60у	312 000	36,7		7,1	
ГУ-56	ИГК-120	485 000	57	3000	8,5	
	ИГК-170у	552 500	65		9,4	
Г1-57	ИГК-300	2 170 000	255	3000	9,0	

ГУ-58	ГИМ-С-15	127 500	15		2,4	В топках котлов и других тепловых агрегатов (многосопловая)
	ГИМ-С-25	212 000	25		2	
	ГИМ-С-50	425 000	50	3000	2,2	
	ГИМ-С-75	637 000	75		2,1	
	ГИМ-С-100	850 000	100		2,5	
	ГИМ-С-150	1 275 000	150		2,5	
	ГИМ-С-200	1 700 000	200		2,9	
ГУ-59	Многосопловая					
	ТЛ-100	297 500	35		3,0	Для сжигания газа в топках котлов и промышленных печах с разрежением
	ТЛ-125	4 658 000	54,8	6000	3,6	
	Бестоннельные семисопловые ТЛ-210	1 122 000	132			
		969 000	114			
ГУ-60	ТЛ-250	1 666 000	196	6000	7,5	То же
		2 669 000	314			
	ТЛ-350	2 975 000	350			
ГУ-61	ГИ-С-15	127 500	15		1,6	В топках печей, котлов, сушилах и других тепловых агрегатах
	ГИ-С-25	212 000	25		1,6	
	ГИ-С-50	425 000	50	3000	1,5	
	ГИ-С-75	637 000	75		2	
	ГИ-С-100	850 000	100		1,9	
ГУ-62	Форкамерная					В топках стальных, чугунных секционных котлов, вертикально цилиндрических котлах, сушилах и других тепловых агрегатах
	ГИФ-С-15	127 500	15		3,1	
	ГИФ-С-20	170 000	20		3,1	
	ГИФ-С-35	297 500	35		3,7	
	ГИФ-С-50	425 000	50		3,7	
	ГИФ-С-75	637 000	75	3000	3,9	
	ГИФ-С-100	850 000	100		4,3	
	ГИФ-С-150	1 275 000	150		4,9	
	ГИФ-С-200	1 700 000	200		5,2	
	ГИФ-С-250	2 125 000	250		5,3	

Примечания: 1. Низшая теплота сгорания газа горелок ГУ-44—8350, остальных — 8500 *ккал/нм³*.
2. Звездочкой обозначены цифры для сжиженных газов с теплотой сгорания 22 000 *ккал/м³*.

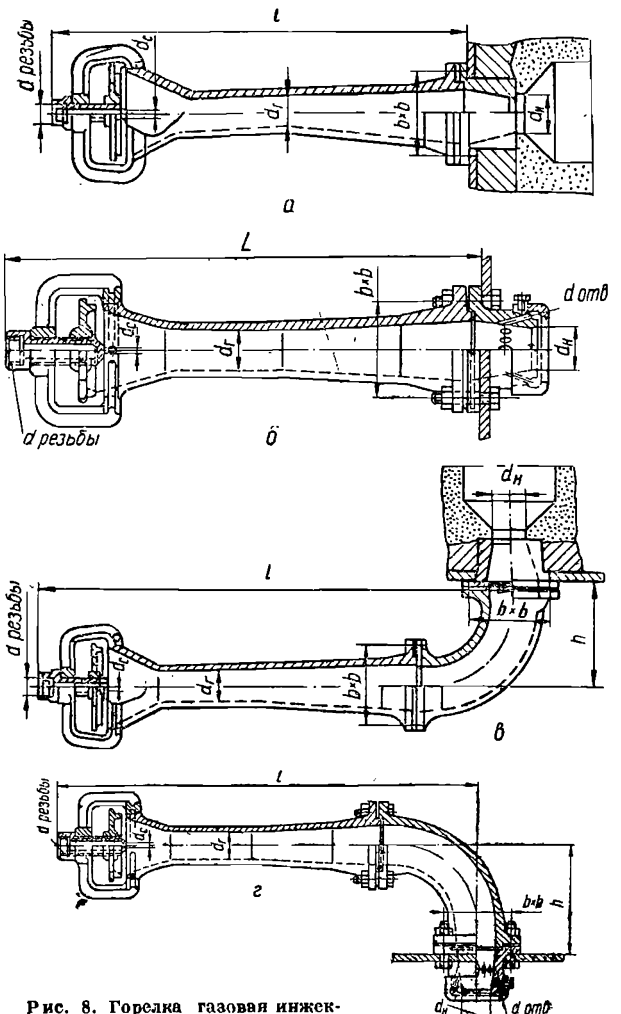


Рис. 8. Горелка газовая инжекционная среднего давления.

Таблица 41

Размеры и вес газовых горелок инжекционных среднего давления

Горелка	Шифр	Номер горелки	Номинальная тепловая нагрузка в тыс. ккал/ч	Размеры в мм					d резьбы	d_c сопла	Количество отверстий и диаметр в мм	Вес в кг
				$d_г$	$d_н$	l (L)	b	h				
Прямая (рис. 8, *а*)	ГУ-46	1	34,68 23,6 *	32	35	383	74	—	1/2	2,3 (1,5)	27×2,5	5,06
		2	55,08 37 *	40	44	457	88	—	1/2	2,9 (1,9)	31×2,5	6,7
		3	71,315 45,7 *	45,5	50	523	105	—	3/4	3,3 (2,1)	35×2,5	9,5
Прямая с кольцевым стабилизатором (рис. 8, *б*)	ГУ-48	4	84,915 59,6 *	51	56	589	115	—	3/4	3,6 (2,4)	39×2,5	11,5
		5	99,62 70 *	55	60,5	626	120	—	3/4	3,9 (2,6)	32×3	14,8
		6	121,125	60	66	692	120	—	1	4,3	34×3	19,5
		7	170,34	72	79	808	135	—	1	5,1	40×3	23,9
		8	243,78	85	93,5— 83,5	955	170	—	11/4	6,1	47×3	34,0
		9	294,015	94	104	1030	180	—	11/4	6,7	51×3	41,1
		10	340,095	102	112	1125	190	—	11/4	7,3	54×3	48,1

Продолжение табл. 41

Горелка	Шифр	Номер горелки	Номинальная тепловая нагрузка в тыс. *ккал/ч*	Размеры в *мм*					*d* резьбы	d_c сопла	Количество отверстий и диаметр в *мм*	Вес в *кг*
				$d_г$	$d_н$	*l*	*b*	*h*				
С поворотом (рис. 8, *в*)	ГУ-47	1	34,68 23,6 *	32	35	488	74	123	1/2	2,3 (1,5)	27×2,5	7,61
		2	55,08 37 *	40	44	577	88	138	1/2	2,9 (1,9)	31×2,5	10,24
		3	71,315 45,7 *	45,5	50	651	105	148	3/4	3,3 (2,1)	35×2,5	14,2
		4	84,915 59,6 *	51	56	727	115	158	3/4	3,6 (2,4)	39×2,5	18,0
		5	99,62 70 *	55	60,5	774	120	168	3/4	3,9 (2,6)	32×3	21,8
С поворотом и кольцевым стабилизатором (рис. 8, *г*)	ГУ-49	6	121,125	60	66	857	120	189	1	4,3	34×3	28,6
		7	170,34	72	79	993	135	209	1	5,1	40×3	36,5
		8	243,78	85	83,5	1164	170	235	1 1/4	6,1	47×3	50,3
		9	294,015	94	104	1264	180	260	1 1/4	6,7	51×3	57,7
		10	349,095	102	112	1359	190	260	1 1/4	7,3	54×3	70,4

Примечание. Звездочкой обозначены цифры для сжиженных газов с теплотой сгорания 22 000 *ккал/м*³.

Таблица 42

Техническая характеристика подовых газовых горелок

Шифр	Горелка	Тип	Номинальная тепловая нагрузка		Давление газа в *мм вод. ст*	Диаметр форсунки (сопла) в *мм*	Область применения
			в *ккал/ч*	в *нм³/ч*			
			Низкое давление				
ГУ-83	Диффузионная	ПГ-Н-5	42 500	5	130; 200	1,4 (1,3)	В стальных и чугунных секционных котлах, в топках сушил и других тепловых агрегатах
		ПГ-Н-7	59 500	7			
		ПГ-Н-10	85 000	10			
		ПГ-Н-15	127 500	15			
		ПГ-Н-20	170 000	20			
		ПГ-Н-35	297 500	35			
		ПГ-Н-50	425 000	50		1,6 (1,4)	
		ПГ-Н-75	637 500	75			
ГУ-85	Двухпроводная	ПГД-Н-15	127 500	15		1,5 (1,3)	На горизонтально-вертикальных котлах паропроизводительностью 0,5 10^3—10 10^3 *кг/ч*
		ПГД-Н-20	170 000	20			
		ПГД-Н-35	297 500	35		1,8 (1,6)	
		ПГД-Н-50	425 000	50		1,8 (1,7)	
		ПГД-Н-75	637 000	75	130; 200	2,2 (2,0)	
		ПГД-Н-100	850 000	100		2,2 (2)	
		ПГД-Н-150	1 275 000	150		2,4 (2,2)	
		ПГД-Н-200	1 700 000	200		2,7 (2,5)	
ГУ-86	Горизонтальная одноколлекторная многощелевая	МГ-2 $F = 17{,}6$ *м²*	264 000	31	100	2,0	В топках котлов типов МГ-2, «Универсал-6» и других агрегатах
		МГ-2 $F = 25{,}5$ »	374 000	44	100	2,2	
		МГ-2 $F = 33{,}3$ »	580 000	68	100	2,2	
		$F = 34$ »					

Продолжение табл. 42

Шифр	Горелка	Тип	Номинальная тепловая нагрузка		Давление газа в *мм вод. ст*	Диаметр форсунки (сопла) в *мм*	Область примен
			в *ккал/ч*	в *нм³/ч*			
ГУ-86	Горизонтальная одноколлекторная многощелевая	МГ-2 $F = 33$ *м²*	655 000	77	100	2,2	
		$F = 37{,}8$ »					
		$F = 43$ »	730 000	86	100		
		$F = 41{,}8$»					
		$F = 46{,}2$»	810 000	95	100	2,2	
ГУ-87	Двухпроводная	ПГД-Н-137	2 329 000	137	130; 200	2,8 (2,5)	На котлах ДКВР
		ПГД-Н-219	3 774 500	219		3,1 (2,5)	
		ПГД-Н-355	603 500	355		3,5 (3,1)	
		Среднее давление					
ГУ-89	То же	ПГД-С-50	425 000	50	3000	1,5	В горизонтальных, вертикальных водотрубных котлах паропроизводительностью $0{,}5 \cdot 10^3$—$20 \cdot 10^3$ *кг/*
		ПГД-С-75	637 000	75		1,55	
		ПГД-С-100	850 000	100		1,6	
		ПГД-С-150	1 275 000	150		1,7	
		ПГД-С-200	1 700 000	200		1,8	
		ПГД-С-250	2 125 000	250		2	
		ПГД-С-300	2 550 000	300		2	
		ПГД-С-500	4 250 000	500		2,2	
ГУ-90		ПГД-С-137	2 329 000	137		1,5	На котлах ДКВР
		ПГД-С-219	3 174 500	219		1,7	
		ПГД-С-355	6 035 000	355		1,9	
		ПГД-С-545	9 264 000	545		2,4	

Примечание. Низшая теплота сгорания газа 8500 *ккал/м³*, давление воздуха для горелок ГУ-85 и ГУ-89 — 50 *мм вод. ст.*

Таблица 43

Техническая характеристика газогорелочных устройств с принудительной подачей воздуха

Шифр	Горелка	Тип	Номинальная тепловая нагрузка		Давление в *мм вод. ст.*		Диаметр форсунки (или сопла) в *мм*	Область применения
			в *ккал/ч*	в *нм³/ч*	газа	воздуха		
ГУ-63	Горелка запальная	—	2500	0,3	125	—	1,4 (0,8)	Для зажигания газовых горелок низкого давления в топках с противодавлением
ГУ-67	Горелка газовая	ГД-Н-13	110 500	13	130	80	10	Для установки на небольших нагревательных термических и плавильных печах, кузнечных горнах
ГУ-69	То же	2938-01-00	127 500	15	3000	600	2×6	Для установки в коксогазовых вагранках
		3127-01-00	255 000	30	3000	600	3,2×6	
		2924-01-00	425 500	50	3000	600	3,3×8	
		2902-01-00	1 275 000	150	3000	1000	4,3×16	
ГУ-71	Горелка газовая $D_у = 70$ *мм* ЦКТИ	—	570.000	67	130	20	—	Для сжигания газообразного топлива в топках котлов, промышленных печах и других тепловых агрегатах

Продолжение табл. 43

Шифр	Горелка	Тип	Номинальная тепловая нагрузка		Давление в *мм вод. ст*		Диаметр форсунки (или сопла) в *мм*	Область применения
			в *ккал/ч*	в *нм³/ч*	газа	воздуха		
ГУ-72	Горелка газовая	1227-00	336 000	39	130 3000 *	100	3,1 (1,3)	Для сжигания газообразного топлива в топках котлов, промышленных печах и других тепловых агрегатах
		1228-00	536 000	63	130 3000 *	100		
		1229-00	800 000	94	130 3000 *	100		
		1230-00	1 200 000	140	130 3000 *	100		
ГУ-73	Горелка газовая	ГА-102	1 900 000	226	130 3000 *	100	4,3 (2,1)	То же
		ГА-106	2 900 000	340				
		ГА-110	4 300 000	508				
		1702-00	8 000 000	940				
ГУ-76	То же, щелевая	ГДЩ-С-100	850 000	100		25	3	Для установки на тепловых агрегатах, работающих с давлением и разрежением
		ГДЩ-С-150	1 275 000	150	3000	40	3,5	
		ГДЩ-С-250	2 125 000	250		40	3,5	
ГУ-77	Горелка газовая вертикально-щелевая	—	765 000	90			1,8	Для перевода на газовое топливо котлов типа ДКВ и ДКВР с паропроизводительностью 2,5—10 *т/ч*
			955 000	112,5	1500	25	2	
			1 240 000	146			2,1	
			1 910 000	225			2,2	

Примечания: 1. Низшая теплота сгорания газа принята 8500 *ккал/нм³*. 2. Звездочкой обозначены цифры для сжиженных газов с теплотой сгорания 22 000 *ккал/нм³*.

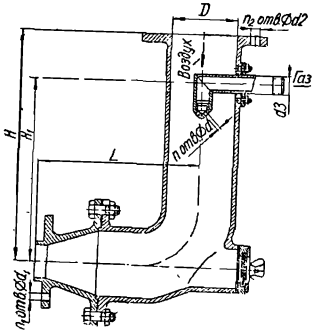


Рис. 9. Горелка для коксовых вагранок ГУ-69.

Таблица 44

Размеры и вес горелок газовых с принудительной подачей воздуха (смесительных) ГУ-69

Тип горелок	Номинальная тепловая нагрузка в *ккал/ч*	Размеры в *мм*											Вес в *кг*
		L	H	H_1	d	d_1	d_2	d_3	D	n	n_1	n_2	
2938-01-00	127 500	205	312	250	2	14	14	1/2	50	6	4	4	6,5
3127-01-00	255 000	235	460	360	3,2	14	18	1	90	6	4	4	17
2924-01-00	425 000	302	580	480	3,3	18	18	1	120	8	4	8	26
2902-01-00	1 275 000	580	800	700	4,3	18	18	1 1/2	200	8	4	8	64

Примечание. Размер d_3 приведен в дюймах.

Техническая характеристика горе

Шифр	Горелка	Тип	Номинальная тепловая нагрузка	
			в *ккал/ч*	в *нм³/ч*
ГУ-92	Горелка газомазутная	3217—00 3221—00	280 000 112 300	33 14,4
ГУ-97	То же, турбулентная	—	1 530 000 1 920 000 2 525 000	180 225 300

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Для постоянного контроля за параметрами газа (температурой, давлением и расходом) газопроводы оборудуются контрольно-измерительными приборами.

Для промышленных измерений параметров газа согласно ГОСТ 2939—63 принимается стандартный 1 $м^3$ газа при $t = 20°$ и $P = 760$ *мм вод. ст.*

Технический ртутный термометр типа ТП-121 измеряет температуру газа в трубопроводах.

На месте измерения температуры устанавливаются термометры сопротивления ЭТМ в комбинации с регистрирующим самопишущим прибором (уравновешенный автоматический мост), который монтируется во взрывобезопасном помещении. Автоматический мост работает при температуре окружающей среды 5—40° С и относительной влажности 30—80%.

Диаграмма записи ленточная, скорость движения ленты в пределах 25—150 *мм/ч*. Допускает погрешность не более 15 *мм* в сутки.

Электроконтактные стеклянные ртутные термометры (ГОСТ 9871—61) устанавливаются для регулирования температуры в пределах —35 + 500° С в качестве первичных приборов и могут работать в цепях постоянного и переменного тока.

Таблица 45

лок газовых комбинированных

Давление в *мм вод. ст.*		Диаметр форсунки (или сопла) в *мм*	Область применения
газа	воздуха		
3000	150	1,7	В топках котлов, промышленных печах и других тепловых агрегатах
	100	1,1	
200	20	5	В топках паровых котлов паропроизводительностью 2—10 *т/ч*
	30	5	
	55	5	

Самопишущие термометры ТГ-410 с часовым приводом диафрагмы

Температура окружающего воздуха	10—60 *град.* С
Относительная влажность	30—80%
Верхний предел показания	120; 160; 200; 300 *град* С
Погрешность показаний при 20° С	± 1,5%
Диафрагма	Дисковая
Привод	Часовой с шестисуточным заводом
Погрешность часового механизма в сутки	± 5 *мин*
Длина капилляра	10; 25; 40; 60 *м*
Высота термобаллона для капилляра длиной до 40 *м*	255 *мм*
То же, длиной свыше 40 *м*	435 »
Диаметр термометра	367 »
Толщина	118 »

При установке в газопроводах и аппаратах с избыточным давлением термометры заключают в металлическую оправу, изолирующую резервуар от измеряемой среды.

Термометры ТПК предназначены для сигнализации и поддержания температуры, а термометры ТЭК — для сигнализации или поддержания заданной температуры.

Таблица 46

Характеристика контрольно-измерительных приборов

ГОСТ и тип	Конструктивные характеристики и назначение	Категория	Пределы показаний	Габариты в *мм*	Предел давления в *кг/см²* до	Класс точности	Область применения
			Термометры				
ГОСТ 2823—59* *А, Б*	Технические, стеклянные ртутные	Показывающие	—36+500	—	—	1,0—1,5	Измерение температуры на газопроводах и оборудовании
ГОСТ 9871—61; ТЭК и ТПК	Стеклянные ртутные электроконтактные		—35+500	—	—	1,0—1,5	Регулирование температуры от —35 до +500 в качестве первичных приборов
ТГ, ТГ-410	То же, манометрические	Самопишущие	До +300	—	60	1—1,5	Для дистанционного измерения температуры неагрессивных газов
			Манометры				
ГОСТ 9933—61* пр-637	Стеклянные жидкостные U-образные	Самопишущие	0—300	690×60	0,03	—	Для измерения избыточного давления в газопроводах и оборудовании низкого давления
пр-620			0—600	390×60	0,06	—	
пр-619			0—100	190×60	0,01	—	
пр-650			0—150	240×60	0,015	—	
пр-664			0—800	890×60	0,08	—	

ОБМ-100 ОБМ-160	Без борта с радиальным штуцером		0—10	$d = 100$ $d = 160$	10 10	2,5 2,5	Для измерения давления в газопроводах и оборудовании
ОБМ-100[б]	С задним бортом и радиальным штуцером		0—10	$d = 100$	10	2,5	
ОБМ-160[б]			0—10	$d = 160$	10	2,5	
МОШ-100 МОШ-160	То же, с передним бортом и осевым штуцером		0—16; 0—25; 0—40	$d = 100$ $d = 160$	16; 25 40	1,5 1,5	
МСС-410	Сильфонные с гармониковой мембраной, с приводом диаграммы от часового механизма	Регистрирующие	0—0,25; 0—0,4; 0—0,6; 0—1,0; 0—1,6; 0—2,5; 0—4	$d = 367$ мм	—	1,5	Для регистрации средних и высоких давлений
МСС-610	Сильфонные с гармониковой мембраной с приводом диаграммы от синхронного двигателя		0—0,25; 0—0,4; 0—0,6; 0—1,0; 0—1,6; 0—2,5; 0—4	$d = 367$	— — — — — — —	15%	То же
ЭКМ-1	Электроконтактные	Показывающие	0—1,0; 0—1,6; 0—2,5; 0—4; 0—6; 0—10; 0—16; 0—25	$d = 150$	1,0; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25 Статическое давление в $кг/см^2$	— Погрешность ± 2 мм	Для определения и сигнализации при повышении или понижении до максимального или минимального давления

Продолжение табл. 46

ГОСТ и тип	Конструктивные характеристики и назначение	Категория	Пределы показаний	Габариты в *мм*	Предел давления в *кг/см²* до	Класс точности	Область применения
			Дифманометры				
ДТ-5 ДТ-50	Трубные (стеклянные трубки заключены в металлические оправы)	Показывающие	0—0,025 0—0,075	790×290 1280×290	5 50	Погрешность ±2 *мм*	Для измерения разности давления и могут быть использованы для определения давлений на замерных шайбах, пылеуловителях ГРС, фильтрах КРП, ГРП и др.
ДТ-150			0—0,05	1100×290	150		
ДП-410	Поплавковые, запись расхода привод — часовой механизм	То же		Корпус $d = 367$, ширина 118, ширина с сосудами 300	Статическое давление до 160 *кг/см²*	Погрешность ±5 *мин* в сутки	Для измерения разности давлений неагрессивных газов и используются для измерения расхода по перепаду давления в сужающих устройствах, для измерения перепада давлений при температуре наружного воздуха +5+50° С
ДП-610	То же, привод — электромотор	Записывающие	Перепад давления 40—1000				
ДП-430	Запись расхода и давления, привод от часового механизма						

ДП-630	Запись расхода и давления, привод от электромотора	Записывающие	Перепад давления в пределах 40—1000	Корпус: диаметр 367, ширина 118, высота прибора 657 *мм*	Статическое давление до 160 *кг/см²*	Погрешность хода диаграммы ±5	То же
ДМ-410	Мембранные, запись расхода с часовым механизмом						
ДМ-610	То же, от электромотора	То же					ДМ и ДП работают до 50 *м* от места измерения
ДМ-420	Запись расхода и давления с часовым механизмом						
ДМ-620	То же, с электромотором						
ДМ-622	То же, с интегратором, привод — электромотор						

Примечание. Пределы показаний для термометров приведены в *град* С, для дифманометров и манометров — в *кг/см²*.

Таблица 47

Характеристика технического ртутного термометра ТП-121

Обозначение	Пределы показания в *град* С	Длина нижней части	Обозначение по нижней части	Форма нижней части (по углом в *град*)
А	0—50	85	I	Прямой
Б	0—100	120	II	90
—	—	120	III	120
—	—	230	IV	135

Примечание. Диаметр термометра 17 *мм*, длина без нижней части — 200 *мм*, цена деления — 0,5 или 1 *град* С.

Таблица 48

Основные характеристики термометров сопротивления ЭТМ

Тип	Материал защитного чехла	Длина в *мм*	Максимальная глубина погружения в *мм*	Рабочее давление измеряемой среды в *кг/см²*	Размеры в *мм*	
					без головки	головки
ЭТМ-X с неподвижным штуцером	Ст. 20 или IX 18Н9Т	350	150		75+150	
		400	200		75+200	
		500	300	30	75+300	75×90×19
		600	400		75+400	
		950	750		75+750	
		1500	1300		75+1300	
ЭТМ-XI с неподвижным штуцером и кабельным вводом	Латунь Л-62	445	110	5		
		595	250		Диаметр 38	
		695	350			
ЭТМ-XII — для помещений без штуцера	Латунь Л-62 перфорированная	—	—	Атмосферное	185×45	
ЭТМ с подвижным штуцером	Ст. 20 или IX18Н9Т	500	400		75+400	
		750	650	3	75+650	
		1000	900		75+900	
		1250	1150		75+1150	85×90×49
		1500	1400		75+1400	
		2000	1900		75+1900	

Примечания: 1. Пределы измерения от —50 до +100° С. 2. Габаритные размеры приняты 75+ максимальная глубина погружения в *мм*.

Таблица 49

Техническая характеристика манометров (ГОСТ 8625—65)

Диаметр корпуса в *мм*	Верхние пределы измерения в *кг/см²*	Класс точности	Размер от оси корпуса до низа штуцера в *мм*
40	1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25	2,5; 4	40
60	1,0; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25	1,6; 2,5; 4	60
100	0,6; 1; 1,6;	1; 1,6; 2,5	100
160	2,5; 4,6; 10;	0,6; 1,0; 1,6	125
250	16; 25	0,6; 1,0; 1,6	165

Примечания: 1. Манометры изготавливаются с бортом для установки на щитах и без бортов — на трубопроводах. 2. Манометры по шкале выбираются так, чтобы максимальное рабочее давление составляло 1/3 — 2/3 от номинального значения шкалы, при резких колебаниях давления — 1/3—1/2.

Таблица 50

Техническая характеристика дифманометров — расходомеров двухтрубных типов ДТ-5, ДТ-50, ДТ-150 (СНиП I-Г. 8—62)

Условное обозначение	Предельный измеряемый перепад давления в *мм рт. ст.*	Статическое давление в *кг/см²*	Оцифровка шкалы от нуля в *мм*		Габаритные размеры в *мм*	Погрешность показаний в *мм*	Температура окружающего воздуха в *град* С	Вес в *кг*
			вниз	вверх				
ДТ-5-0302	0—250*	5	140	130	790×290×165	±2	0+40	8,2
ДТ-50-0302	0—750	50	360	350	1280×290×170	±2	0+40	11
ДТ-150-0302	0—500	150	260	250	1100×290×180	±2	0+40	17

Примечания: 1. Звездочкой указан перепад давления в *мм вод. ст.* 2. Для дифманометра ДТ-5-0302 затворная жидкость — вода, для остальных — ртуть. Для измерения разрежения в топках, дымоходах, каналах и других применяются *тягонапоромеры* жидкостные ТНЖ с наклонной трубкой. Предел измерения до 100 *мм вод. ст.* Точность измерения до 0,1—0,2 *мм вод. ст.*

Глава III. УСТРОЙСТВО МАГИСТРАЛЬНЫХ И ГОРОДСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Природные газы от газовых скважин до головных сооружений поступают по газоотводящим линиям.

Головные сооружения ГС состоят из установок по осушке, очистке и одоризации газов, а также имеют устройства по сероочистке, использующиеся при наличии в газе сероводорода. Кроме того, в состав головных сооружений входит головная компрессорная станция ГКС, которая начинает эксплуатироваться только после падения давления газа в газоносной залежи. От головных сооружений в магистральный газопровод газ идет обычно с давлением 50—60 *кг/см*^{2}.

Магистральные газопроводы делятся на три класса: I — высокого давления (выше 25 *ати*); II — среднего (12—25 *ати*); III — низкого (до 12 *ати* включительно).

Магистральный газопровод чаще всего прокладывается вне территории городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов и т. д. Минимальная глубина заложения магистральных газопроводов и ответвлений в пустынных районах, в скальных грунтах, по болотистой местности, при отсутствии проезда автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин составляет 0,5 *м*; в остальных случаях — 0,8 до верха трубы.

Магистральный трубопровод состоит из стального трубопровода, запорной арматуры, конденсатосборников, сооружений по защите газопроводов от блуждающих токов и почвенной коррозии. По трассе магистрального газопровода через 10—15 *км* располагаются дома линейных ремонтеров, а через каждые 100—150 *км* компрессорные станции КС, обеспечивающие повышение давления газа.

В помещениях компрессорных станций обычно размещаются ремонтно-эксплуатационные пункты РЭП.

При помощи ответвлений от магистральных газопроводов газ подают к городам, населенным пунктам, крупным предприятиям и ТЭЦ. В конце магистрального газопровода или на его ответвлениях устраиваются газораспределительные станции ГРС и контрольно-регуляторные пункты КРП. ГРС обслуживают города и крупные населенные пункты, КРП, представляющие собой газораспределительную станцию, предназначены для снабжения газом небольших населенных пунктов и промышленных объектов. ГРС и КРП обеспечивают снижение давления газа и выдачу его потребителям с необходимыми им параметрами. Кроме того, на ГРС и КРП газ очищается от пыли, газового конденсата и происходит его одоризация.

Автоматизированные газораспределительные станции с надомным обслуживанием для природных и искусственных газов строятся по типовым проектам № 4-02-357; № 4-02-442 и № 4-02-450. Проекты состоят из набора узлов. Из этих узлов подбирается проект газораспределительной станции необходимой производительности.

Диспетчерская и административная связь по длине магистрального газопровода осуществляется при помощи селектора и высокочастотных приборов.

ГОРОДСКИЕ ГАЗОПРОВОДЫ

На территории городов и населенных пунктов в зависимости от промышленного, коммунального и бытового потребления газопроводы делятся на категории (табл. 51).

Городские газопроводы состоят из распределительных газопроводов и вводов к группе зданий или к отдельным сооружениям и зданиям (рис. 10).

Распределительные газопроводы могут быть:

низкого давления — для газоснабжения жилых, общественных зданий и коммунально-бытовых потребителей;

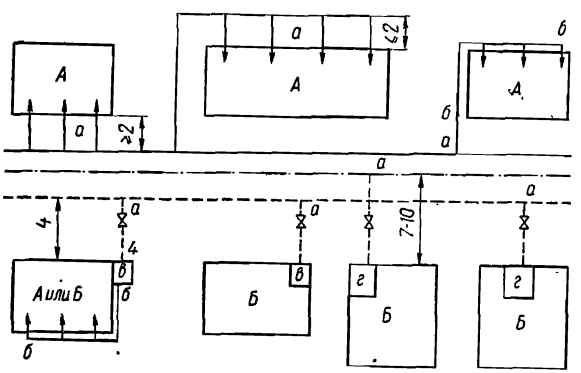
среднего и высокого давления — для питания распределительных газопроводов низкого и среднего давления через городские газорегуляторные пункты ГРП, а также газопроводов промышленных и коммунально-бытовых предприятий через местные ГРП и газорегуляторные установки ГРУ;

Таблица 51

Категория городских газопроводов *

Категория газопроводов	Газ	Давление в *кг/см²*
Низкого давления	Природный	До 0,03
	Искусственный	» 0,02
	Сжиженный	» 0,04
Среднего	Любой	Свыше 0,05 — до 3
Высокого	»	Свыше 3 — до 12

Примечания: 1. В газопроводах низкого давления допускается увеличение давления газа до 0,05 *кг/см²* при бытовом и коммунально-бытовом потреблении у индивидуальных или групповых регуляторов-стабилизаторов. 2. Газопроводы с давлением до 16 *кг/см²* применяются для подачи сжиженных газов до редуцирующих устройств и на газораздаточных станциях.



низкое давление --- среднее давление —·— высокое давление

Рис. 10. Схема устройства вводов газопроводов:

А — жилые и общественные здания, *Б* — промышленные и коммунально-бытовые предприятия; *а* — вводы в земле; *б* — по стенам зданий; *в* — шкафная установка, *г* — ГРП.

высокого давления — для подачи газа к хранилищам газа, ГРП, а также крупным промышленным предприятиям, технологические процессы которых требуют применения газа высокого давления до 12 *кг/см²*.

* Правила безопасности в газовом хозяйстве. М., изд-во «Недра», 1965, стр. 10.

Целесообразность присоединения промышленных и коммунальных предприятий, а также отопительных котельных к сетям низкого давления определяется технико-экономическим обоснованием.

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ

ГРП обеспечивают снижение давления газа, поддержание его на заданном уровне и транспортировку по городским и промышленным сетям к объектам. ГРУ существенной разницы с ГРП в оборудовании и работе не имеют. Монтируются ГРУ непосредственно у объектов и предназначены для снабжения газом отдельных промышленных агрегатов, котлов, расположенных только в одном помещении.

В зависимости от назначения ГРП различаются:

городские — питающие газом высокого или среднего давления сети общегородской системы распределения газа;

районные — питающие газом низкого давления сети городских районов или отдельных кварталов;

объектные — питающие газом высокого, среднего или низкого давления промышленные предприятия, отдельные объекты и др.

ГРП и ГРУ могут быть среднего давления — до 3 *кг/см*^{2} на входе, высокого — от 3 до 12 *кг/см*^{2}. В зависимости от давления газа на входе и выходе ГРП на городских сетях размещаются: в отдельно стоящих зданиях на территории скверов, парков, внутри жилых кварталов, во дворах; в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене газифицируемого здания или на отдельно стоящей несгораемой опоре. Расстояние отдельно стоящих ГРП до зданий и других объектов определяется по табл. 52.

Мосгазпроект в 1964 г. разработал 20 различных вариантов технологических схем газорегуляторных пунктов с давлением газа на входе 12—6—3 *кг/см*^{2} и на выходе — от 0,01 до 6, при этом применены регуляторы давления типа РДУК.

При выборе варианта ГРП необходимо учитывать: требуемый расход газа с учетом перспективы, давление газа на выходе на одной или двух нитках, возможность учета потребляемого газа. Кроме того, выбор

Таблица 52

Минимальные расстояния от ГРП до объектов (СНиП II-Г. 13—66)

Давление газа на входе в ГРП в *кг/см²*	Расстояние по горизонтали в свету не менее в *м*		
	до зданий и сооружений	до железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	до автодорог
До 6	10	10	5
» 12	15	15	8

Примечание. Минимальные расстояния до воздушных линий электропередач — не менее 1,5 высоты опоры.

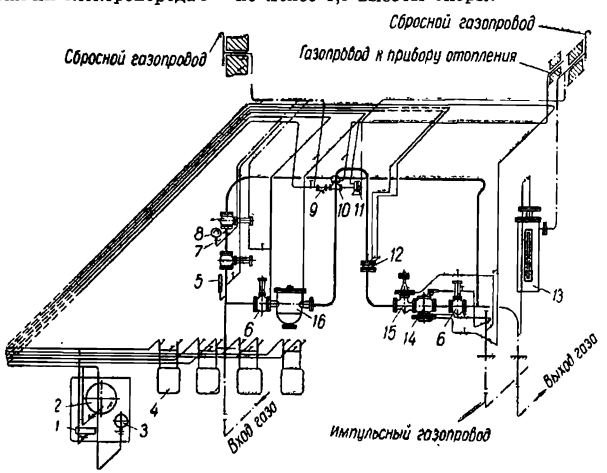


Рис. 11. Схема ГРП с регулятором давления РДУК2-50 и учетом расхода газа диафрагмой:

1 — напоромер НМП1; *2* — манометр самопишущий МСТМ-410; *3* — манометр общего назначения ОБМ-160б; *4* — дифманометр ДСС-710 *ч*; *5* — термометр; *6* — задвижка фланцевая; *7* — кран 3-ходовой; *8* — манометр общего назначения ОБМ-100; *9* — фильтр сетчатый; *10* — предохранительный клапан-отсекатель ППК-40 *м*; *11* — регулятор низкого давления РДК-2; *12* — диафрагма камерная; *13* — гидрозатвор (сбросной клапан); *14* — регулятор давления РДУК2-50; *15* — предохранительный запорный клапан; *16* — фильтр волосяной сварной.

варианта ГРП должен быть технологически целесообразен и экономически обоснован.

Технологическое оборудование ГРП состоит из регулятора давления газа с регулятором управления, предохранительно-запорного клапана, фильтра, предохранительно-сбросных устройств, запорной арматуры и контрольно-измерительных приборов.

ГРП может иметь один (рис. 11) или два регулятора давления с учетом или без учета расхода газа.

Пропускная способность регуляторов давления типа РДУК для газа с $\gamma = 0{,}73$ *кг/нм*^{3} приводится в табл. 53.

Таблица 53

Номинальная (80% от расчетных) пропускная способность регуляторов давления (СНиП I-Г. 8—66)

Давление в *кг/см*^{2} (на входе)	Пропускная способность в *нм*^{3}/*ч* при диаметре в *мм* седла регулятора давления типа				
	РДУК2-50	РДУК2-100		РДУК2-200	
	35	50	70	105	140
0,3	465	550	1320	3450	5000
0,5	580	815	1630	4250	6200
1,0	785	1110	2220	5810	8450
1,5	1000	1420	2840	7400	10 800
2	1200	1696	3408	8900	12 940
3	1600	2265	4544	11 900	17 300
5	2400	3396	6816	17 850	25 900
6	2800	3964	7952	20 800	30 120
8	3620	5097	10 224	26 800	—
10	4420	6230	12 500	32 600	—
12	5200	7360	14 750	38 600	—

Примечание. Для всех регуляторов типа РДУК производительность указана при давлении на выходе 0,01 *кг/см*^{2}.

Если давление газа на входе в регулятор и на выходе отличается от давления, приведенного в табл. 53, то пропускная способность регулятора давления типа РДУК определяется по формуле

$$Q = 159{,}5 f \varphi k P_1 \sqrt{\frac{1}{\gamma_0}}, \qquad (7)$$

где Q — пропускная способность регулятора в *нм*^{3}/*ч*;
f — площадь седла клапана (табл. 54);
φ — коэффициент, зависящий от отношения $\frac{P_2}{P_1}$ и определяемый по графику (рис. 12);
P_1 — абсолютное давление газа на входе в регулятор в *кг*/*см*^{2};
P_2 — то же, на выходе;
k — коэффициент расхода (табл. 54);
γ_0 — удельный вес газа при $P = 760$ *мм рт. ст.* и $t = 0°$ С в *кг*/*нм*^{3}.

Таблица 54

Площадь седла клапана регулятора и коэффициенты расхода

Параметры	РДУК2-200		РДУК2-100		РДУК2-50
	Диаметр в *мм*				
	105	140	50	70	35
Площадь седла клапана в *см*^{2}	86,5	154	13,45	32,35	8,49
Коэффициент расхода	0,49	0,4	0,6	0,5	0,6

При нормальных условиях работы регулятора расчетная пропускная способность его должна быть примерно на 20% больше требуемой максимальной пропускной способности регулятора. Это значит, что он должен быть загружен при требуемой пропускной способности не более чем на 80%, а при минимальном расходе — не менее чем на 10%, т. е.

$$\frac{Q_2}{Q_1} 100 \leqslant 80\% \text{ и } \frac{Q_3}{Q_1} 100 \geqslant 10\%,$$

где Q_1, Q_2, Q_3 — пропускная способность регулятора соответственно: искомая, требуемая максимальная, требуемая минимальная.

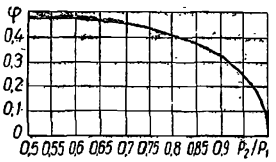


Рис. 12. График зависимости φ от $\frac{P_2}{P_1}$.

Для регуляторов давления типа РД пропускная способность может быть определена по следующим формулам:

$$\text{при } \frac{P_1}{P_2} \leqslant 2Q_1 = Q_p \sqrt{\frac{\Delta P_1 \gamma P_2}{\Delta P \gamma_1 P_к}} \qquad (8)$$

$$\text{при } \frac{P_1}{P_2} > 2Q_1 = 50QP_1 \sqrt{\frac{\gamma}{\gamma_1 \Delta P P_к}}, \qquad (9)$$

где ΔP_1 — располагаемая потеря давления в *мм вод. ст.*;
ΔP — потеря давления, соответствующая паспортной пропускной способности в *мм вод. ст.*;
γ_1 — удельный вес газа, для которого подбирается регулятор в *кг/нм*^{3};
γ — паспортный удельный вес газа;
$P_к$ — конечное давление газа по паспортным данным регулятора в *кг/см*^{2};
Q — табличная (паспортная) пропускная способность регулятора в *нм*^{3}/ч.

В качестве командных приборов к регуляторам давления РДУК используются регуляторы управления КН-2-00 и КВ-2-00, при помощи которых производится настройка на требуемое давление на выходе (конечное).

Предохранительно-запорный клапан устанавливается перед регулятором давления. Он открывается только вручную.

Фильтр служит для очистки газа от механических примесей и пыли. Засоренность фильтра определяется дифманометром ДСП-780, который показывает разность давлений до и после очистки. Потеря давления

Таблица 55

Техническая характеристика фильтров (СНиП I.Г-9—66)

Фильтры	Диаметр в мм	Давление в кг/см²		Материал и конструктивные особенности	Назначение и среда
		$P_у$	$P_{пр}$		
Газовые волосяные	80, 100 150, 200 300	10—12	15—18	Корпус—чугунный, фильтрующий; материал—конский волос, морская трава, капрон	Устанавливаются на газопроводах перед ГРП или на ГРП для очистки газа
То же, с кольцами Рашига	50 150 400	16 6 20	24 9 30	Засыпка — фильтрующий материал	Устанавливаются на газопроводах высокого давления для очистки газов
Сепараторы, совмещенные с циклонами	150	16	24	Кольца Рашига или бусы	Устанавливаются в крупных регуляторных установках для очистки газа
Сетчатые	32 40, 50	3	4,5	Корпус — чугунный, сетка — латунная	Устанавливаются перед ГРП или внутри ГРП для очистки газа

Таблица 56

Техническая характеристика ГРП шкафного типа (СНиП III-Г. 2—66)

Шифр установки	Типы и количество регуляторов в шт.	Пропускная способность установки для газа с $\gamma = 0{,}73$ кг/нм³ при давлении газа на входе в шкаф в кг/см²				Давление газа на выходе из шкафа в кг/см²	Габаритные размеры шкафа в мм		
		1	3	6	12		высота	ширина	глубина
ШП-1	РДУК-2-50	450	—	—	—	0,005—0,1	1060	1030	614
ШП-2	РД-50М	— 300 (25)	1200 550 (20)	2000 600 (15)	2000 300 (8)	0,005—0,5 0,009—0,025	1100	1150	580
ШП-3	РД-32М	40 (10)	110 (10)	110 (6)	90 (4)	0,009—0,025	960	920	465
ШП-4	РДК-2	—	—	2,5	—	0,01—0,0315	600	700	400

Примечания: 1. Производительность дана при работе одного регулятора давления. 2. В скобках указан диаметр в мм седла клапана регулятора давления. 3. Для установки ШП-1 применяется один регулятор, в остальных случаях — по два.

фильтра не должна превышать 1000 *мм вод. ст.* При больших потерях давления следует устанавливать параллельно два фильтра.

Для расходов газа более 4000 *нм*^{3}/*ч* с $\gamma = 1$ *кг*/*нм*^{3} потери давления в *мм вод. ст.* составляют

$$\Delta P = \Delta P_{гр}\left[\frac{Q}{Q_{гр}}\right]^2 \frac{\gamma}{P}, \qquad (10)$$

где $\Delta P_{гр}$ — потери давления по графику при расходе $Q_{гр}$ в *мм вод. ст.*;

Q — расчетный расход газа в *нм*^{3}/*ч*;

$Q_{гр}$ — расход газа по графику в *нм*^{3}/*ч*;

γ — объемный вес газа в *кг*/*нм*^{3};

P — давление газа перед фильтром в *кг*/*см*^{2}.

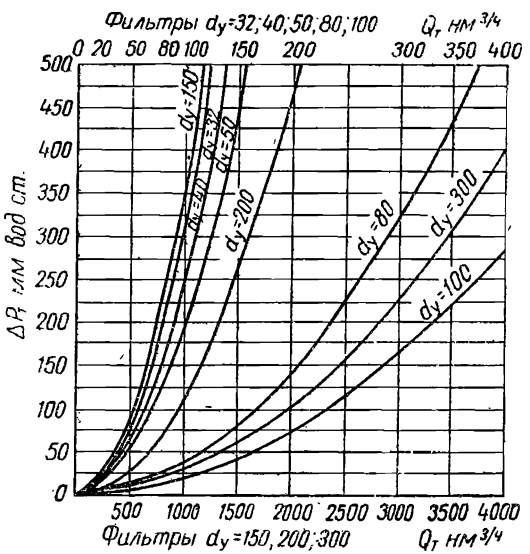


График потери давления фильтра

Кольца Рашига и волосяная набивка фильтров смачиваются висциновым маслом (60% цилиндрического + + 40% солярового).

Предохранительно-сбросные устройства устанавливаются после регулятора давления. Рекомендуются такие типы предохранительно-сбросных устройств для ГРП (СНиП II-Г. 13—62) с соответствующим давлением в *кг/см*^{2}:

Гидропредохранители-гидрозатворы, мембранные, пружинные клапаны	До 0,1
Мембранные, пружинные клапаны	» 1
Пружинные клапаны	» 6

Давление срабатывания в этих устройствах должно быть на 10% больше номинального (контролируемого) за регулятором давления.

Контрольно-измерительные приборы КИП, устанавливаемые в ГРП, должны иметь клеймо, подтверждающее их пригодность и соответствие требованиям Правил Комитета стандартов, мер и измерительных приборов Совета Министров СССР. КИП с электрическим приводом должны быть взрывобезопасными. В другом случае они должны ставиться в помещении, изолированном от помещения ГРП, или снаружи в запирающемся ящике.

Приборы КИП измеряют и записывают давление газа на входе в регулятор и выходе из него. При низком давлении рекомендуется применять самопишущие дифманометры ДСС-710ч, при среднем и высоком — МСТМ-410.

Расход газа учитывается самопишущими дифманометрами ДСС-710ч или с помощью ротационных счетчиков.

ГРП могут быть шкафного типа. Такие установки применяются при газоснабжении коммунально-бытовых предприятий, детских, лечебных и учебных заведений, отопительных котельных, небольших промышленных предприятий, где по технологическим особенностям необходимо низкое или среднее давление газа; отдельно стоящих жилых домов, жилых кварталов и поселков, расположенных вне района действия городской сети низкого давления (с радиусом действия одного ГРП не более 500 *м*); при газоснабжении ремонтных мастерских, котельных колхозов, совхозов и других сельских объектов.

В 1964 г. институт Мосгазпроект разработал типовый проект «Газорегуляторные пункты (ГРП) шкафного типа для снижения давления газа». Шкаф, где размещается технологическое оборудование установки, выполнен из стальных уголков и листовой стали. Внутренние ограждающие поверхности утеплены войлоком; имеется специальный коллектор для присоединения к системе водяного отопления. В каждом конкретном случае может решаться вопрос о применении шкафов с отоплением или без него. Расчет отопления шкафа произведен для климатического пояса с зимней температурой —26° С.

При размещении шкафной установки на несгораемой стене газифицируемого здания не ниже III степени огнестойкости расстояние от шкафа до окна или двери должно быть не менее 1 *м*. Устанавливать шкафы под окнами независимо от высоты их расположения над уровнем земли запрещается; продувочные свечи должны быть выведены выше карниза крыши здания на 1 *м* при наличии у данной стены оконных проемов. На глухой стене свечи выводятся на высоту не менее 2,5 *м* от уровня земли.

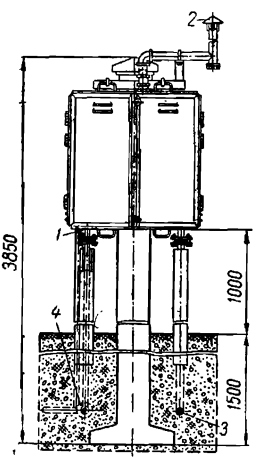


Рис. 13. Схема монтажа шкафной установки с регулятором давления РДУК2-50 на железобетонной опоре:
1 — импульсный газопровод; *2* — сброс газа в атмосферу; *3* — вход газа; *4* — выход газа.

При устройстве шкафной установки на отдельно стоящей опоре (рис. 13) расстояние от шкафа до зданий и сооружений должно быть не менее указанных в табл. 52. Продувочные свечи выводятся на высоту не менее 2,5 *м* от уровня земли.

На входную, выходную и импульсную трубки одеваются защитные трубы (футляры) для предохранения газопроводов от механических повреждений.

Системы распределения газа. В зависимости от дав-

ления газа, подаваемого потребителям, существуют следующие системы распределения газа:

Низкое	Одноступенчатая
Низкое и среднее (до 3 кг/см²)	Двухступенчатая
Низкое и высокое (до 6 кг/см²)	
Низкое, среднее и высокое (до 6—12 кг/см²)	Трех- и многоступенчатая

Для отдельных районов города возможна комбинация систем.

При выборе системы распределения газа необходимо учитывать следующие факторы: физико-химические свойства горючего газа; размеры и планировку города, населенного пункта; направление использования газа; размещение потребителей; расположение ГРС; размещение хранилищ газа; безопасность эксплуатации; технико-экономические показатели.

Одноступенчатые системы низкого давления применяются для снабжения искусственным газом населенных пунктов или отдельных районов города с небольшой протяженностью газовых сетей.

Двухступенчатые системы применяются для снабжения природным газом крупных, средних, небольших городов и населенных пунктов в сельской местности. Давление газа с высокого или среднего на низкое снижается за счет устройства районных, местных ГРП и ГРУ.

Двухступенчатая система имеет такие преимущества: меньшая металлоемкость за счет повышенного давления в распределительных газопроводах среднего или высокого давления; большая пропускная способность; обеспечивается более равномерное давление газа в распределительных газопроводах низкого давления.

Однако с увеличением ступеней давления газа усложняется эксплуатация системы, особенно газопроводов с повышенным давлением ГРП и ГРУ, что относится к недостаткам этой системы. В крупных городах применяются, как правило, трехступенчатые и многоступенчатые системы распределения газа.

ПРОКЛАДКА ГОРОДСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ

На территории городов и населенных пунктов прокладывают подземные, надземные, подводные и надводные газопроводы независимо от давления и назначения транспортируемого газа.

Трассировка подземных газопроводов осуществляется с учетом фактически имеющихся и проектируемых подземных коммуникаций и надземных сооружений в зоне предполагаемой прокладки газопроводов.

В старых городских районах и населенных пунктах со сложившейся застройкой подземные газопроводы, как правило, размещаются раздельно в зонах усовершенствованных дорожных покровов уличных проездов

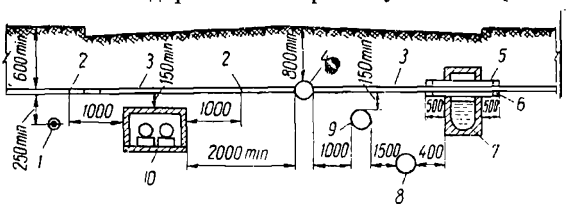


Рис. 14. Схема расположения наружных коммуникаций в старых городских районах (размеры в *мм*):

1 — кабель в футляре; *2* — сварные стыки; *3* — вводы; *4* — распределительный газопровод низкого давления; *5* — стальной футляр, покрытый противокоррозионной изоляцией; *6* — жирный цементный раствор; *7* — ливневый коллектор; *8* — коллектор фекальной канализации; *9* — водопровод; *10* — каналы тепловой сети.

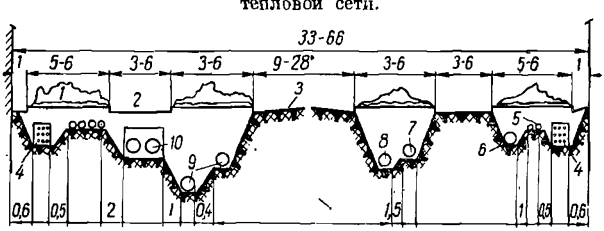


Рис. 15. Схема совмещенной прокладки подземных коммуникаций (размеры в *м*):

1 — полоса зеленых насаждений; *2* — тротуар; *3* — проезжая часть; *4* — кабели связи; *5* — кабели силовые; *6* — газопровод; *7* — водопровод; *8* — ливневая канализация; *9* — канализация фекальная; *10* — канал теплосети.

и под тротуарами (рис. 14). При наличии полос озеленения газопроводы следует укладывать в этих полосах.

В районах нового строительства инженерные подземные коммуникации, в том числе и газопроводы, должны прокладываться в специальных технических зонах, в полосах озеленений, в зонах второстепенных проездов, внутри кварталов и т. п. В этом случае возможны совмещенные прокладки газопроводов и других подземных коммуникаций в одной траншее (рис. 15)

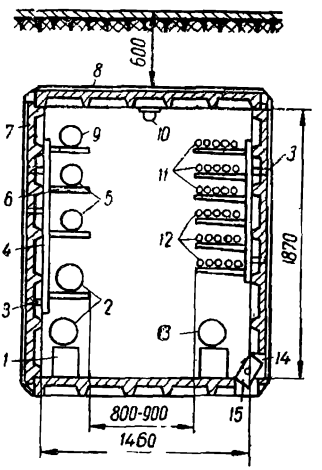


Рис. 16. Проходной внутриквартальный коллектор:
1 — бетонная опора; *2* — трубопроводы горячего водоснабжения; *3* — закладные детали для кронштейнов; *4* — металлическая стойка; *5* — теплопроводы; *6* — кронштейн; *7* — сборные железобетонные плиты; *8* — гидроизоляция; *9* — газопровод; *10* — электроосвещение; *11* — телефонные кабели; *12* — электрокабели; *13* — водопровод; *14* — закладные детали для косынки; *15* — соединительная косынка с отверстием для болта.

и в подземных проходных коллекторах — каналах * (рис. 16).

Для совмещенной прокладки инженерных сетей внутри кварталов и микрорайонов между жилыми и общественными зданиями устраивают проходные коллекторы — «сцепки» (рис. 17). При этом обязательно устанавливают газонепроницаемые диафрагмы перед

* Прокладка газопроводов с давлением до 0,05 *кг/см²* в проходных подземных коллекторах производится в соответствии с требованиями «Временных указаний по проектированию внутренних инженерных коммуникаций в коллекторах, технических подпольях и технических коридорах» (СН 338-65).

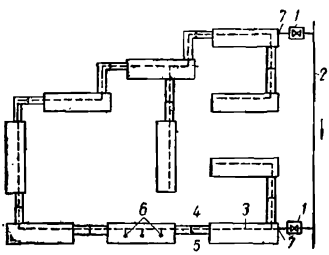


Рис. 17. Схема прокладки внутриквартальных газопроводов на «сцепках»: *1* — колодец с задвижкой; *2* — газопровод низкого давления, проложенный в земле или канале; *3* — газопровод в техническом подполье; *4* — проходной канал-«сцепка» размером 1460 × × 1870 *мм*; *5* — газонепроницаемая диафрагма; *6* — стояки внутреннего газопровода; *7* — место герметизации ввода.

входом коммуникаций в соседнее здание. При отсутствии на проездах дорожных покрытий глубина заложения газопровода принимается 0,9 *м* до верха трубы.

При подземных переходах магистральных железнодорожных путей, а также автомагистралей 1 и 2 классов все газопроводы должны заключаться в футляры. Газопроводы можно прокладывать в вентилируемых транспортных и пешеходных туннелях. При пересечении туннеля газопровод с усиленной изоляцией прокладывают в футляре, концы которого выходят за стенку туннеля на 0,5 *м*, заделывают просмоленной прядью и заливают бетоном. Под трамвайными путями газопроводы прокладывают в деревянных коробах и заливают битумом.

В пределах футляра газопровод должен иметь минимальное количество сварных стыков, покрываться весьма усиленной изоляцией и укладываться на центрирующие диэлектрические прокладки.

Если проложенный под железнодорожными путями газопровод кольцевой, то отключающие устройства устанавливаются с обеих сторон перехода.

Все сварные стыки подземного и подводного переходов газопровода, а также газопроводов, проложенных по мостам, плотинам и другим гидротехническим сооружениям, должны проверяться физическими методами контроля.

Напряжения, возникающие в грунте от движения транспорта, затухают на глубине 0,8 *м*. Поэтому распределительные газопроводы с природным газом должны иметь глубину заложения не менее 0,8 *м* в проезжей части, а в непроезжей — 0,6 *м* до верха трубы.

Газопроводы с искусственным газом прокладываются ниже средней глубины промерзания грунта.

При прокладке двух и более газопроводов в одной траншее расстояние между ними в свету должно быть: для труб диаметром до 300 *мм* — не менее 0,4 *м*, более 300 — не менее 0,5.

Газопроводы, транспортирующие природный газ, укладывают в траншеи без соблюдения уклонов, чаще всего параллельно поверхности грунта или дорожного покрытия. Газопроводы с искусственным газом укладывают с уклоном не менее 0,002 с обязательной установкой конденсатосборника в низших точках газовых сетей для сбора и выкачки образующегося в трубопроводах конденсата.

Минимальные расстояния по вертикали в свету между газопроводами с давлением до 12 *кг/см*^{2} и другими подземными коммуникациями принимаются следующие (СНиП II-Г. 13—66): от водопровода, канализации, водостока и тепловой сети — 0,15 *м*; от электрического кабеля и телефонного кабеля — 0,5 *м*. Если электро- или телефонный кабель проложить в футляре, то расстояние до газопровода можно уменьшить до 0,25 *м*. Концы футляра должны быть не ближе 1 *м* от стенок пересекаемых сооружений.

Для газопроводов с давлением до 6 *кг/см*^{2} на отдельных участках трассы, а также при прокладке вводов между зданиями и под арками зданий указанные в табл. 57 расстояния до зданий и подземных сооружений могут быть уменьшены (не более чем вдвое) при соблюдении следующих мероприятий, согласованных с Госгортехнадзором: свести до минимума количество сварных стыков, особенно потолочных; проверить сварные соединения методами физического контроля (гамма-лучи и пр.); применить весьма усиленную изоляцию газопроводов; использовать только бесшовные стальные трубы; применить гнутые или крутозагнутые отводы; проложить газопровод в стальных футлярах с сальниковыми уплотнителями и газоотводной трубкой, выведенной в безопасное место под ковер; установить над каждым сварным стыком контрольную трубку, загнутый конец которой вывести выше уровня поверхности земли так, чтобы он не мешал движению транспорта и пешеходов; обеспечить высокое качество строительно-монтажных работ по подготовке дна траншеи,

Таблица 57

Минимальные расстояния в *м* по горизонтали в свету между подземными газопроводами и другими сооружениями и коммуникациями (СНиП II-Г. 13—66)

Сооружения и коммуникации	Давление в *кг/см²*			
	до 0,05	до 3	до 6	до 12
Здания и сооружения (до обрезки фундаментов)	2	4		10
Железнодорожные пути (до ближайшего рельса)	3	4		10
Трамвайные пути (до ближайшего рельса)	2	2	3	3
Водопровод (до стенки трубы)	1	1	1,5	2
Канализация, водосток (до стенки трубы)	1	1,5		5
Тепловая сеть (до наружной стенки канала)	2	2		4
Силовые кабели до 35 *кв*	1	1	1	2
Телефонные кабели				
бронированные	1	1	1	1
в канализации	1	1,5		3
Деревья до ствола	1,5	1,5	1,5	1,5
Воздушные линии электропередачи в *кв* (от фундамента опоры):				
до 1	1	1	1	1
свыше 1 до 35	5	5	5	5
свыше 35	10	10	10	10

Примечания: 1. Расстояние газопровода до кустарников не регламентируется. 2. Расстояние от газопровода до наружной стенки колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 *м*. Газопроводы на этих участках выполняются из бесшовных труб и не имеют сварных стыков. 3. Расстояния, указанные в таблице, не распространяются на совмещенные прокладки в одной траншее газопроводов с другими подземными коммуникациями. 4. Расстояния от газопроводов до опор воздушных линий связи, контактной сети трамвая, троллейбуса и электрифицированных железных дорог следует принимать как до опор воздушных линий электропередач соответствующих напряжений.

укладке и сварке газопроводов и засыпке их грунтом, засыпку траншей зимой следует производить только талым грунтом или песком; при прохождении газопроводов вблизи колодцев сварные стыки следует располагать на расстоянии не ближе 1 *м* с обязательным просвечиванием сварных швов, расположенных ближе 2 *м* от наружной стенки колодца.

Кроме этого, в каждом отдельном случае предусматриваются дополнительные мероприятия по безопасности в соответствии с местными условиями.

Надземные газопроводы могут прокладываться по отдельно стоящим опорам и эстакадам из несгораемых материалов; по наружным стенам I, II, III и IV степеней огнестойкости зданий с производствами категорий Г и Д, а также жилых и общественных зданий; по несгораемым покрытиям зданий I и II степени огнестойкости с производствами категорий Г и Д.

Минимальная высота в *м* прокладки надземных газопроводов (от поверхности земли до нижней точки конструкции перехода газопровода) составляет (СНиП II-Г. 13—66):

В непроезжей части территории в местах прохода людей	2,2
На свободной территории вне проезда транспорта и прохода людей	0,5
В местах пересечения автодорог	4,5
В местах пересечения путей неэлектрифицированной железной дороги (до головки рельса)	5,6
В местах пересечения электрифицированных участков железных дорог и трамвайных путей (до головки рельса)	7,1
В местах пересечения с контактной сетью троллейбуса	7,3

Разрешается совмещенная прокладка газопроводов с другими трубопроводами на одних опорах или эстакадах при возможности осмотра и ремонта в отдельности каждого из трубопроводов.

При совмещенной прокладке с горячими трубопроводами газопровод должен быть защищен от воздействия тепла.

При определении наименьших вертикальных и горизонтальных расстояний между воздушными линиями электропередач и газопроводами ограждения над ними в виде решеток, галерей, площадок рассматриваются как части газопровода.

Минимальные расстояния по горизонтали в свету между надземными газопроводами и зданиями или сооружениями (СНиП II-Г. 13—66)

Здания или сооружения	*Расстояния до зданий или сооружений в м*
1. Производственные здания и склады с производствами, относящимися по пожарной опасности к категориям А, Б и В, до газопроводов с давлением газа до 6 *кг/см²*	5
2. Производственные здания с производствами, относящимися по пожарной опасности к категориям Г и Д, до газопроводов с давлением газа до 6 *кг/см²*	
3. Жилые и общественные здания до газопроводов с давлением газа до 0,05 *кг/см²*	2
То же, до газопроводов с давлением газа до 6 *кг/см²*	5
Ближайший рельс железнодорожного или трамвайного пути	3
6. Бордюрный камень, внешняя бровка кювета или подошва насыпи дороги	1,5
7. Подземные коммуникации (водопровод, канализация, трубы тепловых сетей, телефонная канализация, электрические кабельные блоки), считая от края фундамента опоры до газопровода	1
8. Ограда открытой электростанции	10
9. Провода воздушных линий электропередачи	Не менее высоты опоры линии электропередачи
10. То же, в стесненных условиях	Не менее указанного на стр. 117 при условии защитного заземления газопровода

Примечания: По пп. 5-9 расстояния указаны до газопроводов всех категорий давления газа. 2. Если высота опоры газопровода превышает высоту опор линии электропередачи, расстояния между газопроводом и линией электропередачи следует принимать не менее высоты опоры газопровода. 3. Указанные расстояния от зданий не исключают возможности прокладки газопроводов по стенам и покрытиям этих зданий (см. стр. 115).

Таблица 58

Минимальные расстояния в свету между надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения при их совместной прокладке и пересечении

Ду газопроводов в *мм*	Ду трубопроводов в *мм*		
	до 300	от 300 до 600	более 600
	Расстояния в *мм*		
До 300	100	150	150
От 300 до 600	150	150	200
Более 600	150	200	300

Минимальные расстояния по вертикали в свету между надземными газопроводами и воздушными линиями электропередачи при пересечениях

Величина напряжения в *к*	Расстояние в *м*
До 1	1
» 20	3
» 150	4,5
« 220	5

Примечание. Расстояния от проводов воздушной электропередачи до любой части газопроводов и их выступающих конструкций определяются по горизонтали при наибольшем отклонении, а по вертикали — при наибольшей стреле провеса.

Все элементы газопровода при параллельной прокладке или при пересечении с воздушными линиями электропередач надежно заземляются. Величина переходного сопротивления заземления должна быть не более 10 *ом*.

Не разрешается совмещенная прокладка на одних опорах надземных газопроводов и постоянных или временных электролиний, кроме электролиний, уложенных в стальные трубы, или бронированных кабелей. При этом газопроводы для газов легче воздуха должны располагаться выше электролиний.

На надземных газопроводах не разрешается устанавливать арматуру, сборники конденсата и другие устройства ближе 10 *м* по обе стороны от места пересечения с линиями электропередач.

Надземные газопроводы влажного газа прокладываются с уклоном не менее 0,003. На газопроводах предусматриваются устройства для спуска конденсата

Таблица 59

Допустимые максимальные пролеты между опорами стальных газопроводов (СНиП II-Г. 13—66)

Наружный диаметр газопровода и толщина стенки в *мм*	Максимальный пролет в *м*				
	По условиям прочности			По условиям прогиба	
	без учета выпадания опор	с учетом выпадания опор	с учетом гидравлического испытания	неизолированного газопровода	Изолированного газопровода
25×2,5	5,5	4	5,5	3	1,3
57×3	9	6,5	9	5	2,7
76×3	10	7,5	10	6	3,4
88×3,5	12	8,5	12	6,5	4
108×4	14	10	14	7	4,5
133×4	15	11	15	8	5
159×4,5	17	12	17	10	7
219×6	20	14,5	20	12	9,5
273×7	24	17	24	14,5	11,5
325×8	26	19	26	16,5	13,5

Примечания: 1. Указанные в таблице величины пролетов определены для балочной многопролетной (3 и более пролета) неразрезной конструкции газопровода с компенсацией продольных деформаций. Для одно- и двухпролетных конструкций длину пролетов принимать с коэффициентом 0,88.

2. Расчет выполнен для труб из Ст. 2 с пределом текучести 2200 *кг/см²* с учетом веса дополнительных конструкций и гололеда по IV району.

и тепловая изоляция газопроводов толщиной 60 *мм*.

Если на надземном газопроводе не обеспечиваются условия самокомпенсации, должны устанавливаться компенсаторы (линзовые или П-образные). Газопроводы окрашиваются масляной краской или имеют специальное антикоррозионное покрытие. При прокладке газопроводов по опорам, эстакадам, по наружным стенам зданий стояк газопровода при выходе из земли должен заключаться в защитный футляр.

В городах и населенных пунктах надземные и надводные газопроводы устраиваются только с согласия органов архитектурного надзора. Выбор типа перехода зависит от местных условий и производится на основании технико-экономических сравнений вариантов.

Подвешиваемые к мостам газопроводы должны выполняться только из стальных бесшовных труб и иметь компенсирующие устройства (линзовые или П-образ-

ные компенсаторы). Прокладка газопроводов в каналах мостов и по железнодорожным мостам не допускается.

Существует несколько типов переходов газопровода.

Балочные переходы (рис. 18) устраивают через небольшие препятствия, при этом используется несущая

Таблица 60

Минимальные расстояния по горизонтали между переходами газопроводов через водные преграды и мостами (СНиП II-Г. 13—66)

Характеристика перехода газопровода	Вид моста	Расстояние до моста в *м* от газопровода, проложенного по течению	
		выше моста	ниже моста
Через судоходные замерзающие реки и каналы	Любой	300 *	50
То же, незамерзающие реки и каналы		50	50
Через несудоходные замерзающие реки и каналы	Многопролетный	300	50
	Однопролетный	20	20
То же, незамерзающие реки и каналы	Любой	20	20

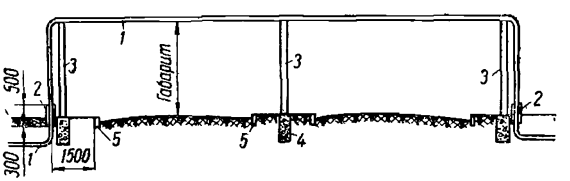


Рис. 18. Схема балочного перехода над автомобильной дорогой:
1 — газопровод; *2* — защитный футляр; *3* — опоры; *4* — фундамент опоры; *5* — бордюрный камень.

* Расстояние 300 *м* может быть уменьшено с согласия организаций, ответственных за проведение ледовзрывных работ при пропуске весеннего паводка.

способность трубы. Иногда диаметр трубы в местах перехода увеличивают, чтобы увеличить расстояния между опорами.

Шпренгельные переходы (рис. 19,*а*) и арочные применяют для увеличения пролетов между опорами (порядка 60 *м*). Для изготовления шпренгелей используют уголки швеллера, сталь круглого сечения и тросы. Крепят шпренгели и стойки сваркой к специально приваренным на газопроводе муфтам, полумуфтам или накладкам.

Арочные переходы позволяют выдерживать соответствующие габариты для пропуска судов и железнодорожных составов. Кроме того, они просты в изготовле-

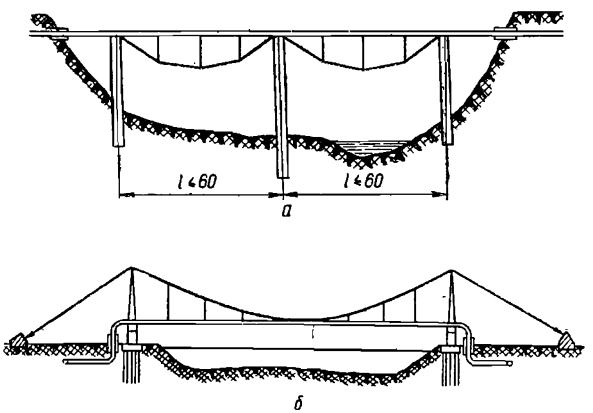


Рис. 19. Надземные и надводные переходы газопроводов:
а — шпренгельный; *б* — висячий.

нии, не требуют компенсирующих устройств и экономичны при сооружении их на скальных грунтах.

Висячие переходы (рис. 19, *б*) служат для преодоления больших водных преград в том случае, когда нецелесообразно или невозможно устройство промежуточных опор. Переход типа «висячая нить» устраивается в виде гибкой нити газопровода без несущих тросов.

Подводные переходы (рис. 20) через реки (дюкеры) по возможности устраиваются на прямолинейных плес-

совых участках, перпендикулярно к оси потока, в местах наименьшей ширины заливаемой поймы с пологими неразмываемыми берегами русла реки. Дюкеры газопроводов, как правило, прокладываются в две нитки. Пропускная способность каждой из них равна 0,75 расчетного расхода газа.

Прокладка в одну нитку допускается в закольцованных газопроводах, если при отключении дюкера имеются дополнительные источники снабжения газом; тупиковых,— если потребители могут перейти на другое топливо на период ремонта дюкера; при ширине водной преграды в межень до 50 *м* и заливаемой поймы не свыше 500 *м* (по году 10%-ной обеспеченности)

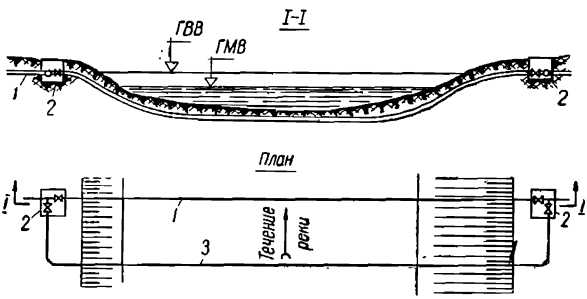


Рис. 20. Схема дюкера:
1 — основной трубопровод; *2* — колодцы с задвижками; *3* — резервный трубопровод.

при условии продолжительности подтопления паводковыми водами не более 20 дней. Прокладка газопровода более двух ниток допускается при техническом обосновании.

При одновременной укладке в одну траншею двух или более газопроводов расстояние между ними в свету принимается в зависимости от диаметра труб, но не менее 0,5 *м*. Глубина заложения дюкеров на судоходных реках на неразмываемых участках должна быть не менее 1 *м*, а для несудоходных — не менее 0,5 *м* до верха трубы.

В особо сложных гидрогеологических условиях допускается по согласованию с соответствующим бассей-

новым управлением рек и каналов, прокладка дюкеров без заглубления в дно. В пределах русловой части рек и озер, а также затапливаемых пойм, болот и в местах скопления воды в низинных участках рельефа дюкеры должны иметь грузы, которые не дают газопроводу всплывать. Размер и конструкция грузов определяется проектом. Величину груза и расстояние между ним определяют по СНиП П-Д. 10—62.

Подвергающиеся размыву русла и берега рек в местах переходов газопроводов должны укрепляться. В местах прокладки дюкеров через судоходные реки на берегах устанавливаются знаки, утвержденные Министерством речного флота. Вблизи каждого перехода должны быть установлены постоянные реперы: при ширине меженного русла до 50 *м* на одном берегу, при большей ширине — на обоих берегах.

В местах пересечения траншей для подводного газопровода с бронированным кабелем связи последний должен быть расположен над газопроводом не менее чем на 0,5 *м*. При прокладке кабеля связи в трубе указанное расстояние может быть уменьшено до 0,15 *м*.

На газопроводах устанавливается только специально предназначенная для газовой среды *отключающая арматура* в соответствии с требованиями СНиП I-1. 9—66. При снабжении природным газом широко применяют гидравлические затворы, так как они более безопасны в эксплуатации. На газопроводах низкого давления, кроме газопроводов сжиженного газа, используют эти затворы с рабочей высотой столба жидкости на 200 *мм* больше максимального рабочего давления в газопроводе. Для надземных газопроводов применяют задвижки и краны, а также вентили. На подземных газопроводах отключающие устройства устанавливают только в колодцах совместно с линзовыми и П-образными компенсаторами.

Запорные устройства на распределительных сетях и вводах следует предусматривать вне полосы интенсивного движения транспорта, желательно в зеленой зоне, на улице или тротуаре, т. е. там, где имеется к ним свободный доступ.

Отключающую арматуру устанавливают в зависимости от расположения газопровода (подземного, подводного, надводного, надземного) и давления газа.

На подземных газопроводах с давлением:

высоким и средним — на распределительных газопроводах для отключения отдельных участков (не нарушая газоснабжения других участков);

высоким, средним и низким — на вводах и выходах из газорегуляторных пунктов на расстоянии не менее 5 и не более 100 *м*; на ответвлениях от распределительных газопроводов к группе жилых, общественных зданий и предприятий на расстоянии не менее чем на 2 *м* от линии застройки; на переходах газопроводов через магистральные железнодорожные пути; при тупиковых газопроводах — только со стороны хода газа, при кольцевых — с обеих сторон, расстояние от ближайшего рельса до отключающего устройства не более 100 *м*; на подводных переходах газопроводов — на обоих берегах; на однонитковых тупиковых переходах — на одном берегу (по ходу газа);

низким — на распределительных газопроводах для отключения отдельных микрорайонов на вводе в коллектор, а при кольцевых сетях — и выходе из него; на вводах газопроводов в отдельные жилые, общественные и производственные здания внутри или снаружи здания или сооружения.

На надземных газопроводах с давлением:

высоким (до 6 *кг/см*^{2}) — на стене здания, не имеющей дверных и оконных проемов, на высоте 2 *м* и более;

средним и низким — на стене здания на высоте 2 *м* и более, на расстоянии не менее 1 *м* от дверных и оконных проемов. При расположении отключающих устройств на высоте более 2 *м* устраивают площадки с лестницами или делают дистанционный привод.

Глава IV. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

С технико-экономической точки зрения любой вариант системы газоснабжения оценивается капитальными вложениями K, т. е. годовой стоимостью строительства по смете и расходами по эксплуатации C руб.

Капитальные вложения в руб. в строительство 1 *м* газопроводов с некоторым приближением можно определять по формуле

$$K_т = bd, \tag{11}$$

где $K_т$ — стоимость 1 *м* газопровода в руб.;

d — диаметр газопровода в *см*;

b — коэффициент стоимости 1 *м*, для городских газопроводов может быть принят 0,5—0,6 руб.

Стоимость газопроводов составляет 70—80% общей стоимости системы газоснабжения.

Годовые эксплуатационные расходы в руб. по системам газоснабжения определяются по формуле

$$C = f'K + \delta \Sigma l, \tag{12}$$

где f' — доля амортизационных отчислений (включая расходы на капитальный ремонт) от капитальных затрат;

K — капитальные затраты в руб.;

δ — стоимость обслуживания 1 *м* газопровода в руб ;

Σl — длина газопроводов в *м*.

Для выявления оптимального варианта системы газоснабжения необходимо сравнивать капитальные вложения с эксплуатационными расходами.

Экономически более эффективным будет тот вариант, который обеспечивает наименьший срок окупаемости дополнительных вложений

$$T_0 = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} \leqslant T_н, \qquad (13)$$

где T_0 — срок окупаемости в годах;

K_1 и K_2 — капитальные вложения по сравниваемым вариантам в руб.;

C_1 и C_2 — годовые эксплуатационные расходы в руб.;

$T_н$ — расчетная величина срока окупаемости для систем газоснабжения, может приниматься равной 6 годам.

Экономический показатель эффективности внедрения телемеханизации в системах газоснабжения определяется по формуле

$$T_0 = \frac{K}{C_1 + C_2 - C_3} \leqslant T_н, \qquad (14)$$

где T_0 — срок окупаемости капитальных затрат по телемеханизации в годах;

K — капитальные затраты на внедрение системы телемеханизации в руб.;

C_1 — годовая экономия эксплуатационных затрат в связи с применением телемеханики за счет продления срока службы и снижения затрат на текущие и капитальные ремонты оборудования (принимается в размере 0,53% от капиталовложений в газопроводы и оборудование ГРП) в руб.;

C_2 — то же, но за счет сокращения численности обслуживающего персонала в руб.;

C_3 — дополнительные годовые эксплуатационные затраты в связи с применением системы телемеханизации (принимаются в размере 5,4% капитальных затрат на внедрение телемеханики) в руб.

Экономическая эффективность автоматизации куста газифицированных котельных с чугунными котлами определяется по формуле

$$T_0 = \frac{K_1 + K_2}{T + З - (P + О)} \leqslant T_н, \qquad (15)$$

где K_1 — суммарная стоимость проектных работ, переоборудования котельной, диспетчерского пульта и линий связи, монтажа средств автоматизации и др. в руб.;

K_2 — стоимость комплектов автоматики в руб.;

T — годовая стоимость сэкономленного топлива в руб.;

$З$ — годовая экономия на заработной плате обслуживающего персонала в руб.;

$Р$ — годовая затрата на средний и капитальный ремонт средств автоматизации и диспетчеризации в руб.;

$О$ — годовые отчисления на восстановление капитальных вложений в руб.;

T_0 — срок окупаемости в годах.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Основными проблемами экономики систем газоснабжения являются: пути снижения стоимости строительства и текущих расходов по эксплуатации систем газоснабжения; выбор вида газа для газоснабжения городов, отдельных их районов и населенных пунктов в сельской местности; выбор оптимальных направлений использования горючих газов; пути выравнивания неравномерности газопотребления; определение очередности охвата газоснабжением объектов городского хозяйства и промышленности; народнохозяйственная эффективность газоснабжения и др.

Основными факторами, определяющими технико-экономические показатели городских систем газоснабжения, являются: характер планировки и застройки городов; плотность населения; величина и характер газопотребления; количество и типы установленных газовых приборов.

Из общего протяжения городских газопроводных сетей газопроводы низкого давления обычно составляют 70—80%, газопроводы среднего и высокого давления 20—30%.

При новом строительстве жилых массивов в виде отдельных микрорайонов внутриквартальные прокла-

Таблица 61

Технико-экономические показатели городских газовых сетей

Наименование показателей	Единица измерения	Плотность населения на 1 га в чел.					
		До 50	60—80	90—110	120—150	160—190	200—230
Сети низкого давления							
Протяженность газопроводов на 1000 жителей	м	2670	1555	1080	830	675	580
То же, на 1000 $нм^3/ч$ газа (макс.)	м	46 600	27 800	19 800	15 500	12 900	11 300
Потребность в трубах на 1000 жителей	т	18,6	12,4	9,6	8,1	7,1	6,5
То же, на 1000 $нм^3/ч$ газа (макс.)	т	325	222	176	152	136	127
Капиталовложения с учетом дорожных работ на 1000 жителей	тыс. руб.	12,8	8,6	7,1	6,3	5,9	5,6
То же, на 1000 $нм^3/ч$ газа (макс.)	»	223,5	153,6	130,0	117,8	112,8	109,0
Капиталовложения без учета дорожных работ на 1000 жителей		11,1	7,4	5,7	4,8	4,3	3,9
То же, на 1000 $нм^3/ч$ газа (макс.)		193	132	104	89	82	74,2
Сети среднего давления							
Протяженность газопроводов на 1000 жителей	м	500	370	300	260	230	210
То же, на 1000 $нм^3/ч$ газа (макс.)	м	9000	6770	5640	4980	4590	4200
Потребность в трубах на 1000 жителей	т	5,8	5,1	4,85	4,8	4,85	5,0
То же, на 1000 $нм^3/ч$ газа (макс.)		104	93	95	92	95	100
Капиталовложения на 1000 жителей	тыс. руб.	3,45	2,8	2,45	2,3	2,28	2,3
То же, на 1000 $нм^3/ч$ газа (макс.)	»	62	51	46	44	45	46
Прямые эксплуатационные расходы на 1000 жителей	»	3,9	3,2	2,9	2,8	2,8	2,85
То же, на 1000 $нм^3/ч$ газа (макс.)	»	70	58,6	54,5	53,6	54,7	57

ки распределительных газопроводов обеспечивают снижение протяженности до 19, капиталовложений до 10 и металлоемкости до 5%.

Примечание. Газ используется на коммунально-бытовые нужды, кроме горячего водоснабжения и отопления.

Средняя протяжённость газопроводов на 1000 жителей следующая:

Численность населения в городе в тыс. чел.	До 50	50—100	100—250	250—500	500—1000 и более
Средняя протяженность газопроводов на 1000 жителей в км	0,29	0,24	0,31	0,22	0,24

Таблица 62

Стоимость укладки 1 *м* газопроводов

Условный проход Ду в мм	Сравнительная пропускная способность*	Укладка газопровода при сухих грунтах в траншеях в руб.		Укладка газопроводов при мокрых грунтах в руб.	Вскрытие и восстановление мостовой в руб.					
		с креплением	с откосами		булыжной	асфальтовой на булыжном основании	асфальтовой на бетонном основании	брусчатой	из мозаики	асфальтовой на щебеночном основании
50	0,25	4,1	3,5	4,8	2,8	4,9	8,6	5,5	4,1	5,0
80	0,64	4,9	4,1	5,6	2,8	4,9	8,6	5,5	4,1	5,0
100	1,0	6,0	5,5	6,7	2,8	4,9	8,6	5,5	4,0	5,0
125	1,8	7,5	6,7	8,2	2,8	4,9	8,6	5,5	4,1	5,0
150	3,0	10,6	9,5	11,3	2,8	4,9	8,6	5,5	4,1	5,0
200	6,5	13,0	12,1	13,7	2,8	4,9	8,6	5,5	4,0	5,0
250	12,0	15,9	14,9	16,7	2,8	4,9	8,6	5,5	4,1	5,0
300	20,0	18,1	17,1	19,0	2,8	4,9	8,6	5,5	4,1	5,0
350	30,0	23,2	22,1	24,2	2,8	5,0	8,7	5,7	4,2	5,15
400	43,0	28,8	27,7	29,8	2,85	5,1	8,9	5,7	4,3	5,3
500	79,0	35,7	34,2	36,9	3,2	5,9	10,5	6,4	4,8	6,1
600	130,0	44,0	42,4	45,4	3,4	6,2	11,3	6,8	5,1	6,6

* За эталон принят газопровод $D_у = 100$ *мм*.

Таблица 63

Технико-экономические показатели систем газоснабжения жилых зданий при использовании природного газа (на 100 квартир)

Характеристика зданий	Потребность в трубах в *m*		Капиталовложения в тыс. руб.		Эксплуатационные расходы в тыс. руб. (без учета счетчиков)
	при установке счетчиков	без счетчиков	при установке счетчиков	без счетчиков	
Старый жилищный фонд					
Одноэтажные без газовых ванных колонок при интенсивной застройке	13,8	13,1	24,4	21,8	0,79
Малоэтажные без газовых ванных колонок (2—3 этажа)	8,0	7,1	12,9	10,3	0,40
То же, с газовыми ванными колонками	10,0	8,9	19,0	16,3	0,67
Многоэтажные (4—5 этажей) без газовых ванных колонок	5,3	4,4	10,2	7,6	0,31
То же, с газовыми ванными колонками	7,4	6,4	16,7	14,0	0,59
Новый жилищный фонд (квартиры с двухконфорочными плитами)					
Одноэтажные без газовых ванных колонок при интенсивной усадебной застройке	11,0	10,3	20,6	18,0	0,71
Малоэтажные без газовых ванных колонок	4,0	3,2	7,8	5,3	0,26
То же, с газовыми ванными колонками	5,4	4,5	14,7	12,1	0,54
Многоэтажные без газовых ванных колонок	2,9	2,3	6,7	4,2	0,23
То же, с газовыми ванными колонками	4,2	3,4	13,6	11,0	0,51
Новый жилищный фонд (квартиры с четырехконфорочными плитами)					
Одноэтажные без газовых ванных колонок при интенсивной застройке	11,0	10,3	21,5	18,9	0,75
Малоэтажные без газовых ванных колонок	4,4	3,5	8,9	6,4	0,30
То же, с газовыми ванными колонками	5,5	4,6	15,7	13,1	0,58
Многоэтажные без газовых ванных колонок	3,2	2,5	7,8	5,3	0,27
То же, с газовыми ванными колонками	4,3	3,5	14,6	12,0	0,55

Таблица 64

Затраты на 100 квартир (без газификации ванных комнат)

Здания	Расход металла в *т*	Капитальные затраты в тыс. руб.
Одноэтажные дома:		
в районах усадебной застройки	26,60	32,0
в городской застройке . .	16,90	26,4
Малоэтажный жилищный фонд (2—3 этажа)	7,97	13,3
Многоэтажные здания	6,31	10,2

ВОЗМОЖНОСТИ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Основными потребителями газа в городах являются ТЭЦ, промышленные и городские котельные. В связи с этим снижение расхода газообразного топлива должно осуществляться в первую очередь при сжигании газа в котлах.

Годовой расход топлива на отопление городских и промышленных зданий может быть разложен на ряд составляющих расходов

$$P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6,$$

где P_1 — на покрытие расчетных теплопотерь здания;
P_2 — на покрытие избыточных теплопотерь;
P_3 — на потери с уходящими продуктами сгорания;
P_4 — на потерю с химической неполнотой сгорания;
P_5 — на потерю с механической неполнотой горения;
P_6 — на потерю тепла в окружающую среду и по причинам нерационального подбора оборудования.

Расчеты и практика эксплуатации отопительных систем показывают, что нормативные величины годового расхода топлива могут быть значительно снижены.

Расчетные потери тепла зданием могут быть уменьшены за счет учета фактической потери тепла через

подвальные перекрытия, фактической теплоотдачи приборов и учета выделений тепла от сжигания газа на кухнях.

Устранение избыточных потерь тепла возможно при надлежащем утеплении теплоограждающих конструкций, качественной термоизоляции трубопроводов по подвалам и чердакам, постоянной регулировке эксплуатируемых систем отопления с помощью терморегуляторов, устанавливаемых у каждого нагревательного прибора и за счет поддержания постоянной температуры в помещениях отапливаемых зданий в зависимости от температуры наружного воздуха.

Потери тепла с уходящими продуктами сгорания могут быть снижены путем уменьшения количества подаваемого в топку воздуха, не участвующего в процессе горения топлива, а также при установке за котлами экономайзеров, в которых тепло дымовых газов используется для предварительного подогрева воды, поступающей в отопительные котлы.

Уменьшение температуры продуктов сгорания может быть также достигнуто за счет устранения накипеобразований в котлах. Наиболее экономичным способом борьбы с карбонатным накипеобразованием является магнитный способ обработки добавочной воды с помощью противонакипного магнитного устройства *ПМУ*.

Потери тепла из-за химической неполноты сгорания газа устраняются при увеличении количества воздуха, поступающего в топку, объема топки и при снижении расхода газа горелками котла. Регулировка количества воздуха необходимого для процесса горения газового топлива в котле также, как фиксация отрыва пламени при прекращении горения, производится с помощью различных систем автоматики.

Для снижения потерь газа в помещении котельной поверхности котла должны быть покрыты теплоизоляцией. Поверхности обмуровки котла покрываются металлическим кожухом, окрашенным в серебристый цвет, что уменьшает лучистую отдачу тепла котлом.

Глава V. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГОРОДСКИХ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ, ВНУТРЕННИХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И КОТЕЛЬНЫХ

СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

ГОРОДСКИЕ ГАЗОВЫЕ СЕТИ

Проектирование газоснабжения городов и населенных пунктов, как правило, производится в две стадии. В первой стадии разрабатывается проектное задание, во второй — рабочие чертежи газопроводов и сооружений. Составлению проектного задания предшествуют геотопографические изыскания и сбор исходных данных об объемах газоснабжения потребителей газа.

В проектном задании в соответствии с планировкой города или населенного пункта определяются системы распределения газа, нормы газопотребления, годовые и часовые расходы газа отдельными потребителями, режимы газопотребления, трассировки газопроводов высокого, среднего и низкого давления, места расположения и производительность газорегуляторных пунктов (ГРП), а также диаметры распределительных газопроводов.

Кроме того, в проектном задании разрабатываются вопросы о способах защиты газопроводов от коррозии, типе антикоррозионных покрытий, глубине заложения газопроводов, об устройстве различных переходов через искусственные и естественные препятствия, методе производства работ, устанавливаются основные объемы работ по проектируемым сетям и сооружениям, потребность в материалах и оборудовании, сроки строительства газопроводов, служб эксплуатации и т. д. Проектное задание представляется в виде расчетно-пояснительной записки со схемами и чертежами плана города в масштабе 1 5000 и сметно-финансового расчета.

Рабочие чертежи разрабатываются на газопроводы и отдельные сооружения газового хозяйства и обычно выполняются в виде плана отдельной части города: квартала, улицы в масштабе 1 : 500 с нанесенной трассой газопровода с подземными и надземными сооруже-

ниями, а также продольным профилем газопровода. На плане указываются привязки газопровода к зданиям, размещение подземных сооружений, места ответвлений (вводов) к зданиям, а также диаметр и арматура.

Продольный профиль газопровода выполняется в горизонтальном масштабе 1 : 500, в вертикальном — 1 50; 1 100. На профиле показаны подземные сооружения, пересекаемые газопроводом, их отметки, диаметр и назначение, контуры зданий с нумерацией домов, названия пересекаемых улиц, а также колонки буровых скважин с характеристикой грунта и установившегося уровня грунтовых вод с указанием коррозионной активности грунта.

Шкала продольного профиля газопровода содержит следующие графы: длина и уклон; отметки поверхности земли; отметки верха трубы; глубина заложения в *м*; расстояния в *м* между характерными точками и пикетами через 100 *м*; схема прокладки газопровода в плане. При наличии планировочных красных отметок поверхности земли к графам шкалы добавляются красные отметки земли и глубина заложения газопровода от красных отметок.

По рабочим чертежам составляется смета, определяющая стоимость строительства газопровода и сооружений на нем.

ВНУТРЕННИЕ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Техническую документацию по внутреннему газопроводу зданий разрабатывают проектные организации, а согласовывают и утверждают управления (конторы) газового хозяйства, эксплуатирующие внутренние газопроводы. Срок действия утвержденной проектной документации 18 месяцев. Если в течение этого периода работы по монтажу газопроводов не начаты, техническая документация подлежит повторному согласованию и утверждению. Главный инженер строительно-монтажной организации рассматривает представленную заказчиком проектную документацию и утверждает ее к производству работ.

В типовых строящихся зданиях проектные организации должны разрабатывать чертежи систем внутрен-

него газоснабжения в монтажном исполнении с тем, чтобы строительно-монтажные организации не дублировали работу проектных организаций. Чертежи в монтажном исполнении должны иметь все размеры, позволяющие изготовлять узлы внутренних газопроводов без доработки их в центрально-заготовительном заводе (ЦЗЗ).

В существующих и строящихся нетиповых зданиях монтажные схемы узлов внутренних газопроводов составляются замерщиком строительно-монтажных организаций путем замеров в натуре. До начала производства замеров объект должен иметь строительную готовность; вчерне междуэтажных перекрытий, стен и перегородок, по которым располагаются газопроводы; наличие отверстий в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках для пропуска газопроводов; нанесение трудносмываемой краской шашек размером 15 × 50 *мм* на внутренних стенах помещений, где будут устанавливаться газовые приборы и установки. Верх шашки должен быть выше отметки чистого пола на 500 *мм*; готовность каналов или борозд для газопроводов и фундаментов под газовое оборудование; наличие временного освещения и возможность включения электроинструментов, а также электросварочных постов; остекление наружных ограждений (в зимнее время).

Готовность объектов для монтажа внутренних систем газоснабжения оформляется актом.

Производство и обработка замеров на объекте состоят из следующих операций: сверка проекта системы газоснабжения с натурной; привязка элементов системы к строительным конструкциям с разбивкой на месте осей стояков, приборов и оборудования; вычерчивание на замерном бланке эскизов в соответствии с проектом и натурными замерами.

В ЦЗЗ или мастерской, пользуясь эскизом, на замерном бланке вычисляют для каждой прямой детали (кроме стандартных), монтажную длину, а для гнутой детали — заготовительную. Обработанный замерный бланк поступает на конвейер заготовки и служит основным документом для изготовления трубного узла.

В состав проекта газооборудования котельной входит такая проектно-сметная документация: план котельной в масштабе 1 100, где обозначены оборудование ГРП (ГРУ), газопроводы, импульсные трубки, предохранительные устройства, воздуховоды, контрольно-измерительные приборы, автоматика, системы вентиляции; разрез котельной перед фронтом котлов; аксонометрическая схема газооборудования котельной со спецификацией материалов и оборудования; разрез котла с показом устройств и обмуровки, размещения газогорелочных и предохранительных устройств и контрольно-измерительных приборов (отдельно даются узел редуцирования и узел учета расхода газа, при устройстве автоматики прикладывается схема ее работы, а также монтажные чертежи); смета и расчетно-пояснительная записка, в которой приводится краткая характеристика котельной, обоснования принятых проектных решений и расчет основных параметров.

В расчетной части проекта определяют расход газа на котельную, производительность и размеры горелок.

Расход газа устанавливают из одновременной работы всех котлов при максимальной тепловой нагрузке.

Вначале определяют теплопотери в *ккал/ч* отапливаемого здания или группы зданий по формуле

$$Q = V_{н} q_0 (t_{вн} - t_{н.о}), \qquad (16)$$

где $V_{н}$ — объем здания по наружному обмеру (без подвала) в $м^3$;

q_0 — удельная тепловая характеристика здания в *ккал/м³·ч·град*;

$t_{вн}$ — средняя расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий в *град* С (см. стр. 141);

$t_{н.о}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления (СНиП II. А. 6—62)

Затем находят поверхность нагрева водогрейного котла в $м^2$ по формуле

$$F = \frac{Q\alpha}{q}, \qquad (17)$$

где Q — расчетное количество тепла, численно равное теплопотерям здания в *ккал/ч*;

α — коэффициент запаса на непроизводительные потери тепла, для систем отопления с верхней разводкой $\alpha = 1{,}2$; с нижней — $\alpha = 1{,}1$;

q — тепловое напряжение поверхности нагрева водогрейных котлов в *ккал/ч · м²*. (табл. 139).

Расход газа в котельной $Q_к$ в *нм³/ч*, оборудованной водогрейными котлами, устанавливают по формуле

$$Q_к = \frac{Fq}{Q^р_н \eta}, \qquad (18)$$

где $Q^р_н$ — низшая теплота сгорания газа в *ккал/нм³* (см. табл. 1);

η — к. п. д. котла (см. стр. 140).

При установке в котельной паровых котлов расход газа составляет

$$Q_к = \frac{D(i_п - i_в)}{Q^р_н \eta}, \qquad (19)$$

где D — производительность котла в *кг/ч*;

$i_п$ — теплосодержание пара при рабочем давлении в *ккал/кг* (см. табл. 65);

$i_в$ — теплосодержание питательной воды в *ккал/кг*, численно равное температуре питательной воды в *град* С;

η — принимается равным 0,8.

В зависимости от типа котла, максимальной теплопроизводительности и давления газа для установки подбирается определенный тип горелок.

Количество горелок должно обеспечивать заданную теплопроизводительность котла, а также удобное расположение их при монтаже и эксплуатации. Желательно, чтобы размеры горелок были типовыми. Если производительность или конструкция горелки окажутся нетиповыми, горелка рассчитывается по максимальному расходу газа.

Диаметры газопроводов в котельной рассчитываются по максимальному расходу газа и допустимым перепадам давления (см. стр. 165).

Таблица 65

Характеристика водяного пара

Давление в *ата*	Температура в *град* С	Удельный вес в *кг/м*³	Теплосодержание в *ккал/кг*
1	99,1	0,579	638,9
1,5	111,0	0,846	643,4
2,0	119,6	1,007	646,5
2,4	125,5	1,313	648,8
3,0	132,9	1,619	651,0
3,4	137,2	1,820	652,3
4	142,9	2,121	654,1
5	151,1	2,616	656,6
6	158,1	3,108	658,5
7	164,2	3,994	660,0
8	169,6	4,079	661,3
9	174,5	4,562	662,4
10	179,0	5,043	663,3
12	187,1	6,004	664,7
14	194,1	6,963	665,8
16	201,4	7,937	666,7

ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА И НОРМЫ РАСХОДА

В городах и населенных пунктах потребление газа условно разделяют на следующие категории: бытовое (приготовление пищи и нагревание воды в домашних условиях); коммунально-бытовое (бани, прачечные, больницы, детские учреждения, предприятия общественного питания и т. п.); для отопления жилых, общественных и производственных зданий; промышленное для технологических нужд предприятий; для вентиляции общественных зданий, коммунальных и промышленных предприятий. Соответственно устанавливаются нормы расхода газа.

Таблица 66

Нормы расхода газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды (СНиП II-Г. 13—66)

Назначение газа	Измеритель	Расход газа в тыс. ккал
Приготовление:		
пищи (в квартире газовая плита и централизованное горячее водоснабжение)	1 чел. в год	640
пищи и горячей воды (в квартире газовая плита и отсутствует централизованное горячее водоснабжение и газовый нагреватель) . .	То же	810
пищи в детских яслях	1 ребенок в год	490
» » » садах	То же	570
» в больницах	1 койка в год	760
горячей воды в больницах на хозяйственно-бытовые нужды и лечебные процедуры (без стирки белья) .	То же	2200
пищи в общественных столовых	1 обед	1
	1 завтрак или ужин	0,5
пищи и горячей воды на хозяйственно-бытовые нужды в учебных заведениях трудовых резервов и школах-интернатах	1 учащийся в год	700
то же, в общежитиях высших и средних специальных учебных заведений	То же	500
Лечебные процедуры (без стирки белья) в поликлиниках	1 посетитель в год	20
Гостиницы без ресторанов с ванными во всех номерах .	1 место в год	1200
То же, с ванными до 25% номеров	То же	850
Стирка белья в немеханизированных прачечных . . .	1 *т* сухого белья	2100
То же, с сушильными шкафами	То же	3000
Стирка, сушка и глажение белья в механизированных прачечных	»	4800
Выпечка разного хлеба	1 *т*	400
Выпечка пшеничного хлеба и хлебобулочных изделий в пекарнях	1 *т*	950

Примечание. Для определения расхода газа в $нм^3$ необходимо норму расхода газа в тепловых единицах разделить на низшую теплоту сгорания используемого газа.

ГОДОВОЙ РАСХОД ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

Годовой расход газа на *бытовые нужды* $Q_б$ определяется по численности населения, которое должно пользоваться газом, и нормам газопотребления (СНиП II-Г. 13—66). Численность населения устанавливается по статистическим данным с учетом прироста населения на конец расчетного периода или по формуле

$$N = Fa \qquad (20)$$

где F — площадь застройки в *га* обозначена на плане города;

a — плотность населения на 1 *га* в чел.

В практике проектирования систем газоснабжения наиболее часто встречается такая плотность на 1 *га* населения в чел.:

При этажности застройки	4—5	450
То же	3—4	350
»	2—3	250
»	1—2	180
Индивидуальная застройка.		60—100

При строительстве отдельных микрорайонов из условия экономичности и рациональности плотность населения на территории микрорайона принимается по данным табл. 67.

Таблица 67

Плотность населения микрорайона на 1 *га* в чел.

Жилая площадь на 1 чел. в м²	Этажность зданий								
	2-этажные блокированные с участком до 100 м² на квартиру	2	3	4	5	6	7	8	9 и выше
9	160—94	210—190	280—255	300—280	330—300	380—340	400—360	410—370	435—400
12	120—70	160—140	210—190	220—210	250—230	280—260	300—265	315—275	335—300
15	95—55	125—110	165—155	180—165	200—180	230—205	240—215	245—220	270—240

Годовой расход газа городом на бытовые нужды в *нм*³ в год определяется по формуле

$$Q_{б} = N \frac{n_1 + n_2}{Q_{н}^{р}}, \qquad (21)$$

где n_1, n_2 — нормы расхода газа на приготовление пищи и горячей воды на 1 чел. в год в тыс. *ккал* (см. табл. 66);

$Q_{н}^{р}$ — низшая теплота сгорания газа в *ккал/нм*³.

Годовой расход газа на *коммунально-бытовые нужды* $Q_{к.б}$ города или населенного пункта определяется в зависимости от количества и мощности (пропускной способности, производительности) предприятий и норм расхода газа. Годовые расходы газа предприятиями и учреждениями бытового обслуживания населения (ателье, мастерские, парикмахерские и т. д.) могут приниматься в размере до 10% от суммарного расхода газа основными потребителями, указанными в СНиП II-Г. 13—66.

Годовой расход газа для *отопления жилых и общественных зданий* в *нм*³ в год определяется по формуле

$$Q_{от} = \frac{q_0 (t_{вн} - t_{н.о}) V_{н} 24 n_{от}}{Q_{н}^{р} \eta} \cdot \frac{t_{вн} - t_{н.ср.от}}{t_{вн} - t_{н.о}} \qquad (22)$$

где $n_{от}$ — продолжительность отопительного периода в сутках *;

$t_{н.ср.от}$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный период в *град.* С *;

η — коэффициент полезного действия отопительной установки: для котельных η = = 0,80; для отопительных печей η = = 0,65—0,80.

Удельная тепловая характеристика жилых и общественных зданий (при средней температуре наиболее холодной пятидневки $t_{н.о}$ = —30° С СНиП II-Г. 10—62) в *ккал/м*³ · *град* С:

При этажности застройки 1 . .		0,6 —0,7
То же	2—3	0,4 —0,5
»	4—5 . .	0,35—0,4
»	6 и более	0,3 —0,4

* Принимается по СНиП II-А. 6—62.

При других расчетных температурах наружного воздуха к значениям удельных тепловых характеристик вводится поправочный коэффициент при $t_{н.о} \geqslant 10°$ С — 1,2; $t_{н.о} = 20°$ С — 1,1; $t_{н.о} \leqslant 40°$ С — 0,9. При отсутствии сведений об этажности общественных зданий удельная тепловая характеристика принимается равной 0,4 *ккал/м³ ч град*.

Средняя расчетная температура внутреннего воздуха $t_{н.в}$ *град* С:

Жилые здания, гостиницы, общежития административные здания	18
Учебные заведения, лаборатории, предприятия общественного питания, клубы, дома культуры	16
Театры, магазины, прачечные, пожарные депо	15
Кинотеатры	14
Гаражи	10
Детские ясли, сады, поликлиники, амбулатории, диспансеры, больницы	20
Бани	25

При отсутствии перечня общественных зданий расчетная температура внутреннего воздуха для всех зданий принимается +18° С.

Годовой расход газа на *вентиляцию общественных зданий в нм³* в год определяется по формуле

$$Q_в = \frac{q_в(t_{в.н} - t_{н.в})\, V_н 24 n_{от}}{Q_н^р \eta} \cdot \frac{t_{вн} - t_{н.ср.в}}{t_{вн} - t_{н.в}}, \quad (23)$$

где $q_в$ — удельная тепловая характеристика здания для вентиляции в *ккал/м³ ч град*;

$t_{н.в}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции принимается по СНиП II-А. 6—62;

$t_{н.ср.в.}$ — средняя температура наружного воздуха определяется в зависимости от продолжительности температуры наружного воздуха за данный период.

Для практических расчетов принимается $t_{н.ср.в} = t_{н.ср.от}$.

Удельная тепловая характеристика общественных зданий для вентиляции в *ккал/м³ ч град*:

Здания институтов и административные	0,18
Клубы	0,2
Театры, кинотеатры	0,4
Магазины, учебные заведения, пожарные депо	0,1
Поликлиники, диспансеры, амбулаторий	0,25
Больницы	0,3
Бани, лаборатории	1
Предприятия общественного питания, гаражи	0,7
Прачечные	0,8
Детские ясли, сады	0,1
Школы общеобразовательные	0,08

При отсутствии перечня общественных зданий средняя удельная тепловая характеристика для вентиляции принимается равной 0,2 *ккал/м*^{3} *ч. град* к суммарному объему всех общественных зданий; объем вентилируемых зданий принимается в размере 50% от общего объема общественных зданий.

Годовые расходы газа для *крупных промышленных предприятий* $Q_п$ определяются по фактическому расходу применяемого топлива с пересчетом его на услов-

Таблица 18

Калорийные эквиваленты топлива *

Топливо	Низшая теплота сгорания рабочего топлива в *ккал/кг*	Коэффициент перевода 1 *кг* натурального топлива в условное
Каменный уголь (по всем маркам и сортам)	6455	0,920
Антрацит по сортам марки А	6540	0,934
То же, Д	5280	0,754
» АК	7080	1,011
» АШ	6065	0,866
» АРШ	6445	0,921
Мазут	9800	1,100
Дизельное и моторное	10 000	1,430
То же, бензин	10 445	1,490
» керосин	10 260	1,465
Торф кусковой	2730	0,390
» фрезерный	2450	0,350
Дрова 1 *м*^{3} (33%-ной влажности)	1302	0,186
Кокс	6500	0,930

* В. Ф. Пионтковский, В. Н. Федоренко. Справочник по эксплуатации жилых и общественных зданий, К. изд-во «Будівельник», 1964.

ное топливо, теплота сгорания которого 7000 *ккал/кг*, и с учетом изменений коэффициента полезного действия агрегатов или установок, переводимых на газообразное топливо.

Годовые расходы газа для небольших предприятий определяются как часть (обычно 10%) от расхода газа для крупной промышленности.

Пример. Определить, какое количество газа X в *нм*^{3} с $Q_н^р = 8500$ *ккал/нм*^{3} будет эквивалентно 1 *кг* твердого топлива с $Q_н^р = 7000$ *ккал/кг*. Коэффициент полезного действия для твердого топлива принимают 0,6, а для газа — 0,8. Отсюда $1 \cdot 7000 \cdot 0{,}6 = 8500 \times 0{,}8 X$; $X = \frac{1 \cdot 7000 \cdot 0{,}6}{8500 \cdot 0{,}8} = 0{,}617$ *нм*^{3}.

РАСЧЕТНО-ЧАСОВОЙ РАСХОД ГАЗА И РЕЖИМЫ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Расчетно-часовой расход газа в *нм*^{3}/*ч* на *бытовое* и *коммунально-бытовое потребление* рекомендуется принимать как долю годового расхода газа по формуле

$$Q_{р\,(б,кб)} = K_т (Q_б + Q_{кб}), \qquad (24)$$

где $Q_{р(б,кб)}$ — расчетно-часовой расход газа на бытовое и коммунально-бытовое потребление в *нм*^{3}/*ч*;

$Q_б$ — годовой расход газа на бытовое потребление в *нм*^{3};

$Q_{кб}$ — то же, коммунально-бытовое потребление в *нм*^{3};

$K_т$ — коэффициент часового максимума, коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому.

Коэффициент часового максимума $K_т$ следует принимать в зависимости от числа жителей, снабжаемых газом, дифференцированно по каждому району, сети которого представляют самостоятельную систему, гидравлически не связанную с системами других районов.

Коэффициент часового максимума без отопления зависит от числа жителей (СНиП II-Г. 13—66):

Число жителей в тыс. чел.	5	10	20	30	40	50
Коэффициент часового максимума	$\frac{1}{2100}$	$\frac{1}{2200}$	$\frac{1}{2300}$	$\frac{1}{2400}$	$\frac{1}{2500}$	$\frac{1}{2600}$
Число жителей в тыс. чел.	100	300	500	750	1000	
Коэффициент часового максимума	$\frac{1}{2800}$	$\frac{1}{3000}$	$\frac{1}{3300}$	$\frac{1}{3500}$	$\frac{1}{3700}$	

Расчетно-часовой расход газа на технологические и отопительные нужды коммунально-бытовых предприятий должен определяться по действующим нормам расхода топлива или по фактическим данным потребления топлива. При отсутствии этих данных расчетно-часовой расход газа может быть определен при помощи коэффициентов часового максимума.

Коэффициент часового максимума для коммунально-бытовых предприятий (СНиП II-Г. 13—66):

Бани . .	1/1600—1/2300
Прачечные	1/2300—1/3000
Больницы	1/2500—1/3000

Таблица 69

Коэффициент часового максимума для предприятий различных отраслей промышленности

Отрасли промышленности	Коэффициент часового максимума K_m	
	по предприятию	по котельным
Черная металлургия	1/6100	1/5200
Судостроение	1/3200	1/3100
Химическая	1/5900	1/5600
Строительных материалов	1/5900	1/5500
Радиотехническая .	1/3600	1/3600
Электротехническая .	1/3800	1/3600
Цветная металлургия .	1/3800	1/3100
Станкостроительная . . .	1/2700	1/2900
Машино- и приборостроение	1/2700	1/2600
Текстильная .	1/4500	1/4500
Бумажная	1/6100	1/6100
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400
Пищевая .	1/5700	1/5900

Расчетно-часовой расход газа в *нм³/ч на отопление* $Q_{р.от}$ и *вентиляцию* $Q_{р.в}$ жилых и общественных зданий определяется соответственно по формулам:

$$Q_{р.от} = \frac{q_0 (t_{вн} - t_{н.о}) V_н}{Q_н^р \eta}; \quad (25)$$

$$Q_{р.в} = \frac{q_в (t_{вн} - t_{н.в}) V_н}{Q_н^р \eta}. \quad (26)$$

Расчетно-часовой расход газа на технологические и топливные нужды *промышленных предприятий* определяется как доля годового расхода по формуле

$$Q_{р.п} = K_т Q_п, \quad (27)$$

где $Q_{р.п}$ — расчетно-часовой расход газа на технологические и топливные нужды промышленных предприятий в *нм³/ч*;

$Q_п$ — годовой расход газа по промышленным предприятиям на топливные и технологические нужды в *нм³*.

Общий расчетный расход газа $\Sigma Q_р$ всеми потребителями города или населенного пункта определяется по формуле

$$\sum Q_р = Q_{р\,(б,кб)} + Q_{р.от} + Q_{р.в} + Q_{р.п}.$$

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

Гидравлический расчет газовых сетей состоит в определении диаметров газопроводов, которые зависят от расчетных расходов газа и допустимых потерь давления. Распределительные сети низкого давления обслуживают бытовое и коммунально-бытовое потребление с расходами газа не более 50 *нм³/ч* (жилые дома, школы, столовые и т. д.). К газопроводам среднего и высокого давления подсоединяются районные, квартальные и внутридомовые котельные, ГРП, крупные коммунальные и промышленные предприятия с расходами газа более 50 *нм³/ч*. Газопроводы высокого давления обеспечивают газом ТЭЦ и промышленные предприятия с большим расходом газа.

Гидравлический расчет разветвленных (тупиковых) распределительных газопроводов среднего (высокого) давления считается выполненным, если принятые диаметры газопроводов обеспечивают необходимое давление в конечных точках всех ответвлений, т. е. у газорегуляторных пунктов и перед газовым оборудованием у потребителей газа.

При гидравлическом расчете кольцевых сетей среднего (высокого) давления необходимо соблюдать равенство перепадов давления на полукольцах. Нулевые точки, т. е. точки встречи потоков газа, чаще всего выбираются из примерного равенства расчетной длины каждого полукольца.

Гидравлический расчет разветвленных (тупиковых) газопроводов низкого давления проводится по методике расчета кольцевых газопроводов.

РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Расчет городских кольцевых распределительных газопроводов низкого давления производится в следующем порядке.

На генеральном плане города или населенного пункта (рис. 21) определяют расположение газорегулятор-

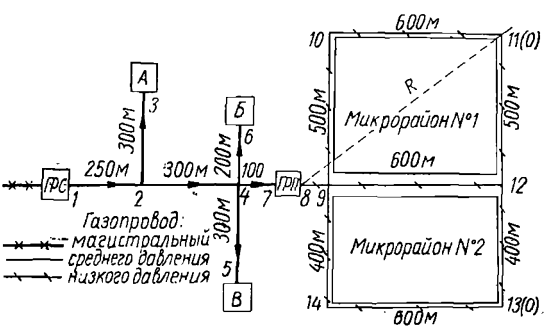


Рис. 21. Схема газопроводов низкого и среднего давления микрорайонов № 1 и 2:

А — промышленное предприятие; *Б* — механизированная прачечная; *В* — районная отопительная котельная; *R* — радиус действия ГРП.

ных пунктов (ГРП). Количество и расположение ГРП принимается в зависимости от оптимального радиуса действия и часового расхода газа, проходящего через каждое ГРП. Наиболее экономичный радиус действия ГРП находится в пределах 0,5—1 *км*, при этом производительность ГРП должна равняться 1500 ÷ ÷ 2000 *нм*³/*ч*.

По схеме сети (рис. 22) устанавливают расчетные участки (8—9; 9—10; 10—11; 11—12; 12—13; 13—14; 14—9; 9—12) газопроводов и их фактическую длину $l_ф$ в *м*. Затем определяют условия питания и расчетную длину участков сети.

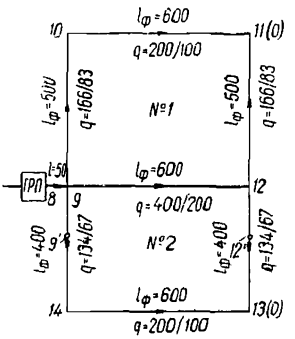


Рис. 22. Расчетная схема кольцевой сети при первичном расчете колец 1-го и 2-го микрорайонов:

q — расход газа (в числителе попутный расход участка, в знаменателе — эквивалентный расход в *нм*³/*ч*).

Расположение потребителей по одну сторону газопровода указывает на одностороннее питание (участки 9—10; 10—11 и т. д.), расчетная длина участка — $l_р = \frac{l_ф}{2}$; по обе стороны газопровода — на двухстороннее питание $l_р = l_ф$ (участок 9-12).

Для определения *расчетно-часовых расходов газа* на каждом участке сети с равномерно распределенным расходом находят удельный расход газа, а также попутный (действительный) и эквивалентный.

Удельный расход определяется в *нм*³/*ч* на 1 *м* по формуле

$$q_{уд} = \frac{Q_р}{\Sigma l_р}, \qquad (28)$$

где $Q_р$ — общий расчетно-часовой расход газа;

$\Sigma l_р$ — общая расчетная длина участков, от которых производится отбор газа потребителями.

Попутный расход в $нм^3/ч$ для каждого участка сети

$$q_п = q_{уд} l_р. \tag{29}$$

Сумма попутных расходов участков сети должна быть равна общему расчетно-часовому расходу газа всех потребителей.

Эквивалентный расход в $нм^3/ч$ принимается

$$q_{экв} = 0{,}55 q_п. \tag{30}$$

Для практических расчетов $q_{экв} = 0{,}5\ q_п$, где 0,5 — коэффициент, зависящий от величины попутного и транзитного расходов.

После определения эквивалентных расходов газа составляют таблицу попутных расходов и схему сети с нанесением на нее попутных и эквивалентных расходов (см. табл. 71).

Принимается наиболее вероятное распределение потоков газа от источника питания до самой удаленной точки газовой сети. При этом ориентировочно намечаются нулевые точки. Направление потоков газа обозначается на схеме стрелками. Определяют транзитные $q_т$ и расчетно-часовые расходы газа по расчетным участкам сети $Q_р$. Вычисление этих расходов ведут от нулевых точек против выбранных направлений движения газа.

Газ с транзитным расходом проходит через участок не изменяясь. Для последних участков сети 11—10; 11—12; 12—13; 13—14 транзитные расходы равны нулю.

$$q_{т9-10} = q_{п10-11};\quad q_{т9-12} = q_{п11-12} + q_{п12-13};$$

$$q_{т9-14} = q_{п13-14}.$$

Расчетно-часовые расходы газа на участках сети с равномерно распределенными расходами находят по формуле

$$Q_р = q_т + 0{,}5 q_п \tag{31}$$

или

$$Q_р = q_т + q_{экв}.$$

Следовательно,

$$Q_{р11-12} = q_{экв11-12}; \quad Q_{р12-13} = q_{экв12-13};$$

$$Q_{р13-14} = q_{экв13-14};$$

$$Q_{р10-11} = q_{экв10-11}; \quad Q_{р9-14} = q_{т9-14} + q_{экв9-14};$$

$$Q_{р9-10} = q_{т9-10} + q_{экв9-10}; \quad Q_{р9-12} = q_{т9-12} + q_{экв9-12}.$$

Расчетно-часовой расход газа на участке 8—9 будет равен сумме попутных расходов на участках сети низкого давления.

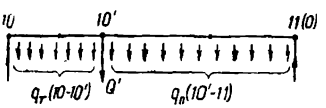


Рис. 23. Схема газопровода с равномерно распределенным и сосредоточенным расходами в *нм*³/ч:
$q_п$ — попутный расход на участках; Q' — сосредоточенный расход.

На отдельном участке сети с сосредоточенным расходом Q'(например, котельная с расходом газа до 50 *нм*³/ч) необходимо этот расход учитывать на всех участках сети, по которым газ проходит как транзитный (рис. 23)

$$Q_{р10-10'} = q_{т10-10'} + q_{экв10-10'},$$

где

$$q_{т10-10'} = q_{п11-10'} + Q'.$$

Для определения *средней удельной потери давления* $H_{ср}$ в *мм вод. ст.* на 1 *м* применяют формулу

$$H_{ср} = \frac{\Delta H}{\Sigma l_ф}, \qquad (32)$$

где ΔH — потери давления, или перепад давления, в распределительных газопроводах от источника питания по полукольцу до нулевых точек в *мм вод. ст.*;

$\Sigma l_ф$ — фактическая длина распределительных газопроводов от источника питания по полукольцу до нулевых точек в *м*.

Удельные потери давления H можно найти по номо-

грамме (рис. 24), составленной для газа с удельным весом $\gamma_г = 0{,}78—0{,}8$ *кг/нм*³ * по формуле

$$H = 2{,}32 \frac{Q_р^{1,75}}{d^{4,75}} l_ф, \qquad (33)$$

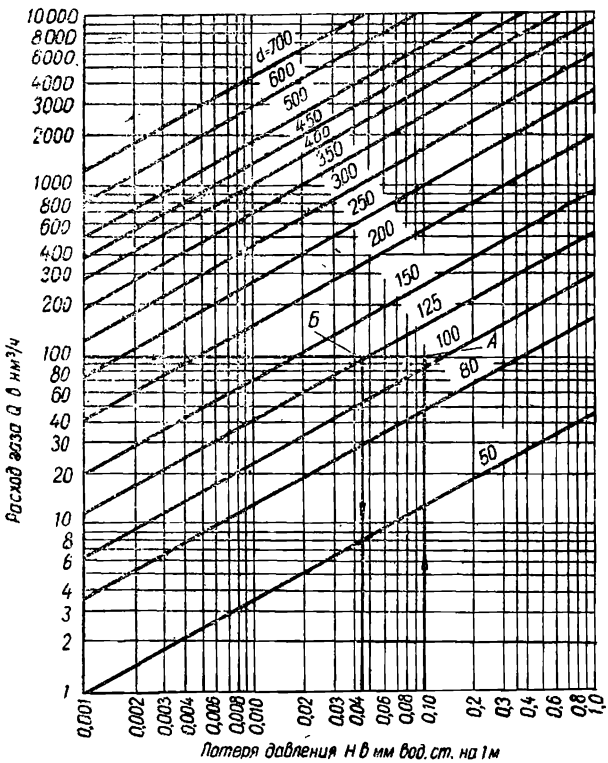


Рис. 24. Номограмма для расчета газопроводов низкого давления.

* При расчете газопроводов низкого давления с различным удельным весом рекомендуется пользоваться номограммами и таблицами, составленными С. Н. Борисовым и В. В. Даточным (СНиП II-Г. 13—66).

где d — диаметр газопровода в *см*;

$l_ф$ — фактическая длина расчетного участка, равная 1 *м*.

Таблица 70

Расчетные перепады давления в *мм вод. ст.* в наружных газопроводах низкого давления и их распределение (СНиП II-Г. 13—66)

Газ	Суммарный перепад давления			Распределение перепада давления при застройке			
				многоэтажной, на сеть		одноэтажной, на сеть	
	От газорегуляторного пункта до наиболее удаленного прибора	на сеть уличную	на сеть дворовую и домовую	дворовую	домовую	дворовую	домовую
Природный с низшей теплотой сгорания 8000—10 000 *ккал/нм*³ при номинальном давлении газа перед бытовыми газовыми приборами 200 *мм вод. ст.*	180	120	60	25	35	35	25
То же, при номинальном давлении газа 130 *мм вод. ст.*	115	80	35	10	25	20	15

Потери давления определяют местные и линейные (по длине участка газопровода). Произведение удельной потери давления H и фактической длины участка газопровода $l_ф$ дает линейные потери. Местные потери давления z в *мм вод. ст.*, возникающие на поворотах в арматуре при изменении диаметров, для газовых сетей составляют 10% линейных потерь давления

$$z = 0{,}1Hl_ф. \qquad (34)$$

Значения фактической длины участков, попутных, эквивалентных, транзитных, расчетных расходов газа, диаметров газопроводов, удельных потерь давления, линейных и местных для каждого участка записывают в табл. 72. Суммируя потери давления на полукольцах $Hl_ф$ + проверяют равенство потерь давления.

Величина допустимой невязки потерь давления не должна превышать 10% суммы потерь на полукольце.

В условиях резко выраженного переменного рельефа местности учитывают гидростатический напор в *мм вод. ст.*, определяемый по формуле

$$H_г = \pm h (\gamma_в - \gamma_г), \qquad (35)$$

где $H_р$ — изменение давления газа при изменении высоты положения газопроводов в *кг/м²*, или *мм вод. ст.*;

h — разность геометрических отметок * газопровода на полукольцах от источника питания до нулевых точек в *м*;

$\gamma_в$ — удельный вес воздуха в *кг/нм³*;

$\gamma_г$ — то же, газа в *кг/нм³* (при нормальных условиях).

РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ СРЕДНЕГО И ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Расчет распределительных газопроводов среднего и высокого давления производится в следующем порядке.

На генеральном плане города определяется расположение газораспределительной станции и от нее производят трассировку газопроводов среднего и высокого давления к различным потребителям газа в городе. Затем устанавливают начальное и конечное давление газа в распределительных газопроводах. За начальное принимается выходное давление газораспределительной станции. Конечное давление зависит от работы регуляторов давления в ГРП и газового оборудования у потребителей.

При конфигурации распределительных газопроводов составляют расчетную схему газоотдачи сети, на которой определяют расчетные участки, их фактическую длину в *км* и расчетно-часовые расходы газа на каждом участке сети.

Так, расчетный участок 1—2 (см. рис. 21) имеет расход газа, равный расчетно-часовому расходу газа всеми потребителями $\Sigma Q_р$. Расчетный участок 2—3 имеет сосредоточенный расход, равный расчетно-часовому расходу промышленного предприятия и т. д. Расход газа на участке 7—8 равен расчетно-часовым рас-

* Знак плюс относится к более высоким отметкам, минус — к более низким по отношению к исходной плоскости.

ходам газа всех потребителей, подключенных к сетям низкого давления, чаще всего этим расходом является $Q_{р(б,кб)}$.

Для учета местных сопротивлений в газопроводах определяют расчетную длину газопроводов в *км* на каждом участке

$$l_р = l_ф \cdot 1{,}1. \tag{36}$$

Для газа с удельным весом 0,78 *кг/нм*^{3} расчет газопроводов на участке может быть выполнен по формуле

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{l_р} = \frac{0{,}337 Q_р^2}{d^{5{,}25}}, \tag{37}$$

где $P_н$ и $P_к$ — соответственно начальное и конечное давление в *ата*;

$l_р$ — расчетная длина газопровода в *км*;

$Q_р$ — расчетный расход газа в *нм*^{3}/*ч*;

d — диаметр газопровода в *см*.

Для практических расчетов газопроводов среднего и высокого давления может быть использована номограмма (рис. 25), составленная по формуле (37). Принимают значение

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{l_р} = \alpha. \tag{38}$$

Для определения диаметров газопроводов и значения α на каждом участке сети используют расчетные расходы газа по участкам сети и $\alpha_{ср}$

$$\alpha_{ср} = \frac{P_{н_1}^2 - P_{к_1}^2}{1{,}1 L_ф}, \tag{39}$$

где $P_{н_1}$ — начальное давление газа у источника газоснабжения в *ата*;

$P_{к_1}$ — конечное давление у самого дальнего потребителя газа в *ата*;

$L_ф$ — фактическая длина газопровода от источника питания до самого дальнего потребителя в *км*.

Определяем конечное давление на участке по формуле (38)

$$p_к = \sqrt{p_н^2 - \alpha l_р}.$$

Найденное для участка 1—2 конечное давление будет являться начальным давлением для участков 2—3 и 2—4 и т. д. Все результаты расчетов газопроводов среднего и высокого давления сводятся в табл. 74.

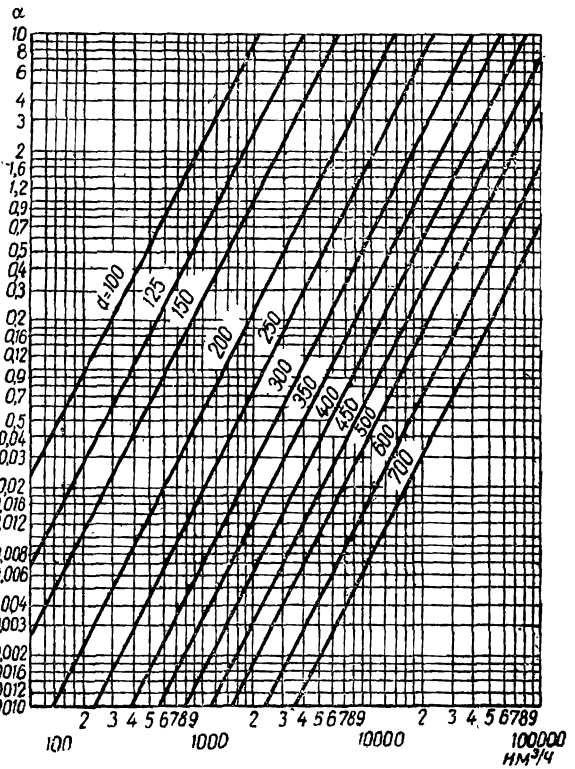


Рис. 25. Номограмма для расчета газопроводов высокого и среднего давления.

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ГАЗОПРОВОДОВ

Пример 1. Произвести гидравлический расчет кольцевых газовых сетей низкого давления микрорайонов № 1 и 2.

Эти микрорайоны имеют равномерно распределенные расходы. Природный газ с теплотой сгорания 8500 *ккал/нм*^{3} и удельным весом 0,78 *кг/нм*^{3} используется в микрорайонах на бытовые и коммунально-бытовые нужды. Расчетно-часовой расход газа $Q_{р_{(б, кб)}} = 1400$ *нм*^{3}/*ч*. Радиус действия ГРП $R = 800$ *м*. Фактическая длина участков сети приведена на рис. 21. Плотность населения в микрорайонах одинаковая.

Определяют условия питания газом расчетных участков сети и расчетную длину участков, кроме участка 8—9, так как здесь расход газа является транзитным.

Удельный расход газа по формуле (28)

$$q_{уд} = \frac{1400}{2100} = 0{,}666.$$

По формулам (29, 30) определяют попутные и эквивалентные расходы газа на каждом расчетном участке сети. Все показатели расчетов заносят в табл. 71.

Таблица 71

Попутные расходы к расчету сети низкого давления микрорайонов № 1 и 2

Расчетный участок	Длина участка в *м*		Расход на участок в *нм*^{3}/*ч*	
	фактическая $l_ф$	расчетная $l_р$	попутный $q_п$	эквивалентный $q_{экв}$
9—10	500	250	166	83
10—11	600	300	200	100
11—12	500	250	166	83
12—13	400	200	134	67
13—14	600	300	200	100
14—9	400	200	134	67
9—12	600	600	400	200

Примечания: 1. На участке 9—12 двухстороннее питание, на остальных — одностороннее. 2. Удельный расход на всех участках равен 0,666.

На расчетной схеме (см. рис. 22) принимают направление потоков газа от ГРП до нулевых точек 11 и 13. На этой же схеме ставят фактическую длину участка и значения попутных и эквивалентных расходов.

Далее определяют транзитные и расчетно-часовые расходы газа на каждом расчетном участке сети. Расчетно-часовой расход газа на участке 8—9 равен 1400 *нм*³/*ч*. Значение транзитных и расчетных расходов заносят в табл. 72.

Средние удельные потери давления от ГРП до нулевых точек устанавливают по формуле (32):

Участки 8—9—10—11; 8—9—12—11 . . . $H_{ср_1}$, $H_{ср_2} = \frac{120}{1150} = 0{,}1$;

8—9—14—13; 8—9—12—13 . $H_{ср_3}$, $H_{ср_4} = \frac{120}{1050} = 0{,}11$.

Таблица 72

Расчет сети низкого давления

Расчетный участок	Фактическая длина участка в *м* $l_ф$	Расход газа на участке в *нм*³/*ч*: попутный $q_п$	эквивалентный $q_{экв}$	транзитный $q_т$	расчетный $Q_р$	Диаметр в *мм*, *d*	Потери давления в *мм вод. ст.*: на 1 *м* H	на весь участок $Hl_ф$	с учетом местных потерь $Hl_ф + z$
Кольцо I (первичный расчет)									
11—10	600	200	100	—	100	125	0,045	27	30
10—9	500	166	83	200	283	150	0,12	60	66
9—8	50	—	—	1400	1400	250	0,18	9	10
Итого									106
11—12	500	166	83	—	83	100	0,09	45	50
12—9	600	400	200	300	500	200	0,075	45	50
9—8	50	—	—	1400	1400	250	0,18	9	10
Итого									110

Продолжение табл. 72

Расчетный участок	Фактическая длина участка в $м$ $l_ф$	Расход газа на участке в $нм^3/ч$				Диаметр в $мм$ d	Потери давления в $мм$ $вод.$ $ст.$		
		попутный $q_п$	эквивалентный $q_{экв}$	транзитный $q_т$	расчетный $Q_р$		на 1 $м$ H	на весь участок $Hl_ф$	с учетом местных потерь $Hl_ф + z$
Кольцо II (первичный расчет)									
13—14	600	200	100	—	100	125	0,045	27	30
14—9	400	134	67	200	267	150	0,1	40	44
9—8	50	—	—	1400	1400	250	0,18	9	10
Итого									84
13—12	400	134	67	—	67	100	0,07	28	31
12—9	600	400	200	300	500	200	0,075	45	50
9—8	50	—	—	1400	1400	250	0,18	9	10
Итого									91
Кольцо II (вторичный расчет)									
13—14	600	200	100	—	100	125	0,045	26	31
14—9′	200	67	33,5	200	233,5	125	0,18	36	40
9′—9	200	67	33,5	267	300,5	150	0,13	26	29
9—8	50	—	—	1400	1400	250	0,18	9	10
Итого									110
13—12′	200	67	33,5	—	33,5	80	0,05	10	11
12′—12	200	67	33,5	67	100,5	100	0,14	28	31
12—9	600	400	200	300	500	200	0,075	45	50
9—8	50	—	—	1400	1400	250	0,18	9	10
Итого									102

Примечания: 1. В кольце II суммарные потери давления на полукольцах (первичный расчет) по табл. 72 равны 84 *мм вод. ст.* и 91 *мм вод. ст.* при расчетной потере давления 120 *мм вод. ст.* (см. табл. 70). 2. Чем выше суммарные потери давления на полукольцах, тем меньше диаметры газопроводов, т. е. уменьшается металлоемкость и стоимость газовых сетей.

По $Q_р$ на участке (см. табл. 72) и соответствующему $H_{ср}$ в номограмме (см. рис. 24) находят диаметр газопровода и удельную потерю давления на участке. Так, на участке 11—10, где $Q_р = 100$ $нм^3/ч$ и $H_{ср} =$ $= 0{,}1$ *мм вод. ст.* на 1 *м*, на номограмме получают

точку A. Из точки A (расход газа на участке не изменяется) прямая пересекается с прямой $d = 125$ *мм*. Из точки пересечения B опускают перпендикуляр на ось абсцисс и на ней находят значение удельной потери давления на участке 11—10; $H_{11-10} = 0{,}045$ *мм вод. ст.* на 1 *м*.

Следующие участки сети рассчитывают аналогично участку 11—10.

Далее определяют невязку потерь давления в кольцах сети: для кольца I $\frac{110-106}{110}100\% = 3{,}6\% < 10\%$;

для кольца II $\frac{110-102}{110}100\% = 7{,}2\% < 10\%$.

Невязки в кольцах менее 10%, следовательно, гидравлический расчет кольцевых сетей выполнен правильно.

Пример 2. Произвести гидравлический расчет разветвленных (тупиковых) газопроводов среднего давления (данные расчета представлены в табл. 73).

Таблица 73

Расчетно-часовые расходы и давление газа

Участки распределения и потребления газа	Расчетно-часовые расходы газа в *нм³/ч*	Необходимое давление газа в *ата*
А — промышленное предприятие	2000	2,6
Б — механизированная прачечная	100	2,7
В — котельная	1600	2,5
Газораспределительный пункт	1400	2,6

После выбора места расположения ГРС и трассировки сети определяют расчетно-часовые расходы газа на каждом участке сети.

Расчетную длину участков находят по формуле 36, фактическую длину принимают по схеме (см. рис. 21).

Зная начальное давление газа у ГРС, $P_н = 3$ *ати* (4 *ата*) и давление в газопроводах, подключенных к самому дальнему от ГРС потребителю, $P_к = 2{,}5$ *ати* (3,5 *ата*) находят $\alpha_{ср}$ по формуле (39)

$$\alpha_{ср} = \frac{4^2 - 3{,}5^2}{1{,}1 \quad 0{,}85} = \frac{3{,}75}{0{,}935} \approx 4.$$

По расчетно-часовым расходам газа на участках и $a_{ср}$, пользуясь номограммой (см. рис. 25), определяют диаметры газопроводов и фактическое значение a для каждого участка сети. Так, для участка 1—2, где расход газа равен 5100 *нм*³/*ч* и $a_{ср} = 4$, $d = 150$ *мм* и $a_{1-2} = 6{,}4$; и так для каждого участка.

Далее определяют конечное давление газа $P_к$ на участке 1—2 по формуле (38)

$$P_к = \sqrt{4^2 - 6{,}4 \cdot 0{,}275} = 3{,}77 \text{ } ama.$$

Все результаты расчета заносят в табл. 74.

Таблица 74

Расчет сети среднего давления (расчетная схема на рис. 21)

Расчетный участок	Расчетно-часовой расход в *нм*³/*ч*	Диаметр газопроводов в *мм*	Длина участка в *км*		Начальное давление в *ата*	Параметры потерь давления	Конечное давление газа в *ата*
			фактическая	расчетная			
1—2	5100	150	0,25	0,275	4,00	6,4	3,77
2—4	3100	150	0,30	0,33	3,77	2,5	3,76
2—3	2000	125	0,30	0,33	3,77	2,6	3,67
4—5	1600	100	0,30	0,33	3,76	4,6	3,55
4—6	100	100	0,20	0,22	3,76	0,025	3,759
4—7	1400	100	0,10	0,11	3,76	4,5	3,69

Если при данных диаметрах на участках сети расчетное давление равно или больше необходимого давления, принятого у потребителей газа, то гидравлический расчет разветвленных газопроводов считается выполненным.

Если расчетное давление в газопроводах, подключенных к потребителям, меньше необходимого, следует увеличить диаметры на одном или нескольких участках сети.

В данном примере расчетные давления газа оказались больше необходимого (табл. 75). Следовательно, гидравлический расчет газопроводов среднего давления выполнен правильно.

Пример 3. Гидравлический расчет дворового газопровода и ввода в здание.

Таблица 75

Расчетное и необходимое давление газа

Участки распределения и потребления газа	Давление газа в *ати*	
	необходимое	расчетное
А — промышленное предприятие .	2,6	2,67
Б — механизированная прачечная	2,7	2,759
В — отопительная котельная	2,5	2,55
Газораспределительный пункт	2,6	2,69

Примечание. Если в ГРП устанавливают регуляторы давления типа РДУК, то входное давление газа может быть принято 1,5 *ата* или 0,5 *ати*, а не 2,6 *ата*.

К каждому вводу в здание подключают 20 квартир, в которых установлено по одному водонагревателю и одной 4-конфорочной плите.

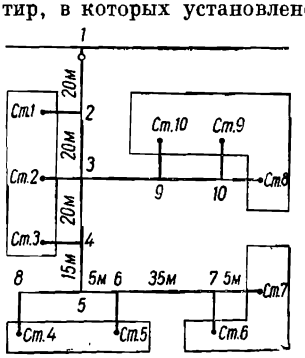


Рис. 26. Расчетная схема дворовых газопроводов и вводов в здание.

Расстояние между вводами в здания и длина вводов приведены на рис. 26. В здание подается природный газ с $Q^{р}_{н} = 8000$ *ккал/нм*^{3}, $\gamma = 0{,}78$ *кг/нм*^{3} *.

Нормативная потеря давления для дворовых газопроводов и вводов в здания составляет 25 *мм вод. ст.* (см. табл. 70, 79). Если из перепада давления во вводах и внутренних сетях, равного 60 *мм вод. ст.*, вычесть расчетный перепад давления от ввода в здание до наиболее удаленного прибора, равного 35, то получится 25 *мм вод. ст.*

Расчет начинают от наиболее удаленной точки стояка 7 (Ст. 7). Протяженность всего расчетного участка от точки 1 до Ст. 7 равна 120 *м*.

* Примеры расчета 4 и 5 имеют такие же данные природного газа.

Находят среднюю удельную потерю давления на 1 *м* на участке 1— Ст. 7 в *мм вод. ст.*

$$H_{ср} = \frac{25}{120} \approx 0{,}20.$$

Расход газа принимают для четырехконфорочной плиты — 1,20, для быстродействующего водонагревателя — 2,80 *нм*^{3}/*ч* (см. стр. 268).

Расход газа на каждом расчетном участке определяется по формуле

$$Q_{уч} = nQk_0, \qquad (40)$$

где n — количество квартир на данном участке;
Q — расход газа в квартире (1,20 + 2,80 = 4 *нм*^{3}/*ч*);
k_0 — коэффициент одновременности работы приборов (табл. 76).

Зная удельную потерю давления и расход газа на каждом участке (рис. 24, табл. 77), устанавливают фактическую удельную потерю давления и диаметры газопроводов на участке. После этого по протяженности отдельных участков и фактической удельной потере давления на каждом участке находят линейные и местные потери давления на всех участках.

Общую потерю давления всех расчетных участков получают, суммируя линейные и местные потери давления.

Результаты расчетов дворового газопровода и ввода в здание записывают в табл. 78.

Гидравлический расчет дворовых газопроводов и ввода будет выполненным, если полученная в расчете потеря давления от точки 1 до Ст. 7 будет равна или на 10% меньше максимальной потери давления — 25 *мм вод. ст.* Если расчетная потеря давления получилась больше максимальной, необходимо на отдельных участках увеличить, а если значительно меньше,— уменьшить диаметр газопровода.

Пример 4. Гидравлический расчет внутридомовых газопроводов (рис. 27). К вводу в здание *Б* подключается 20 квартир. В каждой квартире установлены газовая 4-конфорочная плита и быстродействующий водонагреватель типа КГИ-56. Длина каждого расчетного участка внутридомового газопровода указана в табл. 80.

Таблица 76

Значение коэффициента одновременности в зависимости от количества квартир, типа и количества газовых приборов (СНиП II-Г. 13—66)

Количество квартир	Одна плита		Газовый проточный водонагреватель и плита		Емкостный водонагреватель и плита	
	4-конфорочная	2-конфорочная	4-конфорочная	2-конфорочная	4-конфорочная	2-конфорочная
1	1,00	1,00	0,72	0,75	1,00	1,00
2	0,65	0,84	0,46	0,48	0,59	0,71
3	0,45	0,73	0,35	0,37	0,42	0,55
4	0,35	0,59	0,31	0,325	0,34	0,44
5	0,29	0,48	0,28	0,29	0,287	0,38
6	0,28	0,41	0,26	0,27	0,274	0,34
7	0,27	0,36	0,25	0,26	0,263	0,30
8	0,265	0,32	0,24	0,25	0,257	0,28
9	0,258	0,289	0,23	0,24	0,249	0,26
10	0,254	0,263	0,22	0,23	0,243	0,25
15	0,240	0,242	0,19	0,20	0,223	0,228
20	0,235	0,230	0,181	0,19	0,217	0,222
30	0,231	0,218	0,176	0,184	0,213	0,216
40	0,227	0,213	0,172	0,180	0,209	0,211
50	0,223	0,211	0,170	0,178	0,205	0,205
60	0,220	0,207	0,166	0,175	0,202	0,202
70	0,217	0,205	0,164	0,174	0,199	0,199
80	0,214	0,204	0,163	0,172	0,197	0,198
90	0,212	0,203	0,161	0,171	0,195	0,196
100	0,210	0,202	0,160	0,170	0,193	0,196

Таблица 77

Расчет газопроводов низкого давления ($\gamma = 0{,}78$ кг/нм³)

Потери в *мм вод. ст.* на 1 *м* трубы	Количество газа в нм³/ч, проходящего через водогазопроводную трубу диаметром в дюймах							
	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3
0,010	0,45	0,15	0,39	1,18	2,06	4,13	8,13	12,8
0,020	0,09	0,30	0,78	2,10	3,05	6,11	12,0	19,0
0,030	0,13	0,44	1,16	2,64	3,82	7,70	15,2	23,9
0,044	0,20	0,64	1,54	3,27	4,74	9,54	18,8	29,7
0,050	0,22	0,79	1,66	3,53	5,12	10,3	20,3	32,0
0,062	0,27	0,92	1,88	4,02	5,82	11,7	23,0	36,4
0,075	0,33	1,08	2,08	4,46	6,46	13,0	25,6	40,4
0,081	0,36	1,13	2,18	4,67	6,76	13,6	26,8	42,3
0,094	0,42	1,22	2,36	5,08	7,36	14,8	29,1	46,0
0,100	0,44	1,29	2,47	5,28	7,65	15,4	30,3	47,9

Продолжение табл. 77

Потери в *мм вод. ст.* на 1 *м* трубы	Количество газа в *нм*³/*ч*, проходящего через водогазопроводную трубу диаметром в дюймах							
	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3
0,200	0,84	1,91	3,66	7,35	11,4	22,9	45,1	71,2
0,300	1,06	2,40	4,62	9,91	14,3	28,9	56,9	89,9
0,400	1,25	2,83	5,44	11,7	16,9	34,0	67,0	106
0,500	1,42	3,22	6,19	13,3	19,2	38,7	76,2	120
0,600	1,58	3,57	6,86	14,7	21,3	42,9	84,5	133
0,750	1,79	4,06	7,80	16,7	24,2	48,8	96,1	151
0,875	1,96	4,43	8,52	18,4	26,5	53,3	105	166
1	2,11	4,78	9,20	19,7	28,6	57,5	113	179
2,0	3,14	7,05	13,5	29,2	42,8	84,9	162	252
3,0	3,99	8,95	17,5	36,7	52,6	103	199	310
4,0	4,70	10,7	20,2	42,2	60,8	120	230	358
5,0	5,40	12,0	22,6	47,4	68,0	134	257	400

Таблица 78

Расчет дворового газопровода и ввода в здание

Номер участка	Фактическая длина участка в *м*	Количество квартир	Коэффициент одновременности	Расчетный расход газа в *нм*³/*ч*	Диаметр газопровода в дюймах	Потери давления в *мм вод. ст.*		
						фактическая удельная на 1 *м*	линейная	линейные и местные
1—2	20	180	0,152	109,44	4	0,169	3,38	3,71
2—3	20	160	0,154	98,56	4	0,138	2,76	3,03
3—4	20	100	0,160	64,00	3	0,168	3,36	3,69
4—5	15	80	0,163	52,16	3	0,118	1,77	1,93
5—6	5	60	0,166	39,84	2 1/2	0,162	0,81	0,89
6—7	35	40	0,172	27,52	2 1/2	0,084	2,94	3,23
7—Ст. 7	5	20	0,181	14,48	1 1/2	0,310	1,55	1,70

Примечание. Расчетная потеря давления 18,18 *мм вод. ст.* (сумма линейных и местных) меньше допустимой потери 25 *мм вод. ст.*, следовательно, диаметры подобраны правильно.

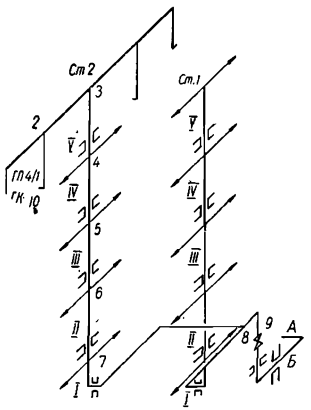


Рис. 27. Расчетная схема внутреннего газопровода жилого дома:
А — дворовой газопровод; *Б* — ввод в здание; *ГК* — скоростной водоподогреватель; *I—V* — этажи зданий. *ГП 4/1* — плита газовая 4-конфорочная; *1—9* — расчетные участки газопроводов.

Расчет начинают от наиболее удаленного от ввода газового прибора (см. рис. 27, V этаж, ГК на стояке 2, точка 1).

Протяженность всех расчетных участков от точки 1 до точки 9 равна 29 *м* (см. табл. 80). Расчетный перепад давления от ввода в здание до наиболее удаленного прибора для многоэтажной застройки принимается 35 *мм вод. ст.*

Удельная потеря давления на участке 9—1 $H_{ср} = \frac{35}{29} = 1{,}2$ *мм вод. ст.* Расходы газа на каждом расчетном участке, фактическую удельную потерю давления и диаметры газопроводов на участке определяют так же, как в примере 3.

Линейные потери давления на участках будут равны произведению фактической длины участка и фактической удельной потери давления на этом участке.

Таблица 79

Расчетные перепады давления во внутренних газопроводах низкого давления (СНиП II-Г. 11—66)

Вид газа	Расчетный перепад давления от ввода в здание до наиболее удаленного прибора в *мм вод. ст.*	
	Одноэтажная застройка	Многоэтажная застройка
Природный с $Q_н^р$ = 8000—10000 *ккал/нм³* при номинальном давлении газа у бытовых газовых приборов:		
200 *мм вод. ст.* . .	25	35
130 » » » .	15	25

Таблица 80

Расчет внутридомовых газопроводов

Номер участка	Плиты 4-конфорочные	Быстродействующие водонагреватели	Коэффициент одновременности	Расчетный расход газа в $нм^3/ч$	Длина участка в м	Диаметр в дюймах	Линейные потери давления в *мм вод. ст.*	
							на 1 м	на весь участок
1—2	—	1	1	2,75	3	1/2	1,600	4,800
2—3	1	1	0,72	2,88	2	3/4	0,412	0,829
3—4	2	2	0,46	3,68	3	3/4	0,643	1,929
4—5	4	4	0,31	4,96	3	3/4	1,060	3,180
5—6	6	6	0,26	6,24	3	3/4	1,620	4,860
6—7	8	8	0,24	7,68	3	1	0,73	2,190
7—8	10	10	0,22	8,80	10	1″	0,937	9,370
8—9	20	20	0,181	14,48	2	1	2,25	4,500

Таблица 81

Расчет газопроводов отопительной котельной

Номер участка	Фактическая длина участка в м	Количество горелок	Расчетный расход газа в $нм^3/ч$	Диаметр газопровода в *мм*	Линейные потери давления в *мм вод. ст.*	
					на 1 м	на весь участок
а — б	1	1	52	32	3,0	3,0
б — в	0,5	1	52	50	0,83	0,42
в — г	4	2	104	50	3,06	12,24
г — д	3	4	208	125	0,18	0,54
д — е	3	6	312	125	0,36	1,08
е — ж	1	8	416	125	0,61	0,61
ж — и	12	10	520	125	0,97	10,64

Нормативная потеря давления 35 *мм вод. ст.* больше расчетной 32,6, следовательно, гидравлический расчет внутренних газопроводов выполнен правильно.

Аналогичным образом производится расчет по другим стоякам жилого дома.

Пример 5. Гидравлический расчет газопроводов отопительной котельной (рис. 28).

В котельной размещено 5 чугунных секционных котлов «Универсал-4». Расход газа каждым котлом 104 $нм^3/ч$. Длина расчетных участков приведена в табл. 81. Установка имеет две газовых горелки с расходом

газа каждой 52 *нм*³/*ч*. Расчет газопроводов начинают от самой дальней горелки (точка *а*).

Общие потери давления составляют $(Hl_ф + z) =$ $= 28{,}53 \quad 1{,}2 = 34{,}24$ *мм вод. ст.* с учетом местных потерь давления в размере 20% от линейных потерь

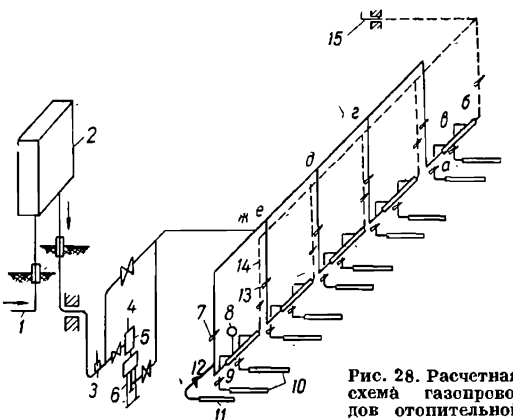


Рис. 28. Расчетная схема газопроводов отопительной котельной:

1 — газопровод; *2* — ГРП шкафного типа; *3* — карман для термометра; *4* — фильтр; *5* — счетчик типа РС-600 *м*; *6* — подставка; *7* — главный кран; *8* — манометр; *9* — рабочий кран; *10* — горелки; *11* — запальник; *12* — кран запальника; *13* — кран продувочного трубопровода; *14* — трубопровод продувочный; *15* — свеча; *а*, *б*, *в*, *г*, *д*, *ж*, *е* — номера участков.

Давление газа на выходе из шкафной установки может быть принято для РД-50 М до 250 *мм вод. ст.* Следовательно, максимальное давление газа у горелки может быть 250—34,24 = 215,76 *мм вод. ст.*, что обеспечивает нормальную работу всех газогорелочных устройств.

Тип регулятора давления выбирается в зависимости от расхода газа в котельной и давления газа до регулятора и после него.

Глава VI. СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРОДСКИХ НАРУЖНЫХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Строительство газопроводов в городах, населенных пунктах и промышленных предприятиях может быть начато только после получения строительно-монтажной организацией от заказчика утвержденной проектно-сметной документации (рабочих чертежей, смет, проектного задания). Утверждают техническую документацию управление (контора) газового хозяйства, городские организации, имеющие в городе подземные коммуникации, органы архитектурного надзора города и заказчик, финансирующий строительство.

К началу строительства городских газопроводов строительно-монтажная организация должна разработать проект производства работ, в состав которого должны входить: стройгенплан трассы строительства газопроводов, где отражено расположение существующих дорог, подземных и надземных коммуникаций вблизи строительства; очередность производства работ; места для складирования материалов и раскладки труб или секций на трассе; пешеходные переходы и транспортные переезды; места отвала грунта; установка механизмов с указанием последовательности их перестановки; места подключения временной электросети для освещения трассы и для работы механизмов; места установки передвижных фургонов, используемых для конторы мастера, обогрева рабочих, принятия пищи и др.; сетевой график или календарный план работ, устанавливающий состав, объем, трудоемкость, последовательность и сроки выполнения отдельных видов работ; график поступления на объект основных материалов и заготовок; график движения рабочей силы; график потребности и работы машин и механизмов; технологические карты на основные виды работ; пояснительная записка, содержащая необходимые

расчеты для обоснования потребности в рабочей силе, материально-технических ресурсов, указания по технике безопасности и пожарной охране и технико-экономические показатели.

В период строительства подземных и надземных газопроводов, ГРП и сооружений на сети производится контроль соответствия их проекту и требованиям СНиП по следующим работам:

основания подземных газопроводов и сооружений; фундаменты сооружений на сети; подвижные и неподвижные опоры газопроводов; пересечения подземных газопроводов с различными подземными коммуникациями; подземные и подводные переходы; противокоррозионная изоляция подземных газопроводов и гидроизоляция сооружений (стенок колодцев, фундаментов ГРП и т. п.); сварка стыков газопроводов; электрическая защита газопроводов; монтаж газопроводов; продувка и испытания газопроводов.

Работы должны производиться поточным методом по захватной схеме с разбивкой всего газопровода на отдельные участки (захватки). Длина участков выбирается в зависимости от наличия пересекающих трассу подземных коммуникаций горизонтальных поворотов трассы, препятствий в виде проездов с усовершенствованным дорожным покрытием, трамвайных путей и других местных условий.

Целесообразная длина участка (захватки) составляет 70—80 *м*, в отдельных случаях она может быть увеличена до 100—150 *м*.

Длины участков должны быть кратными фактическим длинам труб и секций, чтобы исключалась дополнительная резка и сварка укладываемых труб. Работы по прокладке газопроводов производятся одновременно на пяти захватках (рис. 29). На каждой захватке выполняется следующий комплекс работ:

комплекс I (первая захватка) — подготовительные работы;

комплекс II (вторая захватка) — земляные работы по рытью траншей и котлованов с отсыпкой грунта в отвалы;

комплекс III (третья захватка) — монтажные работы по укладке отдельных труб, секций и плетей труб в траншеи, сварка потолочных стыков, установка арматуры и фасонных частей и другие работы;

комплекс IV (четвертая захватка) — испытание уложенного в траншею газопровода на прочность, изоляция стыков и проверка уложенного газопровода;

комплекс V (пятая захватка) — засыпка уложенного газопровода, включающая в себя разборку крепления траншей, снятие подвесок и крепление подземных коммуникаций, засыпка траншей и пазух у колодцев, испытание газопровода на плотность.

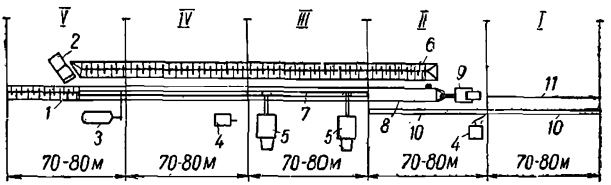


Рис. 29. Схема организации производства работ по строительству газопроводов:

1 — засыпанная траншея; *2* — бульдозер; *3* — компрессор; *4* — сварочные агрегаты; *5* — автокраны; *6* — отвал грунта; *7* — газопровод в траншее; *8* — траншея; *9* — экскаватор; *10* — изолированная труба; *11* — ось траншеи.

Каждый комплекс выполняется на соответствующей захватке в сроки, установленные календарным графиком проекта организации работ.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

При строительстве газовых сетей в городских условиях в состав подготовительных работ входит получение разрешения на рытье траншей и котлованов. Разрешение на производство работ выдается организации, на которую возложено строительство газопровода и сооружений на них с указанием срока выполнения работ, должности и фамилии лица, ответственного за ведение работ. Разрешение оформляется по правилам, установленным местными Советами депутатов трудящихся.

Разбивка трассы газопровода, т. е. перенесение в натуру трассы проектируемого газопровода на городских улицах, производится от постоянных ориентиров, указанных в плане трассы. В местах новой застройки

привязки газопроводов наносятся от красных линий, а внезастроенных местах перенос трассы осуществляется от городской полигонометрии.

Разбивку трассы необходимо выполнять с соблюдением следующих требований: нивелирование постоянных реперов осуществляется с точностью не ниже IV разряда; вдоль трассы должны быть установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянными реперами, разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены и привязаны к постоянным объектам на местности (зданиям, сооружениям, опорам линии электропередач и связи и др.); пересечения трассы газопровода с существующими подземными сооружениями отмечаются на поверхности особыми знаками; разбивка трассы заказчиком и ее приемка в натуре подрядчиком оформляется актом с приложением ведомостей реперов и привязок.

Ось газопровода закрепляется в натуре металлическими штырями ($Ф = {}^1/_2''$; $l = 40$ *см*), которые забивают на всех углах горизонтальных изломов оси газопровода и на прямых участках в пределах видимости штырей. При асфальтовом покрытии вместо штырей применяются металлические кнопки.

Разрешение на вскрытие действующих коммуникаций выдают органы, эксплуатирующие эти коммуникации. Вскрывать существующие коммуникации нужно перед началом земляных работ с принятием мер по предохранению вскрытых коммуникаций от разрушения, а в зимних условиях — от промерзания. Подземные кабели следует вскрывать вручную без применения ломов и кирок. Места вскрытия подземных сооружений должны быть ограждены и снабжены предупредительными знаками.

При газификации существующих городов и населенных пунктов газопроводы приходится прокладывать по проездам и улицам с ранее уложенным покрытием из булыжного камня или асфальта. Ширина вскрытия дорожных покрытий перед рытьем траншей должна быть больше ширины верхней части траншеи при асфальтовом покрытии по бетонному основанию на 20 *см* (по 10 *см* на каждую сторону), при других конструкциях дорожных покрытий — на 50 *см*.

ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

Рытье траншей и котлованов. Глубина заложения газопроводов зависит от влажности транспортируемого газа и наличия динамических нагрузок над прокладываемым газопроводом.

Ширина траншей по дну для укладки трубопроводов без учета креплений должна приниматься согласно табл. 83, для трубопроводов, укладываемых в проходных каналах, должна быть равной $A + 0{,}2$ *м* (A — ширина канала, включая толщину стенок защитной конструкции).

Таблица 82

Минимальная глубина траншей для прокладки газопроводов в *м* (СНиП II-К. 3 — 62)

Газ	В местах движения транспорта	На тротуарах и в местах, где не предусмотрено движение транспорта
Осушенный (природный)	$D_н + 0{,}8$	$D_н + 0{,}6$
Влажный (искусственный)	$D_н + H_{пр} + 0{,}2$	

Примечание. $H_{пр}$ — глубина промерзания грунта в *м*; $D_н$ — диаметр газопровода в *м*.

Таблица 83

Ширина траншеи для укладки газопроводов (СНиП III-Б. 1 — 62)

Способ укладки	Наружный диаметр	Ширина траншеи по дну в *м* без учета крепления для стальных газопроводов
Плетями или отдельными секциями	Любой	$D_н + 0{,}3$
Отдельными трубами	$D_н \leq 0{,}5$ *м*	$D_н + 0{,}5$
	$D_н > 0{,}5$ *м*	$D_н + 0{,}8$

Примечания: 1. Ширина траншей для укладки трубопроводов диаметром свыше 820 *мм*, а также на кривых участках трассы устанавливается особо проектом производства работ. 2. Минимальная ширина траншеи между основаниями откосов или креплениями в свету должна составлять не менее 0,7 *м*.

Рытье котлованов для колодцев и траншей с вертикальными стенками без креплений разрешается только в грунтах естественной влажности и при отсутствии грунтовых вод. Глубина выемки в насыпных, песчаных и гравелистых грунтах не должна превышать 1 *м*, в супесчаных и суглинистых грунтах — 1,25, в глинах — 1,5, в особо плотных нескальных грунтах — 2 *м*.

Рытье траншей многоковшовыми роторными экскаваторами в связных грунтах (суглинки, глины) без креплений для укладки трубопроводов плетями при помощи кранов, трубоукладчиков допускается на глубину не более 3 *м*.

Наибольшую крутизну откосов котлованов и траншей без креплений в благоприятных гидрогеологических условиях следует принимать по проекту производства земляных работ в соответствии с табл. 84.

Таблица 84

Наибольшая допустимая крутизна откосов траншей и котлованов в *м*, в грунтах естественной влажности (СНиП III-А. 11-62)

Вид грунта	Угол между направлением откоса и горизонталью в *град* при глубине выемки до 1,5 *м*	Отношение высоты откоса к его заложению при глубине выемки до 1,5 *м*	Угол между направлением откоса и горизонталью в *град* при глубине выемки 1,5 ≤ 3 *м*	Отношение высоты откоса к его заложению при глубине выемки 1,5 ≤ 3 *м*
Насыпной	76	1 : 0,25	45	1 : 1
Песчаный и гравелистый влажный (ненасыщенный)	63	1 : 0,50	45	1 : 1
Супесь	76	1 : 0,25	56	1 : 0,67
Суглинок	90	1 : 0	63	1 : 0,5
Глина	90	1 : 0	76	1 : 0,25
Лессовый сухой	90	1 : 0	63	1 : 0,5

Примечания: 1. Крутизну откосов котлованов и траншей в глинистых грунтах, переувлажненных дождевыми, снеговыми (талыми) и другими водами, следует уменьшить против указанной в табл. 84 до крутизны 1 : 1 (45°). Об уменьшении крутизны откоса производитель работ обязан составлять акт. 2. Крутизна откосов и траншей для газопроводов, прокладываемых в скальных грунтах, устанавливается проектом в зависимости от способов разработки грунтов и предохранения газопровода от повреждения при опускании труб или плетей.

Недобор грунта при разработке котлованов и траншей при помощи землеройных машин сверх установленных проектом допусков (в пределах 5—10 *см*) не разрешается. Случайные переборы грунта в отдельных местах должны быть заполнены песчаным грунтом. Основания под стальные газопроводы в траншеях,

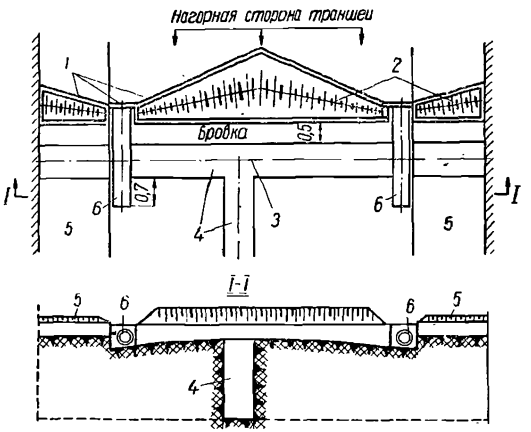


Рис. 30. Схема устройства водоотводных лотков из труб:
1 — доски; *2* — отвал грунта; *3* — оси траншей; *4* — траншея; *5* — тротуар; *6* — асбестоцементные или другие трубы.

разработанных в скальных грунтах, выравниваются слоем песчаного грунта толщиной не менее 0,1 *м*.

Отвалы грунта при отрыве котлованов и траншей размещаются преимущественно с одной стороны выемки на расстоянии не менее 0,5 *м* от края траншеи. В пределах населенных пунктов, промышленных предприятий отвалы размещаются в зависимости от местных условий.

Котлованы и траншеи должны быть защищены от стока поверхностных вод за счет размещения отвалов грунта с нагорной стороны выемки и устройства специальных водоотводных лотков из труб (рис. 30).

Работы по устройству траншей следует начинать с низовой стороны. В местах с пониженными отметками при наличии грунтовой воды устраиваются приямки

для ее сбора и откачки. Из приямков грунтовая вода удаляется с помощью насосов. В тех случаях, когда интенсивная откачка открытым способом может вызвать вынос мелких частиц грунта и тем самым нарушить его структуру в основании, применяют искусственное понижение уровня грунтовых вод при помощи иглофильтровых установок. Расстояние между иглофильтрами зависит от свойств грунта и необходимой глубины понижения уровня грунтовых вод. В грунтах средней водопроницаемости и при глубине понижения уровня воды до 3,5 *м* расстояния между осями иглофильтров должны составлять от 1 до 1,5 *м*. В слабо проницаемых грунтах расстояние между иглофильтрами назначается менее 1 *м*. В практике строительства получили распространение передвижная водопонизительная установка ЛИУ-3 и ЛИУ-5.

В зависимости от габарита траншеи и отвала грунта, назначаемого темпа работ при прокладке газопровода и местных условий для рытья траншей могут быть использованы одноковшовые и многоковшовые экскаваторы. Для рытья траншей под газопроводы в городских условиях чаще всего применяют экскаваторы, оборудованные обратной лопатой с ковшами малых емкостей, и многоковшовые роторные траншейные экскаваторы. В полевых условиях наиболее экономичны многоковшовые экскаваторы.

Траншеи с уложенными газопроводами засыпаются в два приема: немедленно после укладки газопроводов засыпаются и подбираются пазухи и присыпаются газопроводы на высоту около 0,2 *м*, а затем засыпается остальная часть траншеи. Обратная засыпка котлованов должна выполняться вслед за окончанием работ по устройству фундаментов и подземных частей сооружений.

При засыпке траншей следует принимать меры против повреждения грунтом изоляции на газопроводах. В местах переездов и пересечений траншей с дорожными покрытиями обратную засыпку следует выполнять с тщательным послойным уплотнением грунта до 95% его первоначальной плотности с поливкой водой. Уплотнять грунт следует вибраторами и электрифицированными ручными трамбовками. Остаток грунта в объеме трубы плюс 5% общего объема вывозят от места работ в процессе рытья траншей.

На городских улицах траншеи засыпаются легкими бульдозерами-экскаваторами на резиновом ходу. В полевых условиях, где допускается естественная осадка грунта после засыпки траншей бульдозерами на гусеничном ходу, над траншеями устраиваются валики из грунта с расчетом на постепенную его усадку.

Способы разработки мерзлых грунтов. В городских условиях для разработки мерзлого грунта в траншеях чаще всего применяют механическое рыхление с помощью различных машин и приспособлений, специально оборудованные многоковшовые экскаваторы, баровые машины и оттаивание.

Рыхление мерзлого грунта при помощи тяжелых одностойковых рыхлителей на тракторах мощностью 140—250 *л. с.* и выше либо при помощи дизель-молотов или баровых машин на тракторах мощностью 100 *л. с.* и более допускается при глубине промерзания грунта 0,4—1,3 *м* преимущественно при невозможности применения взрывного способа и незначительных объемах работ. Мерзлый слой грунта толщиной до 1 *м* рыхлится сколом обычно при помощи дизель-молота с ударной частью весом 1200 *кг*, оборудованного клином (рис. 31). Дизель-молот можно навешивать на экскаватор Э-652 и трактор С-80.

Производительность механических рыхлителей мерзлого грунта в 1 смену в $м^3$ следующая:

Дизель-молот С-222 с клином на экскаваторе Э-652	88—105
То же, на тракторе С-80	60— 70
Дизель-молот С-254 с клином на тракторе С-80	35— 40

Рыхлитель обслуживают два человека.

Рыхлить грунт механизированным (пневматическим и электрифицированным) инструментом допускается только при небольших объемах работ в легких и средних грунтах.

Для разработки в мерзлом грунте траншей глубиной до 1,8 *м* и шириной 0,9 *м* применяется роторный экскаватор ЭР-4 с ковшами, приспособленными для разработки мерзлых грунтов. На ковши экскаватора ЭР-4 ставят уширители, зубья заменяют пирамидальными клыками, наплавленными твердым сплавом «Релит» или сталинитом. Клыки располагаются в ступенчато-шахматном порядке так, чтобы резали мерзлый грунт

по разным дорожкам, а в совокупности перекрывали бы весь забой траншеи. На каждом ковше устанавливается 3—4 клыка.

Дисково-фрезерная машина ДФМ-1Б (рис. 32) для резания мерзлого грунта сконструирована как навесное оборудование к трактору С-80. После фрезерова-

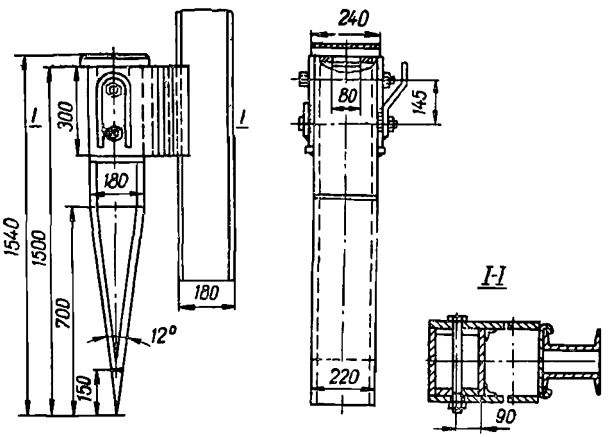


Рис. 31. Деталь клина для разработки мерзлого грунта дизель-молотом С-222.

ния призмы мерзлого грунта при глубине промерзания до 0,25 *м* взламываются экскаватором с ковшом емкостью 0,5 $м^3$; при глубине промерзания до 0,5 *м* — плужерной установкой ПУ-1 (рис. 33), производительность которой при разработке траншей глубиной 0,5 *м* составляет 2,25 $м^3/ч$. При большей глубине промерзания грунт разделяется на блоки ручным механизированным инструментом (пневматическими молотками и т. д.). Из траншей блоки вынимаются одноковшовыми экскаваторами или тракторами. При близком расположении от места производства земляных работ трубопроводов, кабелей и других подземных сооружений, когда взрывной и ударный способы рыхления исключаются, а также при наличии соответствующих ресур-

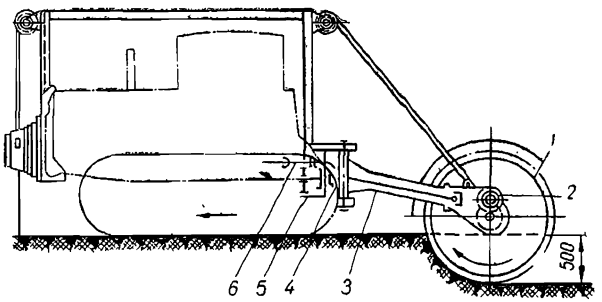


Рис. 32. Дисково-фрезерная машина ДФМ-1Б:
1 — дисковые фрезы; *2* — вал редуктора; *3* — карданный вал; *4* — дисковый фрикцион; *5* — двухскоростной редуктор; *6* — вал отбора мощности трактора.

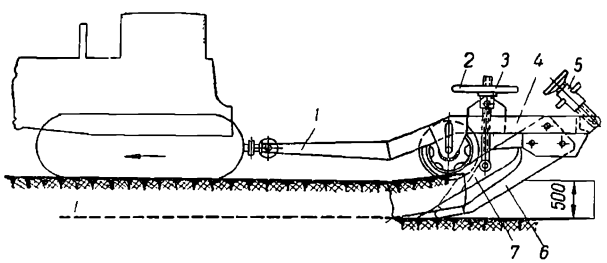


Рис. 33. Плунжерная установка ПУ-1:
1 — дышло; *2* — штурвал; *3* — подъемный механизм; *4* — рама; *5* — винтовая подставка; *6* — плуг; *7* — отвал.

сов (горючих газов, жидкого и твердого топлива), применяется оттаивание грунтов. По своим технико-экономическим показателям оттаивание значительно уступает другим способам подготовки мерзлых грунтов к экскавации.

Наиболее эффективным и экономичным видом топлива для поверхностного оттаивания грунта является газообразное (природный и искусственный горючие газы). Применение сетевого горючего газа для оттаивания

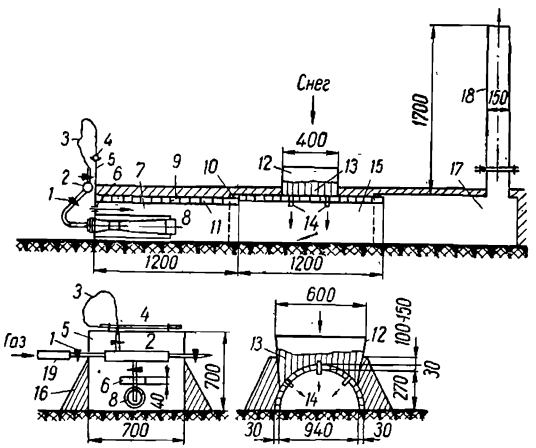


Рис. 34. Установка для оттаивания грунта горючими газами:
1 — пробковый газовый кран диаметром 25 *мм*; *2* — коллектор; *3* — гибкий шланг к запальнику; *4* — запальник, труба 1/2"; *5* — фронт головной секции, толщина стенки 5—8 *мм*; *6* — окно с шибером для регулировки подачи воздуха; *7* — головная секция короба-сегмента; *8* — инжекционная газовая горелка с расходом газа 5—8 *м*³/*ч*; *9* — крючки для крепления огнеупорной глины, привариваются к секции; *10* — козырек секции; *11* — огнеупорная глина толщиной слоя 20—30 *мм*; *12* — металлическая емкость; *13* — слой снега или воды; *14* — трубки диаметром 12 *мм*; *15* — промежуточная секция (толщина стенки 2—4 *мм*); 16 — рыхлый грунт, песок или шлак с толщиной слоя 100—150 *мм*; *17* — хвостовая секция; *18* — дымовая труба; *19* — гибкий шланг от домового ввода газопровода низкого давления или от баллона жидкого газа.

грунта должно быть согласовано с управлениями (конторами) газового хозяйства. Установка по отогреву мерзлого грунта сетевым природным газом представлена на рис. 34. При отсутствии городской газовой сети возможно применение жидкого газа, доставляемого на строительную площадку в баллонах.

Наиболее интенсивное оттаивание грунта происходит при установке горелок с обеих сторон коробов. Количество промежуточных секций короба зависит от производительности газовой горелки (обычно из 6—8 шт.). За 2 *ч* работы установка отогревает грунт с глубиной

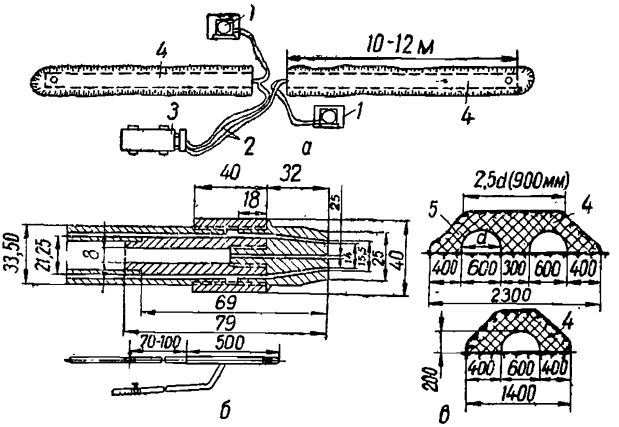


Рис. 35. Установка для оттаивания грунта на дизельном топливе:

а — общий вид; *б* — форсунка; *в* — утепление коробов; *1* — бак для топлива; *2* — шланги резиновые; *3* — компрессор; *4* — короба утепляющие; *5* — теплоизоляция.

промерзания до 0,8 *м* на площади до 10 $м^2$. Для увеличения теплопроводности грунта при поверхностном оттаивании отогреваемый грунт необходимо систематически смачивать путем загрузки емкостей снегом или наполнением водой.

Передвижная установка для оттаивания мерзлого грунта (рис. 35) работает на дизельном топливе при компрессорном дутье. Горелка состоит из центрального топливоподводящего канала и кольцевого сопла для подачи сжатого воздуха от компрессора. Установка получает сжатый воздух от передвижного компрессора с ресивером производительностью 5—10 $м^3/мин$ и давлением воздуха 7 *атм*. При траншее шириной до 1 *м* металлические короба из листовой стали толщиной 2 *мм* располагаются в одну линию, при разработке котлованов под колодцы — параллельно в два ряда с общей утеплительной засыпкой рыхлым грунтом или шлаком на 10—15 *см*.

При оттаивании твердым топливом применяются такие же короба, как и для газового топлива. Головная секция короба должна иметь большие габариты топки и колосников, на которых происходит процесс горения. В качестве твердого топлива для оттаивания мерзлого грунта применяются дрова, торф, каменный уголь и др.

Во всех случаях огневого оттаивания процесс отогрева мерзлого грунта должен состоять из периода непосредственного воздействия тепла на грунт и периода аккумуляции. В период аккумуляции на поверхность прогретого грунта насыпают слой опилок толщиной 20 *см*; за счет накопленного в грунте тепла продолжается процесс оттаивания нижних слоев грунта.

Продолжительность огневого воздействия на мерзлый грунт и период аккумуляции, зависящие от конструкции установок, глубины промерзания и характера грунта, определяются экспериментальным путем. Период аккумуляции обычно в 2 раза больше периода огневого воздействия.

При промерзании грунта на глубину более 0,5 *м* применяется послойное оттаивание с последующей выемкой талого грунта.

СВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ

При строительстве городских систем газоснабжения чаще всего применяются следующие виды сварки: электродуговая ручная, газовая ручная, автоматическая под флюсом, автоматическая и полуавтоматическая в среде углекислого газа и контактная.

Производство сварочных работ. В соответствии с требованиями СНиП, наличием оборудования для сварки трубопроводов и принятыми методами сварки монтажная организация разрабатывает и утверждает технологическую инструкцию, которая регламентирует технологию и режим сварки газопроводов.

Сварочные работы производятся под руководством и контролем инженерно-технического работника, имеющего специальную подготовку по сварке.

Перед сборкой трубы тщательно очищают от попавших внутрь грунта и камней. Концы труб должны иметь правильную окружность, без забоин и вмятин. Диаметр, толщина стенок, угол скоса кромок и вели-

чина притупления должны перед сборкой проверяться с помощью шаблона и измерителей. При наличии вмятин трубы подвергают правке (в холодном или горячем состоянии) или обрезают у них концы. В холодном состоянии трубы правятся с помощью специальных расширителей или кувалд при температуре окружающего воздуха не ниже —5° С; в горячем состоянии — при цвете металла светло-красного каления. Дефектные концы труб отрезают, как правило, с помощью механизированных приспособлений; ручная обрезка должна обязательно выполняться по шаблону. После резки кромки зачищаются абразивным кругом или напильником. Кромки и прилегающая к ним зона основного металла снаружи и изнутри труб должны быть зачищены до металлического блеска на ширину не менее 10 *мм*.

Сборка неповоротных стыков прямолинейных участков газопроводов производится с помощью центраторов. Прихватки стыка должны выполняться электродами или проволокой, которыми будет свариваться стык. Участки прихваток необходимо равномерно располагать по периметру стыка. Длина каждой прихватки должна быть 30—40 *мм* для поворотных и 50—60 *мм* для неповоротных стыков, высота прихватки — не менее 40—50% толщины стенки трубы. При использовании внутренних центраторов сборка труб может производиться без прихваток. Сборка сварных труб должна производиться со смещением продольных швов каждой трубы по отношению к швам предыдущей трубы не менее чем на 50 *мм*. Патрубок к газопроводу приваривается на расстоянии не менее чем в 200 *мм* от кольцевого шва трубы. Подготовка под сварку фасонных частей и вварка патрубков в газопроводы из углеродистых сталей производится согласно рис. 36.

Технология сварки труб. Поворотные и неповоротные стыки на газопроводах сваривают путем наплавления на них нескольких слоев металла (рис. 37). Первый и последующий слои накладываются в два приема. Сварку начинают снизу и заканчивают вверху, при этом начало и конец каждого нового слоя смещают на 50—70 *мм* относительно начала и конца предыдущего слоя.

Сварка труб со скосом кромок 30—35° при толщине стенок до 6 *мм* должна выполняться не менее чем в два

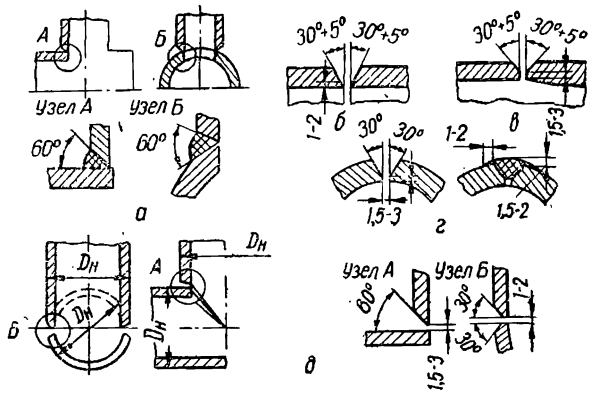


Рис. 36. Подготовка под сварку и сварка фасонных частей трубопроводов из углеродистых сталей:

а — патрубка; *б* — труб в стык; *в* — труб в стык с различной толщиной стенок; *г* — в стык при продольном шве; *д* — труб с ответвлением.

слоя, при толщине стенок от 6 до 11 *мм* — не менее чем в три слоя и при толщине стенок от 11 до 14 *мм* — не менее чем в четыре слоя.

В случае использования труб с углом скоса кромок 20—25° число слоев может быть уменьшено на один,

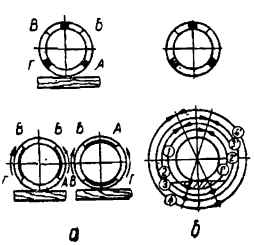


Рис. 37. Схема наложения слоев сварки:

а — поворотного стыка; *б* — неповоротного стыка (буквами и цифрами показана последовательность сварки, стрелками — направление движения электрода).

но должно быть не менее двух. При многослойной сварке первый слой шва должен обеспечивать полный провар корня шва с образованием обратного валика на внутренней поверхности трубы. Последний слой

Таблица 85

Основные данные по подготовке и сварке стыков труб газопровода (ГОСТ 5264—58)

Толщина стенки труб в *мм*	Число слоев сварки	Высота слоя сварного шва в проц. к толщине стенки труб при номере слоя сварки				Зазор между кромками труб в *мм* при сварке			Высота шва при прихватке в *мм*	Высота усиления шва в *мм* при стыке		Ширина шва в *мм*	Допускаемое смещение кромок в *мм*
		I	II	III	IV	ручной газовой	ручной электродуговой	полуавтоматической в среде CO_2		поворотном	неповоротном		
3—4	1—2	100+в	—	—	—	1,5—2,5	1—2	1—2	1—1,5	1—2,5	1—3	6—15	1 (1)
5—6	2	60—80	100+в	—	—	2,5—3	1,5—2,5	1,5—2,5	1,6—2,5	1—2,5	1—3	6—15	1—1,5
7—8	3	20—25	70—80	100+в	—	—	2—2,5	1,5—2,5	2—2,5	3—4	3—45	15—30	1,5—2 (1—1,5)
9—11	3	20—25	70—80	100+в	—								
	4	15—20	50—60	80—90	100+в	—	2,5—3,5	1,5—3	4—4,5	3—4,5	3—4,5	15—30	2—2,5 (1,5—2)

Примечания: 1. Длина каждой прихватки при поворотных стыках 30—40 *мм*, при неповоротных — 50—60 *мм*. 2. Величина притупления зависит от толщины стенки: для ручной электродуговой и газовой сварок 1—2 *мм*; для дуговой под флюсом и в среде углекислого газа 3—4 *мм*. 3. Сварка труб с толщиной стенок до 4 *мм* производится без скоса кромок. 4. Количество прихваток стыков труб $D_н$ до 300 *мм* — 3 шт.; $D_н$ от 350 до 500 *мм* — 4 шт.; $D_н = 700$ *мм* — 4—5 шт.; $D_н = 800$ *мм* — 5—6 шт.; $D_н = 1000$ *мм* — 7 шт. 5. В скобках приведены данные для стыковой контактной сварки. 6. Буквой » обозначена высота усиления шва сварки.

шва должен полностью заполнять разделку кромок, обеспечивать плавный переход от сварного шва к основному металлу и образовывать усиление не менее 1 и не более 3 *мм*.

Каждый слой шва при многослойной сварке перед наложением последующего слоя должен быть тщательно очищен от шлака и брызг металла.

Электросварочное оборудование*. Для газоэлектрической сварки труб в среде углекислого газа одновременно двумя полуавтоматами предназначен *стационарный двухпостовой агрегат СДАУ*.

Агрегат состоит из источника сварочного тока, систем питания углекислым газом и шлангового полуавтомата типа А-547р или А-647.

Для защиты от атмосферных осадков агрегат оборудован металлической кровлей и боковыми шторами.

Техническая характеристика сварочного агрегата СДАУ:

Тип сварочного преобразователя	ПСГ-500
Генератор:	
тип	ГСГ-500
постоянный ток	60—50 *а*
напряжение	16—40 *в*
мощность	20 *квт*
Двигатель переменного тока:	
тип . . .	А-71-2
мощность .	28 *квт*
напряжение	220/380 *в*
Сварочный полуавтомат:	
тип	А-547 р
постоянный ток	200 *а*
напряжение . . .	19—30 *в*
Габаритные размеры	1950 × 900 × 1500 *мм*
Вес .	1000 *кг*

Для сварки труб $D_н$ = 720—1020 *мм* в полевых труднопроходимых условиях прокладки и сварки газопроводов применяется *сварочная двухпостовая установка СДУ-2*. Установка снабжена источниками питания электроэнергией и сжатым воздухом, оборудованием для газовой резки и сварки, укомплектована инструментами и приспособлениями для сборочно-сварочных работ широкого профиля. Одновременно работают два сварщика.

Компрессор 0-38 приводится в действие от заднего вала отбора мощности трактора Т-100М. Газовая резка

* По данным паспортов заводов-изготовителей.

и сварка обеспечиваются ацетиленовым генератором ГВР-1,25.

Техническая характеристика сварочной установки СДУ-2:

Тип генератора	ГСМ-500
Номинальное напряжение	55 *в*
Номинальный ток	500 *а*
Мощность	27,5 *квт*
Пределы регулирования сварочного тока	60÷600 *а*
Скорость вращения якоря	1500 *об/мин*
Производительность компрессора	0,5 $м^3$/*мин*
Рабочее давление компрессора	7 *кг/см*^{2}
Потребляемая мощность	4,5 *квт*
Скорость вращения вала	950 *об/мин*
Объем воздухосборника	0,022 $м^3$
Габаритные размеры	5450 × 2600 × 3100 *мм*
Вес	15 *т*

Самоходная установка электрогазового питания УЭГП-2 смонтирована на базе трубоукладчика ТЛ-ДТ-54А (ТЛ-Т-74) и предназначена для электрогазоснабжения двух сварочных автоматов или полуавтоматов при сварке стыков труб в среде углекислого газа и питания сжатым воздухом пневмоинструмента для подгонки стыков труб.

Установка укомплектована двумя полуавтоматами А-547р с удлиненными шлангами, компрессором 0-38М производительностью 0,5 $м^3$ при рабочем давлении 7 *кг/см*^{2}.

Техническая характеристика установки электрогазового питания УЭГП-2:

Система питания:	
тип генератора	ГСР-9000
номинальное напряжение	28,5 *в*
мощность при 30 *в*	6 *квт*
номинальный ток	300 *а*
скорость вращения	6000 *об/мин*
Тип регулятора напряжения	Р-25АМ
Пределы регулирования напряжения	26—30 *в*
Емкость баллона для углекислого газа	12,6 $м^3$
Количество баллонов	4 шт.
Габаритные размеры	5000 × 3280 × 4900 *мм*
Вес	9,0 *т*

Передвижная установка УГЭС-2 × 250 предназначена для питания углекислым газом двух постов при газоэлектрической сварке неповоротных стыков в полевых условиях. Она оборудована рампой для четырех баллонов.

Генератор ГСТМ-500 соединен муфтой с двигателем ГАЗ-320. Для намотки электродной проволоки в кассеты на агрегате установлена специальная машина, электродвигатель которой питается током от сварочного генератора.

Техническая характеристика установки газоэлектрической сварки УГЭС-2 × 250:

Мощность двигателя	40 *л. с.*
Мощность генератора	15 *квт*
Ток	500 *а*
Пределы регулирования сварочного напряжения	17—35 *в*
То же, тока	100—250 *а*
Скорость вращения генератора	2000 *об/мин*
Режим	ПР-60%
Тип сварочного полуавтомата	А-547р
Габаритные размеры:	
длина с дышлом	4350 *мм*
» без дышла	3120 »
ширина	1750 »
высота	2370 »
Вес	9 *т*

Полевая автосварочная установка ПАУ-500 (рис. 38) предназначена для электродуговой сварки, под флюсом, стыков трубопроводов в полевых условиях. Установки ПАУ-500 изготавливаются раздельно для сварки труб с наружным диаметром 325, 377, 426, 529, 720 и 820 *мм*.

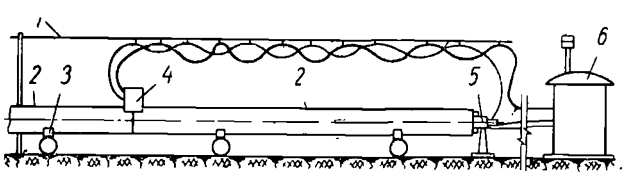


Рис. 38. Полевая электросварочная установка ПАУ-500:
1 — провода для подвески кабелей; *2* — трубы; *3* — роликовые опоры; *4* — сварочная головка ПТ-56; *5* — торцовый вращатель; *6* — передвижная электростанция.

Узлы установки: сварочный агрегат АСД-3-1 или АСДП-500; сварочная головка со штативом ПТ-56; торцовый вращатель по размеру труб, 6 комплектов роликоопор.

Техническая характеристика автосварочной установки ПАУ-500:

Производительность в 1 смену	20—40 стыков
Длина свариваемых секций	36 *м*
Скорость сварки	25—60 *м/ч*
Диаметр сварочной проволоки	2 *мм*
Скорость подачи проволоки	175—423 *м/ч*
Сила тока .	450—550 *а*
Напряжение .	30—45 *в*

Автомат для дуговой сварки под флюсом серии АДК-500 предназначен для сварки постоянным током кольцевых швов стальных изделий диаметром 75—1200 *мм*, расположенных на горизонтальной, вертикальной и наклонных плоскостях.

Таблица 86

Техническая характеристика автомата серии АДК-500

Наименование показателей	Единица измерения	АДК-500-3	АДК-500-5	АДК-500-6
Диаметр свариваемых труб	*мм*	75—300	300—1200	150—600
Диаметр электродной проволоки		1,6—2,5	1,6—2,5	1,6—2,5
Скорость подачи электродной проволоки	*м/мин*	1,5—16	1,5—16	1,5—16
Скорость сварки	*м/ч*	20—70	20—70	20—70
Скорость вращения стола	*об/мин*	0,5—5	0,4—1,2	0,2—2,6
Номинальный сварочный ток при ПР-65%		500	500	500
Напряжение питающей сети		220/380	220/380	220/380
Максимальный вес свариваемого изделия		100	1000	400
Габаритные размеры:				
длина	*мм*	1600	2130	2200
ширина	»	800	1510	1300
высота	»	1300	1510	1747
Вес	*кг*	350	1200	650

Полуавтомат газоэлектрический сварочный ПГС-1,2 предназначен для сварки в среде углекислого газа током до 300 *а* без подкладных колец поворотных и неповоротных стыков труб при строительстве трубопроводов. Как источник питания используются установки УЭГП, АЭГП и СДАУ с генераторами постоянного тока обратной полярности и жесткой характеристикой.

Техническая характеристика сварочного полуавтомата ПГС-1,2:

Сварочный ток	120—300 *а*
Напряжение сварочной дуги .	20—24 *в*
Диаметр сварочной проволоки	1,2 *мм*
Вес полуавтомата . . .	24, 25 *кг*
Вес подающего механизма	10,5 »

Сварочная головка ПТ-56 предназначена для электродуговой сварки поворотных стыков труб $D_н$ = 325, 377, 426, 529, 720, 820 и 1020 *мм*; головка ПТ-2 — для сварки стыков труб $D_н$ = 820 и 1020 *мм*.

Головки ПТ-56 и ПТ-2 работают в комплекте с вращателями и источниками электроэнергии.

Таблица 87

Техническая характеристика сварочных головок ПТ-56 и ПТ-2

Наименование показателей	Единица измерения	ПТ-56	ПТ-2
Величина сварочного тока	*а*	600	500—1000
Напряжение дуги	*в*	6 и 25	35—50
Скорость подачи сварочной проволоки ⌀ 2 *мм*	*м/ч*	175—423	100—500
Регулирование скорости подачи проволоки:			
ступенчатое	—	Сменными шестернями	
плавное	—	Реостатом	
Вес головки без флюса и проволоки		37	26,4

Газосварочное оборудование. Для получения газообразного ацетилена низкого давления для производства работ по обработке металла ацетилено-кислородным пламенем предназначены *газосварочные генераторы*.

Таблица 88

Техническая характеристика переносных ацетиленовых генераторов

Тип	Производительность в $м^3/ч$	Давление ацетилена в $кг/см^2$		Разовая загрузка карбида в $кг$	Габаритные размеры в $мм$		Вес генератора в $кг$	
		рабочее	максимальное		диаметр корпуса	высота	незагруженного	загруженного
ГНВ-1,25	1,25	0,03	0,112	4	446	1120	42	130
ГВР-1,25	1,25	0,08—1,15	0,7		480	1142	54	110
ГВР-3	3	0,15—0,3	0,7	8	630	1260	110	219
МГВ-0,8	0,8	0,1—0,3	1,5	2	295	795	19	130
АСМ-1-58	1,25	0,1—0,3	—	2,2	295	795	20	37
МГ-54	2	0,03	0,1	5	590	1170	70	270
ВАЗ-1-57	1,25	0,2—0,6	—	4	350	870	26	55
АНВ-1-56	1,25	0,25—0,3	0,1		446	1120	42	130

Примечания: 1. Генератор АНВ-1-56 приспособлен для работы в зимнее время на открытом воздухе при температуре до —25° С. 2. Размер кусков карбида для всех генераторов 25/80, для МГ-54 — 15/25 и 25/80.

Таблица 89

Техническая характеристика газовых редукторов

Тип	Газ	Давление газа в *кг/см²*		Максимальная пропускная способность в *м³/ч*	Способ присоединения к вентилю баллона	Габаритные размеры в *мм*			Вес в *кг*
		до редуктора	рабочее			длина	ширина	высота	
РК-53	Кислород	150	1—15	60	Накидная гайка	160	160	175	1,95
РД-2А	Ацетилен	25	0,1—1,5		Хомут	150	200	270	2,27
ДАР-55		16	0,05—1,5	5		175	210	275	2,5
РВ-55	Водород	150	1—15	100	Накидная гайка	160	160	175	1,95
РД-1	Пропан и др.	20	0,05—1,5	5	То же	200	190	185	2,6
ДЗР-1-57 и ДЗД-1-59	Углекислый газ	150	1,5	3		—	—	—	—

Редукторы газовые предназначены для снижения давления газа, отбираемого из баллона до рабочего давления, необходимого при сварке или резке, и поддержания его постоянным при работе.

Горелки газовые ГЗМ-2-62 и ГЗУ-2-62 предназначены для ручной сварки малоуглеродистых сталей, сварки чугуна, наплавки твердых черных и цветных металлов.

В горелке ГЗМ-2-62 могут быть использованы пропан-бутан, метан, природный газ среднего и низкого давления.

Для сварки пропан-бутановой смесью применяются газовые горелки ацетилено-кислородного пламени с увеличенными отверстиями в инжекторе и мундштуке.

Горелки имеют отверстия в инжекторе и мундштуке для соотношения ацетилена и кислорода 1 : 1. Пропан-бутановые смеси имеют соотношение 1 : 3. По этому соотношению и подбирают диаметры отверстий для каждого номера наконечника.

Таблица 90

Выбор диаметров отверстий в инжекторе и мундштуке

Номера наконечников	Диаметр отверстия в *мм*			
	инжектора		мундштука	
	для ацетилена	для пропана	для ацетилена	для пропана
1	0,25	0,40	0,8	1,08
2	0,35	0,55	1,15	2,0
3	0,45	0,70	1,50	2,20
4	0,60	0,95	1,90	2,50
5	0,75	1,50	2,30	3,0
6	0,95	1,90	2,80	3,50

Примечания: 1. Сварочные отверстия увеличивают в инжекторе и мундштуке горелок типов СУ, ГС-53 и ГС-57. 2. Давление кислорода после редуктора равно 3—3,5, пропан-бутана 0,1—0,8 *кг/см²*. 3. Во избежание окисления расплавленного металла шва ядро пламени нужно держать от расплавленной поверхности ванны на расстоянии 5—8 *мм*. 4. Рекомендуется применять сварочную проволоку Св-08 ГС и Св-12 ГС (ГОСТ 2246—60*).

При резке металла природными и сжиженными газами (вместо ацетилена) применяются резаки типа ГС-53, РЗП-50, УР-48 и УР-49 при условии рассверливания

сопел мундштуков (в зависимости от толщины стали) и установки инжектора с отверстиями 1 *мм*.

Таблица 91

Подбор мундштуков для резаков, работающих на пропан-бутане

Наименование показателей	Единица измерения	Толщина стали в *мм*		
		5—15	15—50	50—100
Номер наружного мундштука		1	1	1
То же, внутреннего		1	2	3
Давление кислорода после редуктора РК-53	*кг/см²*	3—7	3—5,9	7—11
Расход режущего кислорода	*м³/ч*	3,5—5	5,5—10	10—15
Расход горючего газа при подогреве на сжиженных газах		0,3	0,4	0,45
Расход подогревающего кислорода при подогреве на сжиженных газах		1,0	1,4	1,6
Диаметр сопла для подогревающего пламени в мундштуке резака УРЗ-49 при наличии 6 сопел	*мм*	1,2	1,4	1,4
Диаметр отверстий в наружных мундштуках резаков УР и РЗП-49		5,1	5,1	5,1
Диаметр отверстий в наружных мундштуках резака УРЗ-49	*м³/ч*	6	6	6
Расход горючего газа при подогреве на природном газе		0,8	1,0	1,2
Расход подогревающего кислорода при подогреве на природном газе		1,2	1,5	1,8

Горелка сварочная газовая «УФА» предназначена для ручной сварки малоуглеродистой стали, для пайки, подогрева и других видов газопламенной обработки металлов.

В качестве горючего газа используется пропан-бутан или пропан.

Наконечник обеспечивает предварительный подогрев горючего газа с целью увеличения сварочного пламени. Сменные наконечники могут быть установлены на корпусах горелок ГСМ-53 и ГС-53.

Резак ручной типа РЗР-60 предназначен для ручной раздельной кислородной резки малоуглеродистой стали.

Таблица 92

Техническая характеристика горелок ГЗМ-2-62 и ГЗУ-2-62

Наименование показателей	Единица измерения	ГЗМ-2-62	ГЗУ-2-62
Толщина свариваемой стали	*мм*	0,2—5	0,5—6
Диаметр:			
инжектора		0,25—0,6	0,35—1,6
смесительной камеры выходного канала		0,6—1,5	0,8—3,5
мундштука		1,3—2,9	1,7—3,7
горлового сечения подогревающих сопел		0,3—0,5	0,35—0,45
выходного сечения подогревающих сопел		0,45—0,65	0,35—0,75
Давление:			
кислорода	*кг/см²*	0,5—4	1—4
пропан-бутана	»	Не ниже 0,01	0,01
Расход:			
кислорода	*л/ч*	50—840	105—5800
пропан-бутана	»	15—240	30—1700
Типоразмеры:			
наконечников с мундштуками подогревателей, подогревающих камер	—	№ 0; № 1; № 2; № 3	—
с односопловыми мундштуками	—	—	№ 1; № 2; № 3; № 4
с многосопловыми мундштуками	—	—	№ 5; № 6; № 7
Габаритные размеры:			
длина с наибольшим наконечником	*мм*	485	650
ширина	»	150	180
Вес горелки с наибольшим наконечником	*кг*	0,65	1,20

В качестве горючего газа используются заменители ацетилена: пропан, бутан, метан, природный и искусственный газы.

Техническая характеристика резака типа РЗР-60:

Толщина разрезаемого металла	До 300 *мм*
Рабочее давление кислорода	8 *кг/см²*
Расход газов:	
кислорода	2,6—4,0 *м³/ч*
метана или природного . .	1,1—1,9 »
пропана или пропан-бутана	0,4—0,7 *м³/ч*
коксового	2,2—3,8 »
Габаритные размеры:	
длина .	550 *мм*
ширина	110 »
Вес (без циркуля и тележки)	1,10 *кг*

Таблица 93

Техническая характеристика наконечников горелок «УФА»

Наименование показателей	Единица измерения	Номера наконечников		
		1	2	3
Предельная толщина свариваемого металла	*мм*	0,5—1,5	1—3	2—5
Рабочее давление кислорода	*кг/см²*	2—4	2—4	3—5
Рабочее давление горючего газа	»	0,02—0,05	0,02—0,05	0,02—0,05
Диаметр:				
инжектора	*мм*	0,45	0,6	0,75
сварочного мундштука	»	1,6	2,4	3
смесительной камеры	»	1,6	2,4	3
мундштука подогрева	»	1,0	1,2	1,2—1,3
Габаритные размеры с мундштуком:				
длина		246	264	274
ширина		120	130	145
Вес		0,225	0,27	0,3

Таблица 94

Техническая характеристика резаков для газовой резки

Тип	Назначение	Толщина разрезаемой стали в *мм*	Рабочее давление кислорода в *кг/см²*	Расход газов в *м³/ч*		Длина в *мм*	Вес в *кг*
				кислорода	ацетилена		
«Пламя»	Для резки стали	3—300	2,5—14	2,2—4,2	0,5—1,2	—	—
РГС-53 (вставной)	То же	5—50	3,7	2,5—8,5	0,35—0,6	260	0,5
РГС-53 (вставной)		5—30	3—6	2,5—5,2	0,35—0,55	255	0,47
РАТ-01-55 (вставной)	Для резки труб диаметром свыше 45 *мм* изнутри	До 15	3—5	2,5—4	0,35—0,5	290	0,5
РЭР-01-55	Для раздельной резки стали	3—00	3—12	3,6—40	—	550	1,1
К-51	То же	200	4—11	5,4—32,6	—	585	1,86

Примечание. Резак РЗР-01-55 расходует метана или природного газа 0,8—1,9 *м³/ч*, пропана или пропан-бутана 0,4—0,7 *м³/ч*. Резак К-51 расходует керосина 0,7—1,3 *кг/ч*.

Баллоны для ацетилена (ГОСТ 5948—60) окрашиваются в белый цвет с красной надписью «Ацетилен».

Допускаемое давление в баллонах зависит от температуры окружающего воздуха:

Температура в *град* С . . .	−5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
Давление ацетилена в *кг/см*^{2}	13,4	14	15	16,5	18	19	21,5	23,5	26	30

Баллоны хранятся в вертикальном положении. После опорожнения остаточное давление в баллоне должно быть не менее 0,5 и не более 1 *кг/см*^{2}.

Количество ацетилена в баллоне в *м*^{3} определяется по формуле

$$A = \frac{9{,}2PV}{1000}, \qquad (41)$$

где P — давление ацетилена в баллоне в *кг/см*^{2};

V — водяная емкость баллона в *л*;

9,2 — коэффициент, учитывающий растворимость ацетилена, объемы ацетилена и пористой массы.

Ручная электродуговая сварка. Применяется для сварки газопроводов диаметром 25 *мм* и более. При этой сварке, выполняемой на трассе и в центрально-заготовительных заводах, должны применяться электроды диаметром 3—5 *мм* по ГОСТ 9467—60 типа Э-42 или Э-42А для труб из низколегированной стали марок Ст. 2, Ст. 3 и Ст. 4; типа Э-50 и Э-50А — для труб из низколегированной стали с пределом прочности до 50 *кг/см*^{2}. Режим сварки представлен в табл. 95.

При сварке первого слоя шва поворотных стыков сначала сваривается от $^1/_2$ до $^3/_4$ стыка по периметру, а затем секция поворачивается на 180° и выполняется сварка потолочного участка в нижнем положении. При сварке первого слоя шва поворотных и неповоротных стыков труб $D_н$ более 529 *мм* каждую половину или одну треть стыка сваривает один сварщик, т. е. одновременно каждый стык сваривается двумя-тремя сварщиками. Сварку первого слоя шва на трубах $D_н$ = = 529 *мм* и менее может производить один сварщик.

Второй и последующий слои при сварке газозащитными электродами сваривают сверху вниз, причем сварку второго слоя производят электродами 4 *мм*, а последующие слои — 5 *мм*.

Ручная газовая сварка. Применяется в полевых и стационарных условиях для сварки стальных труб диаметром до 150 *мм* с толщиной стенки до 5 *мм*. Процесс сварки производится в один слой. Рекомендуемый угол скоса кромок труб 40—45°.

При газовой сварке газопроводов рекомендуется применять левый способ сварки, при котором впереди перемещается присадочная проволока, а за ней справа налево горелка. Марка стали присадочной проволоки Св-08 и Св-08А, а для особо ответственных узлов — Св-15Г и Св-10ГС.

Номер наконечника горелки и мощность пламени подбирают в зависимости от толщины стенок труб, исходя из удельного расхода 100—125 *л/ч* ацетилена на 1 *мм* толщины стенок свариваемых труб; при сварке неповоротных стыков мощность пламени уменьшается на 15—20%.

Сварка в среде углекислого газа. Автоматическая и полуавтоматическая сварка выполняются не менее чем в 2 слоя, рекомендуемый угол скоса кромки труб 15—20°. Минимальный диаметр свариваемых труб 15 *мм*.

При сварке труб рекомендуется применять сварочный постоянный ток обратной полярности, источник питания дуги с жесткой или возрастающей характеристикой.

Сварка первого слоя шва должна производиться сверху вниз с опиранием газового сопла полуавтомата на кромки стыка и положением его углом назад на следующих режимах:

Сварочный ток . .	160—220 *а*
Напряжение на дуге . . .	24—26 *в*
Скорость подачи проволоки	210—260 *мм/мин*
Давление углекислого газа по манометру редуктора	1,0—2,5 *ати*

Сварка полупотолочного и потолочного участков неповоротного стыка должна производиться на режимах, установленных по нижнему пределу (сварочный ток 160—180 *а*).

По окончании сварки кратер сварочной ванночки необходимо полностью заплавить во избежание обра-

Таблица 95

Характеристика электродов, режим ручной электродуговой сварки труб (ГОСТ 5264—58)

Марка покрытия электродов	Поворотные стыки			Неповоротные стыки		Тип электрода по ГОСТ 9467—60	Марка сварочной проволоки	Положение сварки	Род тока и полярность	Область применения
	номер слоя	диаметр электрода в мм	сила сварочного тока, в а	номер слоя	сила сварочного тока в а					
ОММ-5	1	4	160—180	1		Э42	Св-08 Св-15	Все	Переменный и постоянный	Сварка труб из малоуглеродистой стали
	2	5	210—250	2						
	3—4	5	210—250	3—4	140—160					
СМ-5	1	4	160—180	1	140—160					
	2	5	210—250	2						
	3—4	5	210—250	3—4						
ЦМ-7	1	4	160—180	Не применяются		Э42	Св-08 Св-15	В нижнем положении	То же	Сварка поворотных стыков газопроводов из малоуглеродистой стали
	2	5	210—240							
	3	5	210—240							

Продолжение табл. 95

Марка, покрытия электродов	Поворотные стыки			Неповоротные стыки		Тип электрода по ГОСТ 9467—60	Марка сварочной проволоки	Положение сварки	Род тока и полярность	Область применения
	номер слоя	диаметр электрода в *мм*	сила сварочного тока в *а*	номер слоя	сила сварочного тока в *а*					
ЦМ-7С	1	4	160—180	То же		Э42	Св-08 Св-15	В нижнем положении	Переменный и постоянный	Сварка поворотных стыков газопроводов из малоуглеродистой стали с глубоким проплавлением
	2	5	210—240							
	3—4	5	210—240							
УОНИ 13/45	1	4	130—150	1	120—140	Э42А	Св-08А Св-08	Все	Постоянный обратной полярности	Сварка поворотных и неповоротных стыков труб из малоуглеродистой и низколегированной сталей с повышенной пластичностью
	2	5	170—180	2	130—150					
	3—4	5	170—190	3—4	130—150					
УП-2/45	1	4	150—240	1	140—180	Э42А	Св-08 Св-8А		Переменный и постоянный	
	2	5	190—250	2						
	3—4	5	200—250	3—4						

СМ-11	1 2 3—4	4 5 5	150—190 190—250 190—250	1 2 3—4	140—160 140—180				То же	
УП-2/55	1 2 3—4	4 5 5	150—240 190—250 200—250	1 2 3—4	140—180	Э-50			То же	Сварка поворотных стыков труб из среднеуглеродистой и низколегированных сталей
УОНИ 13/55	1 2 3—4	4 5 5	130—150 170—180 170—190	1 2 3—4	120—130 120—140 120—140	Э-50А	Св-08 Св-08А	Все	Постоянной обратной полярности	
СМ-11/50	1 2 3—4	4 5 5	150—190 190—250 190—250	1 2 3—4	140—180				Переменный и постоянный	

Примечания: 1. Диаметр электродов при сварке неповоротных стыков рекомендуется 4 *мм*. 2. При сварке газопроводов могут применяться электроды ОМА-2, ОЗС-1, ОЗС-2, ОЗС-3, ОЗС-4, ОЗЦ-1 АН-1, МР-3, МР-5, КПЗ-42, ВСП-1б, типа Э-42. Предварительно обязательно испытание образцов в соответствии с ГОСТ 6996—66 *. 3. Все электроды при отсутствии герметической упаковки перед началом работ рекомендуется просушивать в течение 30—40 *мин* при температуре 200—250° С.

Таблица 96

Механические свойства металла шва и сварного соединения при сварке электродами (ГОСТ 6996—66)

Тип электрода	Диаметр электрода в *мм*					Сталь свариваемых труб
	более 2,5			2,5 и менее		
	Металл шва			Сварные соединения		
	Временное сопротивление разрыву в *кг/мм²*	Относительное удлинение в проц.	Удельная ударная вязкость в *кгм/см²*	Временное сопротивление разрыву в *кг/мм²*	Угол загиба в *град*	
Э-42	42	18	8	42	120	Для низколегированных, малоуглеродистых
Э-42А	42	22	14	42	180	
Э-46	46	18	8	46	120	
Э-46А	46	22	14	46	150	
Э-50	50	16	6	50	90	Среднеуглеродистых и низколегированных
Э-50А	50	20	13	50	150	
Э-55	55	20	12	55	140	

Таблица 97

Размеры стальных электродов в *мм* (ГОСТ 9466—60)

Диаметр	Длина	Примечание
1,6; 2; 2,5; 3	225; 250; 350	Покрытие должно быть прочным, плотным, без трещин
4	400; 450	Дуга легко загорается и стабильно горит
5; 6; 8; 10; 12	450	Валик шва равномерно покрывается шлаком, который легко удаляется. Металл и металл шва не имеют трещин. Электроды упаковываются в водонепроницаемую бумагу и хранятся в сухом помещении

Таблица 98

Проволока стальная сварочная холоднотянутая для дуговой и газовой сварки (ГОСТ 2246—60)

Марка стали	Содержание элементов в проц.						
	Марганец	Углерод	Кремний	Хром	Никель	Сера	Фосфор
	не более						
Св-08	0,35—0,60	0,10	0,03	0,15	0,30	0,04	0,04
Св-08А	0,35—0,60	0,10	0,03	0,10	0,25	0,03	0,03
Св-08ГА	0,8—1,10	0,10	0,03	0,10	0,25	0,03	0,03
Св-10ГА	1,10—1,4	0,12	0,03	0,20	0,30	0,03	0,03
Св-10Г2	1,5—1,9	0,12	0,03	0,20	0,30	0,04	0,04

Таблица 99

Диаметры присадочной проволоки и углы наклона горелки при газовой сварке газопроводов

Толщина стенки трубы в *мм*	Угол наклона горелки в *град*	Диаметр присадочной проволоки в *мм*	Толщина стенки трубы в *мм*	Угол наклона горелки в *град*	Диаметр присадочной проволоки в *мм*
До 1	10	1,5	5—7	40	4,5
1—3	20	2,5	7—10	50	6,0
3—5	30	3,5	10—12	60	7,0

Таблица 100

Флюсы для электросварки (ГОСТ 9087—59)

Сварка	Марка флюса	Зернистость в *мм*	Марки свариваемых сталей	Сварочная проволока (ГОСТ 2246—60)
Автоматическая	АН-348А	0,4—2,5	Ст.1; Ст.2, Ст.3	Св-08, Св-08А
	ОСЦ-45	0,5—3	Ст.1, Ст.2, Ст.3, Ст.4	Св-08; Св-08А, Св-15
Полуавтоматическая	АН-348А	0,25—1,6	Ст.1, Ст.2; Ст.3	Св-08; Св-08А
	ОСЦ-45П	0,5— ,2	Ст.1; Ст.2; Ст.3 Ст. 4	Св-08; Св-08А, Св-15

Примечания: 1. Флюс хранится в плотных ящиках с закрытыми крышками. 2. Перед сваркой флюс необходимо прокалить в течение 1 ч при температуре 250—300° С.

зования трещин. При сварке трубопроводов на открытых площадках во избежание сдувания струи углекислого газа ветром давление его должно устанавливаться не менее 15 *ати* и применяются защитные щитки или другие приспособления.

Автоматическая сварка под флюсом. Применяется для сварки газопроводов диаметром 200 *мм* и более. Рекомендуемый угол скоса 15—20°. Этот способ сварки выполняется по первому слою шва, выполненному с помощью ручной дуговой сварки, автоматической сваркой под флюсом внутри трубы или в потолочном положении, полуавтоматической или автоматической сваркой в среде углекислого газа.

Контактная сварка. Основана на принципе использования тепла, выделяемого электрическим током и концентрирующегося в концах свариваемых труб с приложением к трубам сжимающих усилий. По мере сближения свариваемых торцов труб до их контакта происходит быстрый нагрев и оплавление кромок. Трубы сдавливают (сваривают) после прогрева их торцов на значительную глубину. Этот вид сварки применяется для сварки труб в секции или наращивания труб в непрерывную нитку для диаметров 114—529 *мм*.

Для сварки труб в нитку применяются самоходные установки. Рекомендуемый угол скоса кромок 30—35°. Перед стыковкой контактной сваркой на трубах шлифовальной машиной, механизированной или ручной стальной щеткой должен зачищаться поясок шириной 100 *мм* под контактные башмаки. Грат со сварного шва удаляется полностью.

Сварка газопроводов в зимнее время. Сварка газопроводов при температуре от —20° и до —30° С должна выполняться по специальной инструкции, утвержденной монтажной организацией, выполняющей сварочные работы.

При работе на трассе газопровода в зимнее время необходимо обеспечить защиту мест сварки от снега и ветра, очистить свариваемые концы труб от снега, льда и просушить стык. Понижение температуры (охлаждение) стыка после сварки не допускается более чем на 10° С в 1 *мин* (сваренный стык укрывают асбестовым полотенцем).

При температуре —30° С и ниже трубы свариваются только с подогревом стыка до температуры 150—200°

на ширину (от стыка) 200—250 *мм* газовыми горелками инфракрасного излучения.

При температуре ниже —20° С допускается вместо прихватки производить сплошную сварку первого слоя шва.

Выполняют сварку только электродами Э-42А и Э-50А. Автоматическую сварку производят только на постоянном токе обратной полярности.

Контроль сварочных работ *. Контроль сварных соединений должен обеспечивать систематическую проверку качества сварного шва.

В объем работ по контролю сварки входят: проверка качества материалов, применяемых для сварных соединений; пооперационный контроль в процессе сборки и сварки стыков, при котором высота усиления сварных швов должна составлять 1—3 *мм*, но не более 40% толщины стенки трубы, а ширина не должна превышать 2,5 *мм* толщины стенки трубы; прием готовых стыков по внешнему виду; физические методы контроля стыков, сваренных электродуговой и газовой сваркой (металлографические исследования, просвечивание и др.); механические испытания 0,5% контрольных стыков (помимо пробных), выполненных электродуговой и газовой сваркой, и 2% контрольных стыков, выполненных стыковой контактной сваркой, считая от общего количества стыков, сваренных сварщиком в течение календарного месяца, но не менее одного стыка.

Для проверки физическими методами контроля и производства механических испытаний сварные стыки отбираются в присутствии представителя заказчика.

Во избежание вырезки сварных стыков из газопровода для механических испытаний допускается сварка катушек в аналогичных условиях.

В технических коридорах, технических подпольях и подвалах, а также надземные газопроводы при подвеске их к мостам и на переходах через преграды испытываются физическими методами в объеме 100% независимо от величины рабочего давления в газопроводе.

Сварные стенки газопроводов при проверке физическими методами контроля должны браковаться при на-

---

* Правила безопасности в газовом хозяйстве. М., «Недра» 1965.

Таблица 101

Количество сварных стыков, подлежащих проверке физическими методами контроля при сооружении газопроводов в проц.

Газопроводы	Давление в газопроводах в *кг/см²*			
	до 0,05	свыше 0,05 до 3	свыше 3 до 6	свыше 6 до 12
Подземные газопроводы	5	10	50	100
Наружные надземные, внутренние промышленных предприятий, ГРП	Не подлежат		2	2

Примечание. Проверке подлежат стыки, не менее одного, из числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте.

личии следующих дефектов: трещины любых размеров и направлений; непровар по сечению шва; непровар в корне шва в соединениях, доступных для сварки только с одной стороны без подкладок, глубиной свыше 10%, при толщине стенки 20 *мм* и свыше 2 *мм* — при большей толщине стенки; шлаковые включения или раковины по группам А и В (ГОСТ 7512—55) размером по глубине шва более 10% для труб с толщиной стенки до 20 *мм* и более 2 *мм* при толщине стенки свыше 20 *мм*;

шлаковые включения, расположенные цепочкой или сплошной линией вдоль шва, по группе Б (ГОСТ 7512—55) при суммарной их длине, превышающей 200 *мм* на 1 *м* шва; газовые поры в виде сплошной сетки; скопление газовых пор в отдельных участках шва по группе Б (ГОСТ 7512—55) свыше 5 шт. на 1 *см²* площади шва.

При технической невозможности проверки физическими методами контроля сварные стыки газопроводов диаметром менее 76 *мм* подвергаются внешнему осмотру, механическим испытаниям в количестве 2% стыков от общего количества сваренных каждым сварщиком, но не менее двух стыков из числа сваренных в течение календарного месяца.

Пооперационный контроль стыков, выполняемых стыковой контактной сваркой, должен производиться не-

посредственно в процессе сварки труб в полном соответствии с технической инструкцией.

Для контроля сварных соединений применяется *рентгеноаппарат РАП-150-5*.

Техническая характеристика рентгеноаппарата РАП-150-5:

Номинальное напряжение на рентгеновской трубке	150 *кв*
Номинальный анодный ток	5 *ма*
Напряжение питания от автономного источника тока типа АБ-4-0 (230) ч 425	200—240 *в*
Частота питания	400—427 *гц*
Диапазон регулирования напряжения трубки	100—150 *кв*
Температура окружающей среды	От —2 до +40 *град* С
Относительная влажность окружающей среды	До 90 %
Время непрерывной работы	До 15 *мин*
Интервал между повторными включениями	Не менее 3 *мин*
Время экспозиции	От 0,5—15 »
Толщина просвечиваемой стали (при фокусном расстоянии до 1300 *мм*)	До 45 *мм*
Вес блок-трансформатора	35 *кг*
Вес пульта управления	15 »
Габаритные размеры блок-трансформатора	530 × 235 × 375 *мм*
То же, пульта управления	450 × 300 × 200 »

Дефектоскоп МД-11, предназначенный для определения дефектных мест сварного шва, состоит из узла питания, электронной трубки и лентопротяжного механизма. Барабан, вращаемый двигателем, имеет четыре воспроизводящие малогабаритные головки. Токосъем с головок осуществляется системой контактов.

Дефекты шва образуют на магнитной ленте запись от полей рассеивания, вызванных отклонением магнитных линий в местах несплошностей.

Техническая характеристика дефектоскопа МД-11:

Скорость воспроизведения	5000 *мм/сек*
Максимальный размер выявленных дефектов	3—5 *мм*
Габаритные размеры	520 × 380 × 230 *мм*
Вес	22 *кг*

Изображение на экране соответствует форме дефекта шва, а степень изображения указывает на глубину дефектов. Электронно-лучевая трубка с длительным послесвечением дает возможность наблюдать изображение в течение 15 *сек* и позволяет фотографировать его.

Исправление дефектов сварки. Дефекты в сварных стыках разрешается исправлять при длине дефектного участка менее $^1/_3$ окружности трубы путем вырубки дефектной части шва и заварки вновь с последующей проверкой качества шва физическими методами контроля. При вырубке следует заходить за края трещин не менее чем на 30 *мм* с каждой стороны. Участки швов со шлаковыми включениями, порами и другими дефектами необходимо удалить путем механической вырубки. Подрезы нужно исправлять наплавкой ниточных валиков шириной не более 2—3 *мм*. Исправление дефектов подчеканкой запрещается.

При температуре ниже —5° С дефекты исправляют без резких ударов с применением газовой резки.

На каждый сваренный участок газопровода составляется сварочная схема, на которой указывается: объект, адрес, номер стыков, привязка стыков к характерным точкам, расстояние между стыками, условное обозначение поворотных и неповоротных стыков, каким сварщиком стыки сварены (номер или шифр сварщика) и каким методом испытаны.

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Материалы для изоляции газопроводов. Противокоррозионные покрытия подземных газопроводов должны обладать следующими свойствами: механическая прочность, обеспечивающая сохранность покрытия в процессе строительства (при перевозках, опускании в траншею) и в процессе эксплуатации (от давления грунта); пластичность, обеспечивающая монолитность при действии на них низких или высоких температур при производстве работ и в условиях эксплуатации; хорошая прилипаемость к металлу; не подвергаться разрушению от биологического воздействия и не содержать компонентов, вызывающих коррозию металла труб; быть диэлектрическими.

На все материалы, применяемые для изоляции газопроводов, должны иметься сертификаты или другие документы, подтверждающие их качество. При отсут-

Таблица 102

Характеристика изоляционных материалов

Материал	Назначение	Способ приготовления составов	ГОСТ
Грунтовка	Улучшение прилипаемости изоляции к металлу	Раствор битума в бензине по объему 1 : 3 или по весу 1 : 2,25—2,5. Применяется битум марки БН-IV или БН-III и БН-V по объему 1 : 1	Битум марки БН-IV ГОСТ 6617—56. Битум марки БН-III ГОСТ 1544—52. Битум марки БН-V — ГОСТ 6617—56. Бензин автомобильный ГОСТ 2084—56, в зимнее время — бензин авиационный ГОСТ 1012—54*
Битумное покрытие	Защита подземных трубопроводов от коррозии	Битум марки БН-IV 75—80% по весу и известняк или каолин пылевидный 25—20%. Известняк и каолин должны быть просушены до влажности 1%, просеиваются через сито 900 *отв/см²* с остатком крупных частей до 2%. Температура готовой мастики должна быть не более 200° С в зимнее время и 170° С в летнее. Битумная мастика, нагретая до 220° С, для изоляции непригодна. Перегрев мастики определяется появлением серо-зеленых пузырей на поверхности. Добавление кусков битума в перегретую мастику не допускается.	Битум марки БН-IV ГОСТ 6617—56.

Продолжение табл. 102

Материал	Назначение	Способ приготовления составов	ГОСТ
		Битум в нагретом состоянии держится в копиле не более 3-х часов при температуре 170° С, длительное время он хранится при температуре 130° С. В зависимости от наружной температуры воздуха и климатических условий, состав мастики уточняется (см. табл. 103). При температуре наружного воздуха ниже +5° С для придания мастике пластичности перед раздачей в нее добавляют осевое масло, зеленое масло или Лакойль в количестве 3% по весу. Изоляция должна производиться с подогревом труб.	
Грунтовка битумно-резинового покрытия	Улучшение прилипаемости изоляции к металлу	Битум марки БН-IV и бензин (1 : 2 по объему)	Битум БН-IV ГОСТ 6617—56
Битумно-резиновое покрытие	Защита подземных газопроводов от коррозии	Битум марки БМ-IV, крошка вулканизированной резины и пластификатор	Крошка вулканизированной резины ВТУ № ТУ — 51—55. Битум марки БН-IV ГОСТ 6617-56. Зеленое масло ГОСТ 2985-64. Полиизобутилен
Гидроизол	Увеличение прочности и толщины изолирующего покрытия	Асбестоволокнистый картон, пропитанный в битуме	Гидроизол ГОСТ 7415—55 асбестоволокнистый картон ГОСТ 2850—58*

Бризол	Усиление прочности и толщины изолирующего покрытия	Битум марки БН-IV, крошка вулканизированной резины, асбест и пластификатор. Для увеличения морозостойкости в состав бризола добавляют спецсоставы. Выпускается на тканевой подложке (мешковина, марля и др.). Толщина ленты 1,5—2,5 *мм*, ширина 425—1000 *мм*, длина 50 *м* (в рулонах), сопротивление разрыву 8 *кг/см²*, а температура размягчения по методу кольцо и шар 140° С	Битум марки БН-IV ГОСТ 6617—56. Крошка вулканизированной резины ВТУ № ТУ—51—55 Зеленое масло ГОСТ 2985—64
Стеклоткань	Увеличение прочности и толщины слоя изоляционного покрытия	Ширина ленты 250 *мм*, толщина 0,26 *мм*, огнестойкость до 650° С, удельное омическое сопротивление 1012 *ом/см*; прочность на разрыв по основе 120, по утку —135 *кг*	ГОСТ 8481—61
Крафт-бумага	Защитная обертка, предохраняющая изоляцию от механических повреждений и действия солнечных лучей	Ширина ленты 1000, 1030, 1040, 1060, 1230, 1260, 1300 *мм*; влажность 9%: удельный вес 0,74; сопротивление продавливанию 3,2 *кг/см*; хранится в закрытом помещении, защищенном от атмосферных осадков и почвенной влаги	Крафт-бумага ГОСТ 2228—62 или оберточная бумага марки А ГОСТ 8273—57*

Таблица 103

Состав мастики в зависимости от климатических условий

Климатические районы	Температура воздуха в *град* С	Марка битумной мастики	Состав мастики по весу		
			Битум БМ	Битум БТ	Известняк или каолин
Северные	5—10	БМ-25Н	75	—	25
Средней полосы	10—20	БТ-15Н	—	85	15
Южные	Выше 20	БТ-25Н	—	75	25

Примечания: 1. Битум марок БМ и БТ должен приготовляться из битума марки БН-IV или путем сплавления битумов марок БН-III и БН-V. 2. Битумная грунтовка в зимних условиях приготовляется из битума и авиационного бензина в соотношении 1 : 2 по весу.

Таблица 104

Физико-механические свойства битумов для приготовления битумных мастик (ГОСТ 9812—61)

Марка битума	Температура размягчения по методу кольцо и шар в *град* С	Глубина проникновения иглы при *t* 25° С в *мм*	Растяжимость при *t* 25° С в *мм*	Температура вспышки в *град* С
БМ	70—80	30—40	40	230
БТ	80—90	20—30	30	230
БН-III	40	41—70	—	200
БН-IV	70	21—40	30	230
БН-V	90	5—20	10	230

Таблица 105

Физико-механический состав битумно-резиновой мастики (СНиП I-В. 27—62)

Марка мастики	Температура размягчения по методу кольцо и шар в *град* С	Глубина проникновения иглы при *t* 25° С в *мм*	Растяжимость при *t* 25° С в *мм*	Влажность в проц.	Состав мастики в проц.		
					Битум БМ-IV	Крошка резины	Пластификатор
МБр-И-90	90	20	30	0	93	7	—
МБр-ИЗ-80	80	30	40	0	85	10	5

Примечание. В качестве пластификатора применяется зеленое масло чистое или с добавкой 5% (по весу) полиизобутилена.

Таблица 106

Характеристика гидроизола (ГОСТ 7415—55)

Наименование показателей	Единица измерения	Марка гидроизола	
		ГИ-1	ГИ-2
Температура размягчения пропиточной массы после экстрагирования по методу кольцо и шар	*град* С	50—60	50—60
Отношение веса пропиточной массы к весу картона	—	0,6 : 1	0,55 : 1
Разрывной груз для полосы 50 *мм*	*кг*	30	30
Число двойных перегибов на 180° до появления трещины	шт.	10	10
Водонепроницаемость	сутки	30	20
Водонасыщение через 24 ч (по весу)	проц.	10	13
Потеря прочности водонасыщенных образцов		25	32

ствии таких документов должно проводиться лабораторное испытание материалов.

Полимерные пленочные покрытия для изоляции трубопроводов состоят из грунтовки, слоя липкой поливинилхлоридной или полиэтиленовой пленки и защитной обертки.

Таблица 107

Грунтовки на основе полимерных материалов
(СНиП III-В. 6. 1—62)

Клей	Объемное соотношение	Вязкость в *м²/сек* материалов марки		Удельный вес в *г/см³*
		ВЗ-1	ВЗ-4	
Марка 4010 в бензине Б-70	1 : 2	12,2	46,3	0,834
» 61 в бензине	1 : 3	12,1	45,5	0,798
Марка 200Л в бензине	1 : 2	14,9	54,7	0,83
» 3051 в бензине	1 : 1	10,53	38,6	0,83
Полиизобутиленовый (18%)	—	15	65	0,771

Пленка транспортируется в текстовиниловых мешках (по одному рулону в мешке).

Таблица 108

Характеристика полимерных материалов
(СНиП III-В. 6. 1—62)

Наименование показателей	Единица измерения	Поливинилхлоридная липкая лента	Полиэтиленовая пленка
Толщина .	*мм*	0,4	0,3
Ширина	»	100—500	100—500
Длина в рулоне (не менее)	*м*	100	150
Удельный вес . . .	—	1,3	0,91—0,93
Прочность на разрыв . .	*кг/см²*	80	120
Относительное удлинение	проц.	100—180	200
Вес 1 *м²*	*г*	340	330

Подземные газопроводы подвергаются грунтовой коррозии, возникающей из-за наличия в грунте влаги, солей, кислот, и коррозии блуждающими токами, образующейся за счет попадания через грунт на металлическую поверхность газопроводов постоянных электрических токов от рельсовых путей трамвая или электрифицированных железных дорог.

Существуют такие средства защиты газопроводов от коррозии: пассивная, при которой газопровод изолируется от грунта, а также ограничивается проникновение блуждающих токов в газопровод из окружающей среды, и активная защита (катодная поляризация).

Средства защиты выбирают по результатам технико-экономических расчетов, учитывающих условия прокладки сооружения и данные о коррозионной активности среды по отношению к металлу газопровода.

Таблица 109

Способы защиты стальных газопроводов от почвенной коррозии (СНиП II-Г. 13—66)

Минимальная годовая величина удельного сопротивления в *ом·м*	Коррозионная активность грунта	Изоляция
Более 100	Низкая	Нормальная
20—100	Средняя	Усиленная
10—20	Повышенная	Весьма усиленная
5—10	Высокая	Весьма усиленная и катодная поляризация
Менее 5	Весьма высокая	То же

К группе мероприятий по *пассивной защите* относятся: рациональный выбор трасс прокладки газопроводов; применение различных типов изолирующих покрытий, прокладка трубопроводов в коллекторах (каналах) и футлярах.

Противокоррозионная изоляция стальных газопроводов пластмассовой лентой имеет такую толщину (с учетом толщины слоя клея): нормальная 0,12—0,3 *мм*; усиленная 0,4 — 0,6; весьма усиленная 0,4 — 0,8 *мм*. Толщина слоя изоляции уточняется в зависимости от свойств применяемых материалов и технологии производства работ.

Для подземных стальных трубопроводов, прокладываемых на территории городов и промышленных предприятий, применяют весьма усиленные битумные или равноценные им по изоляционным свойствам покрытия, а при наличии среды повышенной, высокой и весьма высокой коррозионной активности грунтов также и катодную поляризацию. Газопроводы в зонах воздействия

Таблица 110

Типы противокоррозионной изоляции (СНиП II-Г. 13—66)

Тип изоляции	Покрытие					
	битумное	толщина покрытия в *мм*	общая толщина в *мм*	битумно-резиновое	толщина покрытия в *мм*	общая толщина в *мм*
Нормальная	Грунтовка	—	3	Грунтовка	—	3
	Битумная мастика	3		Битумно-резиновая мастика	3	
	Крафт-бумага	—		Крафт-бумага	—	
Усиленная	Грунтовка	—	6	Грунтовка	—	5,5
	Битумная мастика	3		Битумно-резиновая мастика	4	
	Армирующая обертка	—		Бризол	1,5	
	Битумная мастика	3		Грунтовка	—	4
	Крафт-бумага	—		Битумно-резиновая мастика	4	
				Стекловолокнистый материал	—	
Весьма усиленная	Грунтовка	—	9	Грунтовка	—	8,5
	Битумная мастика	3		Битумно-резиновая мастика	3	
	Армирующая обертка	—		Бризол	1,5	
	Битумная мастика	3		Битумно-резиновая мастика	2,5	
	Армирующая обертка	—		Бризол	1,5	
	Битумная мастика	3				
	Крафт-бумага	—				

блуждающих токов обеспечиваются весьма усиленной изоляцией независимо от коррозионной активности грунтов.

Переходы газопроводов через водные преграды, заболоченные места, затапливаемые поймы рек, места бывших свалок мусора, шлака, стоков от фабрик и заводов, под железными дорогами, трамвайными путями и автомагистралями должны иметь весьма усиленную изоляцию, а при необходимости также катодную поляризацию.

На все материалы, применяемые для изоляции газопроводов, представляют сертификаты или другие доку-

менты, подтверждающие их качество. При отсутствии таких документов проводится лабораторное испытание материалов.

При электрической защите опасность электрокоррозии определяют наличием блуждающих токов в земле; разности потенциалов между газопроводом и окружающей средой, а также между газопроводом, другими подземными сооружениями и рельсами электрического транспорта, находящимися вблизи газопровода. Методика определения опасности электрокоррозии подземных газопроводов дана в «Правилах защиты подземных металлических сооружений от коррозии» СН 266—63.

Степень коррозионной опасности в зоне действия блуждающих токов устанавливают по величине коэффициента несимметричности * блуждающих токов. Практически безопасная зона будет при коэффициенте несимметричности до 0,3; от 0,3 до 0,6 — уже осуществляется защита в устойчивых анодных зонах, а затем катодная поляризация; свыше 0,6 — катодная поляризация осуществляется наравне с защитой в устойчивых анодных зонах.

Основным методом защиты газопроводов от блуждающих токов является электрический дренаж, при помощи которого ток, попавший на газопровод, отводится обратно к источнику. Одна дренажная установка может защищать газопровод протяженностью более 1 *км*.

Существует прямой электрический дренаж, применяемый только в тех случаях, когда исключена возможность попадания тока с рельсов (либо отрицательной шины подстанции) на газопровод; поляризованный электрический дренаж (рис. 39, *б*), используемый в остальных случаях, и усиленный электрический дренаж (рис. 39, *а*) — когда на участке газопровода опасная зона а потенциал рельса выше потенциала газопровода.

Если устройство электрического дренажа нецелесообразно по технико-экономическим расчетам, то используют катодную защиту — катодные станции, или протекторную защиту, обеспечивающие нейтрализацию блуждающих токов (рис. 40 *а*, *б*). Протекторы применяются при защите от блуждающих токов в анодных или знакопеременных зонах, когда величина блуждающего

* Методика расчета величины коэффициента несимметричности дана в СН 266—63.

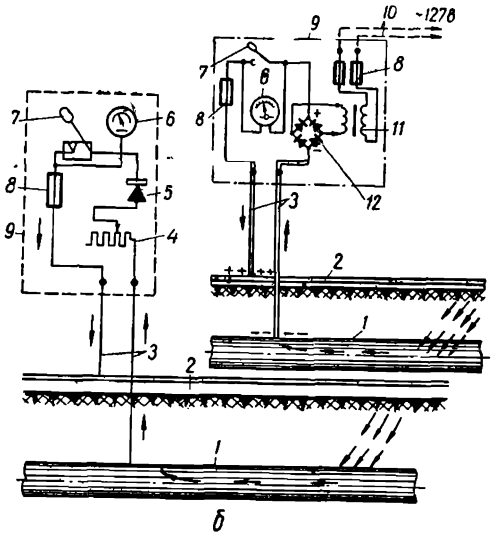


Рис. 39. Электрическая схема дренажной защиты:

а — усиленная; *б* — поляризованная с вентильным элементом; *1* — газопровод; *2* — рельсы; *3* — кабели; *4* — выпрямительный элемент, *5* — реостат; *6* — измерительный прибор; *7* — рубильник однополюсный; *8* — предохранитель плавкий; *9* — металлический шкаф; *10* — линии подвода электрического тока; *11* — трансформатор; *12* — выпрямитель.

тока может быть скомпенсирована током протектора и обеспечивается требуемая величина защитного потенциала.

Для устранения течения блуждающих токов по газопроводам на стыковых соединениях в колодцах устанавливают изолирующие фланцы.

Если требуемые защитные потенциалы на всех участках газопроводов невозможно обеспечить одним из средств электрической защиты, то применяют защиту двумя или более перечисленными способами. В городах и на предприятиях защита подземных газопроводов от коррозии, как правило, выполняется совместно с защитой всех городских подземных коммуникаций.

Таблица 111

Характеристика оборудования электродренажной защиты

Типы защиты	Номинальная величина дренажного тока в *а*	Чувствительность		Обратное напряжение в *в*	Габариты в *мм*		
		на включение	на отключение		ширина	глубина	высота
Поляризованный дренаж ПГД-200 вентильного типа с германиевыми диодами типа Д-305	200	—	—	50	460	520	225
Поляризованный дренаж с ПДУ-54	Максимальный 150	1—1,5	0,2—0,3	20	570	410	240
То же, ПДУ-54М	150	0,3—0,4	—				
» ПДУ-54 с приставкой	До 500	0,3—0,4	—				
Поляризованный дренаж с поляризованным реле типа РП-7 ПД-1	300	0,02	0,01	25	570	410	240
Поляризованный дренаж ПДЭ-АКХ-Орггаз	150	10—15 плюс	0—3 минус	—	750	610	450
То же, типа ДП-63	300	—	—	200	1493	477	682

Примечание. Поляризованный дренаж ПДЭ-АКХ-Орггаз и ДП-63 применяется при любой температуре окружающего воздуха, остальные — при —40+40 *град* С.

Таблица 112

Характеристика катодных станций

Тип катодной станции	Мощность в *вт*	Выпрямленный ток в *а*	Температура среды в *град* С
На германиевых диодах КСГ-500-1	500	Постоянный ток 10	—40+40
То же, КГС-1200-1	1200	20	—40+40
Катодная станция КСС-1	150	До 12 *в* — 12,5 До 24 *в* — 6,25	—40+40

Продолжение табл. 112

Тип катодной станции	Мощность в *вт*	Выпрямленный ток в *а*	Температура среды в *град* С
Сетевые КСС-150	265	От 3 (не более) до 12 (не менее)	—40 +35 —40 +50
КСС-300	515	От 6 (не более) до 24 (не менее)	—10 +35 (с электросчетчиков)
КСС-600	990	От 3 (не более) до 12 (не менее)	—40 +35 —40 +50
КСС-1200	1980	От 6 (не более) до 24 (не менее)	—10 +35 (с электросчетчиков)

Примечания: 1. Катодные станции КСС-1 и на германиевых диодах применяются для защиты газопроводов от почвенной коррозии и блуждающих токов, а сетевые катодные станции — для защиты трубопроводов и других металлических сооружений от почвенной коррозии. 2. Для катодных станций на германиевых диодах питающее напряжение однофазное — 110, 127, 220 *в* с переменным током частотой 50 *гц*, для катодных станций сетевых и КСС-1 напряжение — 127 или 220 *в*.

Таблица 113

Характеристика протекторов*

Тип протектора	Параметры			Диаметр стального сердечника в *мм*
	Диаметр в *мм*	Высота в *мм*	Вес в *кг*	
МГА-1	110	600	10,36	3
МГА-2	110	600	10,36	3
МГА-3	85	500	5,2	3—4
МГА-4	85	500	5,2	3—4
МГА-5	110	600	10,36	4—5
МГА-6	110	600	10,36	4—5
МГА-7	85	500	5,2	3—4
МГА-8	85	500	5,2	3—4
ППА-5	110	600	10,36	—

Примечания: 1. Вывод у протекторов МГА-1, 3, 5, 7 с одного торца, у МГА-2, 4, 6, 8 с обоих торцов. 2. Протектор ППА-5 с порошковым активатором и анодом МГА-5 упаковываются в хлопчатобумажный мешок. 3. У протекторов МГА-1, 2, 3, 4 стальной сердечник имеет форму спирали, у остальных — стержня.

* Справочное руководство под редакцией Н. И. Рябцева. Газовое оборудование, приборы и арматура. М., Государственное научно-техническое изд-во нефтяной и горно-топливной промышленности.

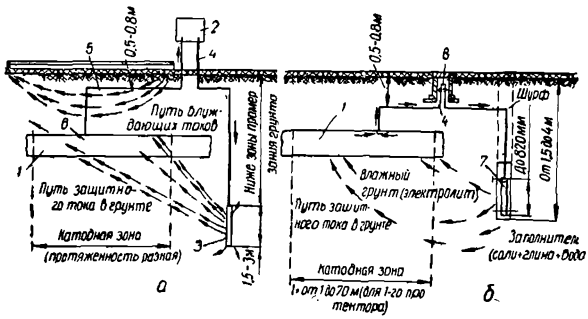


Рис. 40. Схемы защиты:

а — катодная; *б* — протекторная; *1* — газопровод; *2* — источник постоянного тока; *3* — заземлитель (анод); *4* — кабель; *5* — дренажный кабель; *6* — место подсоединения дренажного кабеля к газопроводу; *7* — протектор; *8* — контрольный пункт под ковером.

Совместная защита от коррозии подземных металлических трубопроводов осуществляется: подсоединением электрических дренажей нескольких трубопроводов на общую дренажную сборку, соединенную с отрицательной шиной тяговой подстанции, или отсасывающими пунктами рельсового электротранспорта; подсоединением ряда трубопроводов на общие защитные установки с одновременным устройством металлических соединений между отдельными трубопроводами.

При совместной электрической защите кабелей связи и газопроводов для предотвращения перетекания тока из трубопровода в оболочку кабеля применяются перемычки, оборудованные вентильными устройствами.

Механизмы для очистки и изоляции газопроводов. В комплекс механизмов, предназначенных для изоляции газопроводов, входят: машины для очистки труб, машины для изоляции, битумовозы, битумоплавильные котлы, обогревательные камеры для обогрева рулонных материалов в зимнее время, станки для резки рулонных материалов и приспособления для резки битума и др.

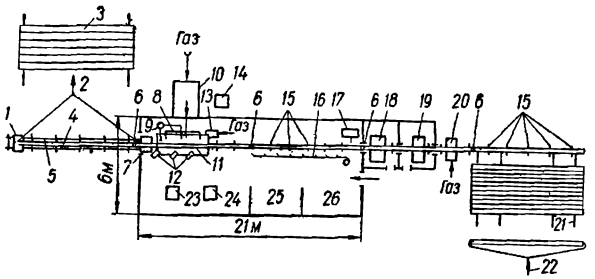


Рис. 41. Схема трубозаготовительной базы очистки и изоляции труб:

1 — приемная тележка № 1; *2* — кран; *3* — стеллаж для изолированных труб; *4* — изолированная труба; *5* — узкоколейный путь; *6* — раздвижные внутренние муфты; *7* — приемная тележка № 2; *8* — коллектор с соплами; *9* — битумный насос; *10* — битумный котел; *11* — битумная ванна; *12* — катушки; *13* — газовая печь; *14* — склад битума; *15* — рольганг; *16* — обдувочная труба; *17* — праймеровочная установка; *18* — очистительная машина; *19* — приводная станция; *20* — газовая печь для очистки труб; *21* — стеллаж для неизолированных труб; *22* — кран; *23* — станок для резки крафт-бумаги; *24* — станок для резки рулонных гидроизоляционных материалов.

Очистительная и изоляционная машины работают в комплексе с трубоукладчиками (рис. 42). Для поддержания поднятой части плети газопровода трубоукладчиком при сопровождении очистных и изоляционных машин применяются троллейные подвески.

Битумовоз БВ2А предназначен для перевозки битумной мастики в горячем состоянии от стационарных битумоплавильных котлов к месту производства работ. Базой битумовоза является автомобиль ЗИЛ-157 без кузова с дополнительным топливным баком.

На раме автомобиля установлена цистерна с наружной изоляцией из стекловолокна. Для поддержания необходимой температуры битума имеются две горелки. В конце цистерны установлен насос для пополнения и выдачи горячего битума.

Насос приводится в движение от коробки отбора мощности автомобиля через трансмиссию, состоящую из двух карданных валов автомобиля ГАЗ-51. Насос обогревается выхлопными газами двигателя.

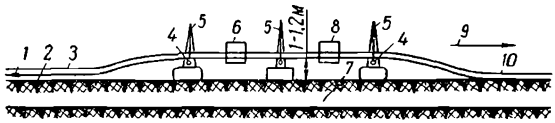


Рис. 42. Схема механизированной колонны:

1 — лежки; *2* — поверхность земли; *3* — изолированный газопровод; *4* — троллейные подвески; *5* — трубоукладчик; *6* — изоляционная машина; *7* — дно траншеи; *8* — очистительная машина; *9* — направление движения колонны; *10* — неизолированный газопровод.

Котел ИСТ3Б применяется для плавления битумной мастики при малых объемах изоляции или ремонтных работах. Теплоизоляция котла обеспечивает длительное сохранение тепла без дополнительного подогрева.

Обогревательная камера ОК2 применяется для обогрева рулонных материалов при изоляции трубопроводов в зимнее время и просушки его в любое время года.

Камера оборудована двумя горелками низкого давления с испарителями.

Станок ПРБ применяется для резки битумных пакетов при повышенной температуре воздуха, когда битум или мастика находятся в размягченном состоянии.

Станок работает от электромотора АО51-4 мощностью 4,5 *квт* со скоростью вращения 1400 *об/мин*; тяговый трос 13-160В, режущий 5-88-160В (ГОСТ 3068-55 и ГОСТ 3068-66). Одновременно станок режет 4 пакета. Производительность станка 3000 *кг/ч*.

Станок СРБ предназначен для резки крафт-бумаги, бризола, гидроизола на полосы необходимой ширины. Станок работает от электромотора АО32-4. Нарезанные полосы одновременно сматываются в рулоны диаметром до 600 *мм*. Ширина нарезаемых полос не ограничена.

Производство изоляционных работ. Битумная изоляция труб может выполняться на городских трубозаготовительных базах и непосредственно на трассе строительства. В городских условиях работа по изоляции газопроводов, как правило, должна производиться на базе, оборудованной универсальной поточной линией по очистке и изоляции стальных труб диаметром 57—529 *мм* (рис. 41).

Техническая характеристика универсальной поточной линии по очистке и изоляции стальных труб диаметром 57—529 *мм*:

Установленная мощность (без вспомогательного оборудования и освещения)	30 *квт*
Напряжение силовой сети	220 *в*
Средняя скорость подачи труб	0,55 *м/мин*
Производительность в 1 смену при среднем диаметре ($D_н$ = 219 *мм*) с усиленной изоляцией труб	600 *м*

При механизированных способах нанесения изоляции мастика наносится поливом соплами в один слой толщиной 3 *мм*, при ручной изоляции стыков труб — при помощи полотенец в два слоя по 1,5 *мм*. Наружный оберточный слой из крафт-бумаги или бризола должен накладываться на горячую мастику с нахлестом витков 20—30 *мм*. Внутренние армирующие слои гидроизола, стеклорогожки и других материалов разрешается накладывать без нахлестов. При этом зазор между витками допускается не более 5 *мм*.

Армирующие обертки должны плотно прилегать к покрытию (без пустот, морщин и складок). Конец обертки должен быть перекрыт началом следующей на длину не менее 10 *см* и закреплен горячим битумом. Материал обертки при нанесении на трубу должен быть сухим и чистым.

Битумная мастика для изоляции сварных стыков на трассе строительства газопроводов приготавливается в передвижных битумных котлах. Для подноски расплавленной битумной мастики от котла к месту нанесения изоляции на газопроводе применяется специальная лейка с широким носиком и узкой щелью.

Нанесение грунтовки и наложение изолирующего покрытия на сварные стыки производится после испытания на прочность участка газопровода, отдельных плетей или звеньев труб. Перед изоляцией сварных стыков изолируемые участки газопроводов должны быть очищены от загрязнений и ржавчины до металлического блеска. Ржавчина удаляется проволочными щетками, жировые пятна — ветошью, смоченной в бензине. До наложения защитной битумной изоляции наружная поверхность труб покрывается слоем грунтовки (праймера). После этого приступают к наложению изоляционных слоев.

Производство изоляционных работ на трассе во время дождя, тумана, снегопада и сильного ветра запрещается. В зимних условиях нанесение изоляционных покрытий разрешается производить при температуре воздуха до —25° С.

При наличии в трубах инея, льда или росы и при относительной влажности воздуха более 75% изоляционные работы разрешается производить после предварительной просушки и подогрева труб.

При изоляции стыков полимерными липкими лентами околошовная поверхность трубы очищается от грязи и брызг металла. Брызги металла сбиваются зубилом и выравниваются рашпилем. Ржавчина удаляется проволочными щетками, жировые пятна — ветошью, смоченной в бензине. На очищенную поверхность наносится грунтовка, которая должна перекрывать битумную изоляцию на 10—15 *см*.

Таблица 114

Ширина лент гидроизола и крафт-бумаги при обертывании изолируемых газопроводов различных диаметров в *мм*

Диаметр газопровода	Ширина лент		Диаметр газопровода	Ширина лент	
	крафт-бумаги	гидроизола		крафт-бумаги	гидроизола
168 219 245	—	250	426 476	250	375
273 299 325 377	230	—	529 631 720	375	460

Для обеспечения лучшей связи пленки с битумным покрытием и качественного ее нанесения с каждой стороны стыка на 10—15 *см* с битумного покрытия снимается крафт-бумага. Для облегчения снятия крафт-бумаги ее слегка подогревают паяльной лампой.

После нанесения грунтовки подготовленный участок стыка обертывается двумя слоями липкой ленты. При нанесении ленты в местах нахлеста необходимо перекрытие слоев не менее чем на 2 *см*. Лента должна наноситься с перекрытием битумной изоляции с каж-

Таблица 115

Техническая характеристика машин для очистки труб газопроводов *

Наименование показателей	Единица измерения	Марка машин					
		ОМ14	ОМ18	ОМЛ8А	ОМЛ10	ОМЛ4	ОМЛ12
Наружный диаметр очищаемых труб	*мм*	89—168	100—219	219—325	325—529	630—820	1020
Производительность	*м/ч*	100—150	70—250	85—300	130—270	100—220	90—190
Скорость:							
передвижения вперед	*км/ч*	0,079—0,505	0,085—0,550	0,085—0,544	0,132—0,858	0,109—0,69	0,119—0,65
передвижения назад	»	—	—	0,0696	0,107	0,088	0,078
вращения ротора	*об/мин*	148; 180	160; 205	124	107	100	80
механизма грунтовки	»	—	—	16,15—103	15,5—99,4	14,3—91,6	12,8—82,0
Емкость грунтовочного бака	*л*	35	35	115	160	160	160
Тип двигателя	—	УД-2	966Д	ГАЗ-321	СМД-7	ЯАЗ-204	ЯАЗ-206Б
Мощность двигателя	*л. с.*	8	16	40	65	110	200
Габаритные размеры:							
длина	*мм*	1620	1820	2760	3100	3225	4120
ширина без опорного колеса	»	840	895	990	1860	2010	2145
ширина с опорным колесом	*мм*	—	—	2635	3700	3870	4030
высота	»	1850	1945	2274	3000	3200	3390
Вес	*т*	0,69	0,73	1,7	3,1	4,0	5,9

* Каталог машин для трубопроводного строительства. М., изд-во «Недра», 1965.

Таблица 116

Техническая характеристика изоляционных машин *

Наименование показателей	Единица измерения	Марка машин					
		ИМ23	ИМ2А	С239А	ИМ17	ИМЛ7	ИМ25
Наружный диаметр изолируемых труб	*мм*	89—168	168—299	325—529	720—820	1020	529, 630, 720, 820, 920, 1020
Скорость передвижения вперед	*км/ч*	0,25—0,5	0,4—0,6	0,3—1,92	0,26—1,7	0,12—0,75	0,17; 0,274 0,475; 0,685
То же, назад		—	—	0,246	0,204	0,096	0,14
Тип двигателя	—	Д-300	УД-2	ГАЗ-321	ГАЗ-321	ГАЗ-321	Москвич-407
Мощность двигателя	*л.*	6,5	8	30	30	30	20
Скорость вращения	*об/мин*	2200	3000	1500	1500	1500	—
Емкость бензобака		20	22	17	—	—	—
Изолирующий материал	—	Битумная мастика				Лента полимерная липкая, толщиной 0,3—0,8 *мм*	
Емкость битумной ванны.		220	200	650	960	1000	—

Продолжение табл. 116

Наименование показателей	Единица измерения	Марка машин					
		ИМ23	ИМ2А	С239А	ИМ17	ИМЛ7	ИМ25
Рулонный материал .	—	Бумага	Бризол	Гидроизол	Бумага	Бризол, гидроизол	—
Ширина рулона .	*мм*	100—230	230—500	230—500	375—500	375—500	—
Толщина слоя изоляции		3—6	3—6	3—6	3—6	3—6	—
Габаритные размеры:							
длина	*мм*	1690	1770	3000	3390	3250	3060
ширина		800	770	1500	1600	1850	2040
высота		2020	1985	2758	3100	3215	2480 (без крана-укосины)
Тип битумного насоса	—	ИМ2А-39	ИМ2А-39	Д-171	Д-251	Д-171	—
То же, производительность .	*л/мин*	28	65	400	600	400	—
скорость вращения	*об/мин*	170	200	300	300	300	—
Вес машины (сухой)	*т*	0,35	0,77	0,23	2,75	3,0	1,7

* Каталог машин для трубопроводного строительства. М., изд-во «Недра», 1965.

дой стороны стыка на 10—15 *см*. При ручном способе намотки ленты работу выполняют двое рабочих, стоящих по обе стороны трубы и передающих друг другу разворачиваемый рулон с лентой. Липкая лента наносится на трубу без образования складок, морщин и воздушных пузырей. При их образовании лента должна оттягиваться рабочим назад и после чего снова наматываться на стык трубы. При этом один рабочий держит в руках рулон с лентой, а другой в это время рукой разглаживает ленту на трубе. Последний виток ленты наносится без натяжения. По окончании работы, прежде чем обрезать ленту, необходимо для обеспечения водонепроницаемости покрытия перекрыть основное покрытие трубы на 15 *см* с каждой стороны изоляционного стыка.

Наносить поливинилхлоридную липкую ленту на трубу разрешается при температуре не ниже +5° С, а из полиэтилена при температуре до —25° С.

Толщина поливинилхлоридной липкой ленты 0,4 *мм*, ширина 100—500 *мм*, длина ленты в рулоне не менее 100 *м*; удельный вес — 1,3; прочность на разрыв — 80 *кг/см*^{2}; относительное удлинение 100 — 180%; вес 1 *м*^{2} — 340 *г*.

Толщина полиэтиленовой пленки с липким слоем 0,3 *мм*; ширина 100 — 500 *мм*; длина пленки в рулоне не менее 150 *м*; удельный вес 0,91 — 0,93; прочность на разрыв 120 *кг/см*^{2}; относительное удлинение 200%; вес 1 *м*^{2} — 330 *г*.

Контроль качества и приемки изоляции. Качество очистки, грунтовки и изоляции труб, выполняемых на производственных базах, должно проверяться в процессе работ и приниматься отделом технического контроля предприятия.

На бровке траншеи проверяются толщины изоляции, прилипаемость и сплошность по всей трубе; после опускания труб и присыпки грунтом на 25—30 *см* — исправность изоляционного покрытия (на отсутствие прямого электрического контакта между металлом трубы и грунтом). Толщина изоляционного покрытия, как правило, должна измеряться при помощи магнитно-электрического или индукционного толщиномера. Работа магнитно-электрических толщиномеров Т-55 и МГ-57

Таблица 117

Дефекты битумного покрытия

Характеристика	Причина появления	Способ устранения
Перекрестные трещины	Битум сильно перегрет в котле	Дефектное покрытие снять и заменить новым. Перегретый битум изъять из употребления
Продольные неглубокие трещины	Покрытие разогрето солнечными лучами до 50—60° С	Для отражения солнечных лучей трубопровод окрасить в белый цвет известковым раствором
Мелкие пузырьки, расположенные группами	В слой покрытия попала пена с поверхности битума. Покрытие перегрето при варке в котле	Снять пену с поверхности мастики, находящейся в лейках или ведрах. Битум в котле перемешать, а огонь в топке уменьшить
Большие, отдельно расположенные пузырьки	На нижележащем слое была оставлена влага	Поверхность покрытия протереть сухими тряпками
Мелкие пузырьки, равномерно расположенные на поверхности	Изоляция нанесена на невысохшую грунтовку (испарение бензина не закончилось)	Работу по изоляции прекратить до просушки грунтовки
Продолговатые различной формы пузыри	Воздействие ветра на поверхность покрытия	При работе пользоваться переносными щитами, стоять спиной к ветру

Таблица 118

Техническая характеристика толщиномеров

Наименование показателей	Единица измерения	Типы толщиномеров		
		Т-55	МТ-57	ИТ-60
Толщина изоляционного покрытия	*мм*	0—12	0—10	0—4,5 и 2—10

Продолжение табл. 118

Наименование показателей	Единица измерения	Типы толщиномеров		
		Т-55	МТ-57	ИТ-60
Продолжительность измерения	*сек*	10—15	—	—
Потребляемый ток	*а*	—	—	11
Напряжение	*в*	—	—	9
Погрешность . . .	проц.	3—5	3—5	—
Габаритные размеры	*мм*	70×43	54×50×30	190×100×145
Вес	*кг*	0,2	0,067	2,8

основана на измерении магнитного поля прибора при приближении к металлу, на который нанесено покрытие. Источником тока в толщиномере Т-55 служит сухой элемент.

Принцип работы толщиномера индукционного типа ИТ-60 — измерение индуктивности в зависимости от расстояния катушки от металла трубы. Источником питания служат 2 аккумулятора типа КБС-Л-0,5. Толщиномером можно измерять толщину изоляционного покрытия трубопроводов любого диаметра.

При ручной проверке толщина изоляции определяется вырезкой контрольных треугольников и промеров их толщины. Толщина слоя изоляции должна проверяться через каждые 100 *м* и не менее чем в четырех точках по окружности трубы. Кроме того, толщина слоя должна измеряться во всех местах, вызывающих сомнение.

Прилипаемость (сцепление) изоляции к поверхности трубы и армирующей обертки с битумным покрытием проверяется адгезимерами или вручную путем надреза изоляции по двум сходящимся под углом 45—60° линиям и отдирания изоляции от вершины угла надреза. При этом не должно быть расслоения и изоляция не должна отставать от поверхности трубы, а армирующая обертка — от поверхности изоляции. Прилипаемость покрытия определяется через каждые 100 *м* по длине газопровода, а также выборочно по требованию заказчика.

Сплошность изоляции проверяется с помощью дефектоскопов при нормальной изоляции напряжением 12 тыс. *в*, при усиленной изоляции — 24 тыс. *в* и при весьма усиленной изоляции — до 36 тыс. *в*.

Качество покрытия стыка липкими лентами проверяется искровым дефектоскопом напряжением 6—10 *кв*.

Таблица 119

Техническая характеристика дефектоскопов

Тип дефектоскопа	Аккумулятор	Высокое напряжение	Габаритные размеры в *мм*	Величина тока в *а*	Вес в *кг*
Ленгаза	ЗМТ-7	Индуктор ИВ-50	360×125×150	—	7,5
Передвижной ДР-12	Щелочной	Индукционная катушка	650×310×290	—	14
УДНП-59	Емкостью 7—14 *а-ч*	Двухступенчатая схема 15—36 *кв*	—	0,4—1,6	15
Портативный ОРГГАЗ	То же	Бабина до 15 *кв*	230×170×160	До 1	—

Проверка изоляции (после присыпки газопровода) на отсутствие местных повреждений, вызывающих непосредственный электрический контакт между металлом труб и грунтом, производится электроизмерительным прибором типа ИПИТ-МОСгаз.

Выявленные дефектные места и повреждения должны быть исправлены до окончательной засыпки газопровода. После исправления ремонтируемые места должны проверяться повторно. Приемка выполненной изоляции уложенного газопровода производится представителями заказчика или газового хозяйства с оформлением акта на скрытые работы.

При сдаче изоляции газопровода по требованию заказчика или газового хозяйства подрядчик предъявляет следующую документацию: сертификаты (паспорта) на каждую партию материалов или результаты лабораторных испытаний материалов; данные лабораторных испытаний проб, взятых из котлов в процессе приготовления битумной мастики; журнал изоляционных работ.

УКЛАДКА И МОНТАЖ ГАЗОПРОВОДОВ

Укладка газопроводов. Подземные газопроводы следует укладывать с соблюдением следующих требований: соответствие профиля и плана газопровода проекту и рабочим чертежам; сохранность изоляции; прочность и плотность стыковых и фланцевых соединений; сохранность оснований (постели) под трубами и плотное прилегание труб ко дну траншеи; сохранность сооружений и коммуникаций, расположенных по трассе газопровода и соблюдение проектных разрывов между ними и газопроводом.

Траншея должна быть подготовлена к укладке газопровода непосредственно перед его спуском. Подготовка траншеи заключается в очистке и планировке дна, а также проверке проектных отметок. Соответствие основания проекту проверяется с участием технадзора, заказчика с составлением акта.

Перед укладкой в траншеи трубы, секции и плети должны быть осмотрены и очищены изнутри от посторонних предметов, грязи, льда и др. После осмотра и очистки концы труб для предохранения от засорения должны быть закрыты инвентарными заглушками. Оставлять в траншее трубы, секции или плети с открытыми концами категорически запрещается. Выбор способа укладки газопроводов определяется проектом организации работ и в значительной степени зависит от местных условий, имеющихся в распоряжении строительной организации машин и оборудования, а также от принимаемых методов работ.

При сварке газопроводов в плети укладка их производится непрерывной ниткой, длина которой может быть несколько десятков или даже сотен метров. Непрерывная нитка газопровода опускается в траншею трубоукладчиками по схеме (рис. 43).

Трубоукладчики I и II подходят на возможно близкое расстояние к лежащему на бровке газопроводу и размещаются вдоль него на расстоянии 20—25 *м* друг от друга. При помощи мягких захватов (полотенец), охватывающих газопровод, трубоукладчики поднимают его при наименьшей высоте стрелы (1 *м*) на высоту 1—1,2 *м*. Затем трубоукладчик I укладывает свой участок газопровода в траншею, а II держит на высоте свой участок газопровода и одновременно удерживает от

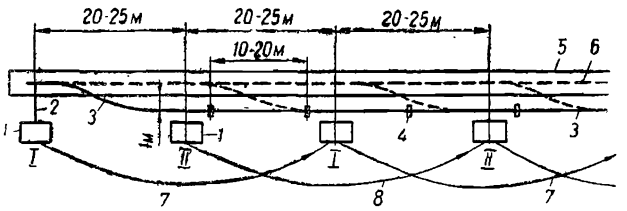


Рис. 43. Укладка плетей газопровода трубоукладчиками:
1 — трубоукладчики I и II; *2* — стрела трубоукладчика; *3* — изолированная труба; *4* — лежки; *5* — траншея; *6* — ось изолированной трубы в траншее; *7* — направление движения трубоукладчика I; *8*— то же, трубоукладчика II.

перемещения газопровод, лежащий на лежках. После этого трубоукладчик I переходит на другое место и поднимает новый участок газопровода, а II укладывает свой участок трубопровода в траншею и т. д.

Звенья газопровода длиной до 40 *м* укладываются в траншеи с помощью не менее двух трубоукладчиков или автокранов по схеме (рис. 44, *а*). Отдельные трубы газопровода длиной до 12 *м* опускаются в траншеи одним трубоукладчиком или автокраном (рис. 44, *б*). При невозможности использования кранов и трубоукладчиков звенья газопроводов небольших диаметров укладываются в траншеи путем установки над траншеей и укладываемым звеном монтажных треног.

Газопроводы, арматура и оборудование должны опускаться в траншеи плавно, без рывков и ударов о стенки и дно и без резких перегибов в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Газопровод после укладки в траншею должен опираться на всем своем протяжении на плотное естественное или искусственное основание. После укладки необходимо проверить состояние изоляции, фактическое расстояние между газопроводом и пересекаемыми или смежными сооружениями и коммуникациями, а также правильность расположения газопроводов.

Правильность укладки газопровода проверяют до засыпки нивелировкой всех узловых точек газопровода, а также мест его пересечения с подземными сооружениями.

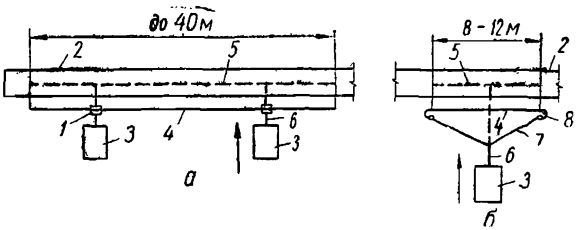


Рис. 44. Укладка газопроводов в траншеи:
а — звено труб; *б* — отдельная труба; *1* — полотенце; *2* — траншея; *3* — автокраны (трубоукладчики); *4* — изолированные трубы; *5* — ось изолированной трубы в траншее; *6* — стрела крана; *7* — стропы из троса; *8* — крюк. Стрелками указано направление движения стрелы автокрана (трубоукладчика).

Сборка стыков труб на дне траншеи и подготовка их под сварку могут выполняться при помощи тали, подвешенной к перекладине через траншею, треноги или автокрана.

После сборки стыка приступают к прихватке, а затем к сварке. Для размещения сварщика при сварке потолочных стыков в дне траншеи должен быть вырыт приямок глубиной 50 *см* от низа трубы. Фасонные части узлов, арматуры и прочих устройств вваривать непосредственно в траншее должны с обеспечением их соосности с основным газопроводом и без перекосов в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Монтаж на газопроводе фасонных частей, узлов допускается с устройством временных прокладок для центровки, прихватки и сварки. Применение для центровки приемов и приспособлений, вызывающих натяжение арматуры и сварных стыков, не допускается.

В зимнее время газопровод следует укладывать на непромерзшее основание немедленно после отрыва и проверки дна траншеи.

Монтаж сооружений на газовых сетях. В газовом колодце производятся только установка собранного и испытанного в заводских условиях узла, состоящего из задвижки, компенсатора, патрубков, футляров, и приварка его к уложенному газопроводу (рис. 45). Длины патрубков L_1 и L_2 зависят от размеров колодца, задвижки и компенсатора. При определении L_1 и L_2 необходимо учесть, чтобы концы этих патрубков выходили

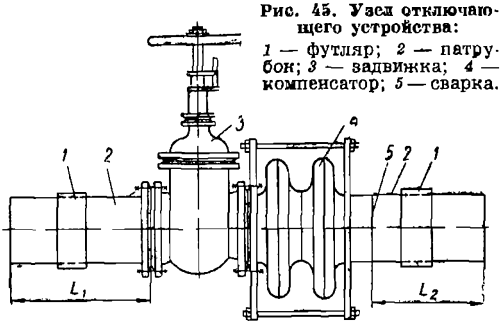


Рис. 45. Узел отключающего устройства:
1 — футляр; *2* — патрубок; *3* — задвижка; *4* — компенсатор; *5* — сварка.

за пределы колодца не менее чем на 0,5 *м*. Монтаж блоков сборных железобетонных колодцев по типовому проекту ГК-50—600 производится автокраном грузоподъемностью не менее 3 *т*.

Наружные поверхности колодцев покрываются битумной изоляцией, внутренние — затираются известковым раствором. Горловина для люков устанавливается на плиты перекрытий колодцев на цементном растворе марки 50.

Установленные сборные железобетонные колодцы засыпаются со всех сторон равномерно с одинаковым уплотнением.

Кирпичные колодцы следует применять только в тех случаях, когда по местным условиям экономически нецелесообразно изготовление сборных железобетонных колодцев, а также при подключении к действующим газопроводам без снижения в них давления газа.

Люки колодцев на проезжей части дороги должны быть уложены заподлицо с уровнем дорожного покрытия, а в незамощенных проездах — устанавливаться выше уровня проезда на 5 *см*, с устройством вокруг люков отмостки шириной 1 *м*.

Траншеи в местах установки защитных коверов, заделанных в бетонное основание, должны быть засыпаны песком или мелким грунтом с поливкой водой и послойным уплотнением. Если ковер установлен на проезжей части улицы, то его крышка должна открываться против направления движения транспорта. Расстояние

между крышкой ковера и трубкой конденсатосборника как гидрозатвора должно быть не менее 10 *см*.

В газорегуляторных пунктах (ГРП) монтаж оборудования должен производиться из отдельных узлов, изготовленных и испытанных в заводских условиях на специальных испытательных стендах. Узлы ГРП, доставляемые на строительную площадку, должны иметь акт заводского испытания. При монтаже газопроводов в ГРП следует применять, как правило, крутозагнутые отводы.

Заделка сварных швов, фланцевых и резьбовых соединений в стены или фундаменты не допускается. Расстояние от сварного шва до футляра (при проходе газопровода через стену или фундамент) должно быть не менее 100 *мм*.

Под технологическим оборудованием ГРП (предохранительным клапаном, регулятором давления, фильтром и по обе стороны измерительных диафрагм) устанавливают металлические опоры или кронштейны. Контрольно-измерительные приборы, устанавливаемые в ГРП, должны иметь клеймо, подтверждающее их пригодность и соответствие требованиям правил Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР.

Оборудование, арматура и КИП в ГРП должны устанавливаться в соответствии с проектом и инструкциями заводов-изготовителей. При установке измерительных диафрагм у расходомеров следует дополнительно руководствоваться Правилами по применению и проверке расходомеров с нормальными диафрагмами, соплами и трубами «Вентури» Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР. При отсутствии заводских измерительных диафрагм они могут быть изготовлены в мастерской монтажной организации с последующей проверкой их в лаборатории Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР и с составлением паспорта.

ПРОДУВКА, ИСПЫТАНИЕ И ПРИЕМКА ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Перед испытанием на прочность и плотность городские газопроводы должны быть продуты воздухом для удаления засорений, влаги и окалины. Один из методов продувки газопроводов изображен на рис. 46.

Уложенный в траншею газопровод продувается в два этапа. Вначале создается повышенное давление воздуха в зоне *А* (до 7 *атм*). При открытии задвижки *2* продувается зона *А*. Засорения из газопровода удаляются через наклонную трубу *5*. Скоростной напор продуваемого воздуха при необходимости гасится отбойными щитами *6*. Аналогично продувается зона *Б*. Продуваемые участки газопровода должны быть без отключающих устройств и иметь минимальное количество поворотов.

Длина газопроводов при их продувке зависит от местных условий и от давления воздуха, создаваемого в газопроводе. Временная стальная задвижка врезается в середине продуваемого участка газопровода. По окончании продувки вместо задвижки устанавливается на сварке катушка.

Все вновь сооруженные и капитально отремонтированные распределительные газопроводы и ГРП городов и других населенных пунктов, а также газовые сети промышленных, коммунальных и бытовых потребителей должны испытываться на прочность и плотность (см. приложение).

Газопроводы принимаются в эксплуатацию приемочными комиссиями, назначенными исполнительными комитетами городских (районных) Советов депутатов трудящихся. Приемочные комиссии созываются трестом или конторой газового хозяйства или организацией, выполняющей их функции. В состав приемочной комиссии, кроме представителя треста или конторы газового хозяйства (организации, выполняющей их функции), должны входить представители заказчика, строительно-монтажной организации и инспектор Госгортехнадзора. Приемка газопроводов и сооружений на сети должна сопровождаться осмотром их в натуре. При приемке газовой сети и ГРП должны быть проверены: соответствие выполненных работ и применение

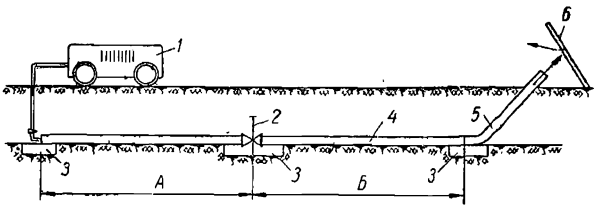


Рис. 46. Схема продувки газопровода воздухом:
1 — компрессор; *2* — временная стальная задвижка; *3* — приямок; *4* — газопровод; *5* — наклонная труба; *6* — отбойный щит.

материалов и оборудования проекту газовой сети и строительным нормам и требованиям; правильность уклонов газопроводов; качество работ по устройству колодцев и других сооружений, а также по монтажу запорных устройств, компенсаторов, конденсатосборников и т. д.; наличие актов о проведении испытания газопроводов и ГРП на прочность и плотность; действие устройств по защите газопроводов от электрокоррозии; правильность монтажа опор надземных газопроводов, стоек или кронштейнов; качество окраски и теплоизоляции (при искусственном газе) надземных газопроводов и металлоконструкций; исправность системы регулирования и подачи газа по параметрам, предусмотренным проектом ГРП (запорных устройств, газовых регуляторов, предохранительно-запорных клапанов и других предохранительных устройств, КИП и т. п.); исправность действия вспомогательного оборудования и устройств ГРП в соответствии с проектом (вентиляции, электроснабжения, отопления, связи, телеуправления и т. п.).

При сдаче газопровода и ГРП в эксплуатацию строительно-монтажная организация должна подготовить и представить комиссии следующую документацию: проект с пояснительной запиской с нанесением на рабочие чертежи в необходимых случаях отступлений, согласованных с проектной организацией; схему сварных стыков; акты на скрытые работы; паспорта на арматуру и оборудование, сертификаты на материалы; акты промежуточной приемки ГРП (строительная часть ГЭП, электрооборудование, вентиляция, отопление, автоматика, КИП) представляются при необходимости.

Результаты приемки законченных газопроводов и сооружений на них должны оформляться актом приемочной комиссии, являющимся основанием для ввода газовой сети в эксплуатацию.

В акте приемки выполненных работ дается оценка качества работ и устанавливается их соответствие утвержденному проекту и требованиям соответствующих глав СНиП. Формы исполнительно-технической документации № 1 — № 16 приведены в приложении СНиП III-Г. 7—66. Принятые в эксплуатацию газовые сети и сооружения могут находиться без газа не более 6 месяцев. По истечении этого срока перед пуском газа эксплуатационная организация должна произвести повторное испытание на плотность и проверить комплектность и состояние установленных оборудования и арматуры.

НАДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Газопроводы могут прокладываться над землей по существующим зданиям и сооружениям или по специальным опорам. Опоры под газопроводы должны изготовляться, как правило, на строительных базах по типовым чертежам и нормалям. На зданиях и опорах газопроводы из труб диаметром до 40 *мм* должны крепиться к строительным конструкциям при помощи разъемных хомутиков, заделываемых на цементном растворе или привариваемых к конструкциям. Трубы диаметром свыше 40 *мм* должны крепиться кронштейнами. Расстояние от стены до оси трубы должно быть не менее внешнего диаметра трубы. Задвижки на надземных газопроводах должны устанавливаться на опорных кронштейнах шпинделем вверх. Внутренние поверхности труб перед сборкой должны просматриваться на свет и при необходимости прочищаться. Звенья и плети газопровода должны подниматься и укладываться на опорные колонны и кронштейны автокранами только после проверки сварных стыков внешним осмотром и в нужных случаях — физическими методами контроля. Для монтажа и сварки газопроводов, уложенных на колоннах или кронштейнах, используют телескопические вышки, подвесные монтажные площадки, на небольшой высо-

те — переносные лестницы, оборудованные в верхней части площадками.

Надземные газопроводы, металлические опорные конструкции и газопроводы в проходных коллекторах должны быть защищены от коррозии путем окраски их не менее чем за два раза стойкими красителями.

В качестве защитных покрытий следует применять стойкие к коррозии масляные краски светлых тонов или полимерные лакокрасочные эмали с добавлением алюминиевой пудры в количестве 10—15% по весу. Работы с применением лакокрасочных покрытий должны производиться в соответствии с правилами СНиП III-В. 6—62.

Качество лакокрасочных покрытий проверяется по следующим показателям: равномерность слоя; отсутствие пропусков, подтеков и пузырей; прилипаемость покрытия, проверяемая оскабливанием участка покрытий.

В целях повышения сборности, сокращения сроков строительства, затрат труда и материалов для прокладки газопроводов и других коммуникаций, применяют уличные и внутриквартальные коллекторы в объемных секциях шириной 1,46 *м*, высотой 1,87 *м*, длиной 3,2 *м*. Они собираются на заводе из четырех железобетонных часторебристых плит, изготовленных из бетона марки 300 методом непрерывного вибропроката, и в виде готовых участков коллектора транспортируются к месту укладки. Вес одной секции — 5 *т*.

Работа в траншее сводится к подготовке основания под коллектор, установке секций, стяжке их, расшивке швов цементным раствором с оклейкой гидроизоляционным материалом.

Монтаж газопроводов и других коммуникаций внутри коллекторов и технических подполий может производиться параллельно с монтажом наземной части зданий и благоустройством территории. В коллектор трубопроводы опускаются автокраном через монтажный проем. Внутри коллектора трубы транспортируются с помощью инвентарной тележки или рольганга. Монтаж газопроводов и других коммуникаций в коллекторе должен производиться после устройства низковольтного освещения коллектора.

ПОДВОДНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Подготовительные работы на строительной площадке выполняются в следующей последовательности: устройство створа перехода, закрепленного створными знаками и реперами; установка временного водомерного поста (при этом отметка нуля рейки должна быть привязана нивелировкой к высотной схеме трассы дюкера); измерение глубины реки по проектным створам. Если черные отметки выше проектных, глубину траншеи следует увеличить до отметок, установленных проектом; если черные отметки ниже проектных, глубина траншеи принимается по проекту с пересчетом старых проектных отметок заложения дюкера и оформлением акта с участием представителей заказчика и проектной организации.

На реках, где поперечный профиль протока не имеет резких изломов, подводная часть дюкера делается прямолинейной, т. е. сваривается в плеть. В звенья длиной 24—36 *м* трубы свариваются на трубозаготовительных базах автоматическим и полуавтоматическим методами сварки или непосредственно на строительной площадке. Учитывая повышенные требования к качеству сварных соединений, все сварные стыки дюкера, выполненного из длинномерных стальных труб с толщиной стенки не менее 5 *мм*, проверяют физическими методами контроля.

На малых реках поперечный профиль чаще всего имеет резкие изломы, в связи с этим подводная часть дюкера сваривается из уже изолированных на трубоизготовительных базах труб и отводов соответственно поперечному профилю реки.

Сваренные звенья плети дюкера покрываются весьма усиленной изоляцией с помощью очистительных и изоляционных машин, отдельные сварные стыки — вручную.

Для предохранения изоляции в момент укладки дюкера по изоляционному покрытию устраивается защитная сплошная футеровка из деревянных реек сечением 26 × 50 *мм* для труб диаметром до 350 *мм* и 24 × 60 *мм* для труб диаметром более 350 *мм*. Рейки прикрепляются к трубе катанкой диаметром 6 *мм* в две нитки через 1 *м*. Качество изоляционного покрытия дюкера проверяется дважды — в изолировочном цехе или в

момент работы передвижных изоляционных машин и в полевых условиях перед укладкой дюкера.

Для укладки и обеспечения в дальнейшем устойчивого положения подводные газопроводы диаметром свыше 250 *мм* необходимо балластировать. Для балластировки применяются железобетонные одиночные грузы в виде полумуфты, устанавливаемой на газопроводе без крепления к нему, или разъемные парные полумуфты, прикрепляемые на газопроводе при помощи стяжных болтов и шарнирных грузов. Вес груза зависит от диаметра газопровода и колеблется от 250 до 2500 *кг*. Балластные грузы, получаемые с заготовительных баз, должны иметь маркировку с указанием объема и веса.

Балластировка подводных газопроводов может быть проведена за счет обетонирования труб. Поверх слоя весьма усиленной битумно-резиновой изоляции обертывается металлическая рулонная сварная арматурная сетка из 3-миллиметровой холоднотянутой проволоки с ячейками размером 150 × 250 *мм* (ГОСТ 8478—66). Сетка устанавливается на подставки, при помощи которых первый слой сетки отделяется от изоляционного покрытия трубы. Раствор для обетонирования труб приготовляется из быстротвердеющего портландцемента марки 500 (ГОСТ 10178—62) и среднезернистого речного песка. Состав раствора в соотношении 1 : 3 по весу; подвижность раствора 7 *см*; В/Ц = 0,45 ÷ 0,5 в зависимости от влажности песка. Для лучшего сцепления бетона с арматурной сеткой поверхность трубопровода смачивается водой. Поверх уложенного слоя бетона толщиной 6 *см* устанавливается второй слой металлической сетки и бетонируется до проектной толщины. Полностью обетонированная плеть покрывается брезентом и оставляется на подкладках. Для набирания прочности бетонную поверхность следует через брезент смачивать водой.

Производство подводных и береговых земляных работ. Ширина подводной траншеи по дну определяется в зависимости от способа ее разработки, заносимости наносами и характера грунта. Во всех случаях она должна превышать диаметр газопровода не менее чем на 1 *м*.

Подводные траншеи могут разрабатываться взрывным способом или путем использования землечерпательных снарядов, землесосных и скреперных установок, экскаваторов, установленных на плавучих средствах.

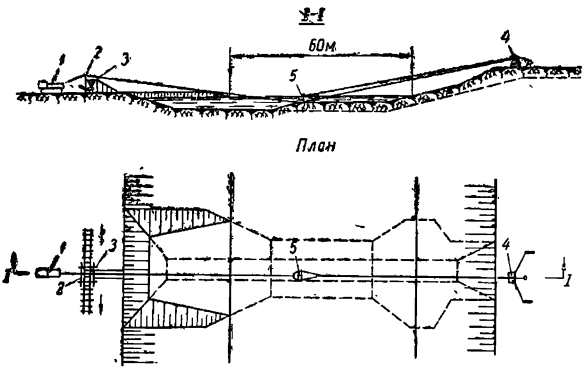


Рис. 47. Разработка канатно-скреперной установкой траншеи для укладки дюкера:

1 — лебедка с трактором; *2* — опора; *3* — эстакада с бункером; *4* — опора; *5* — скреперный ковш.

Выбор механизмов для разработки подводных траншей зависит от характера и объема грунта, подлежащего разработке, глубины воды в створе перехода, ширины и глубины подводной выемки и гидрологического режима водной преграды. Схема разработки подводной траншеи с помощью канатно-скреперной установки представлена на рис. 47.

Подводные траншеи в скальных грунтах разрабатываются путем взрывания накладных или шнуровых зарядов с последующей уборкой разрыхленного грунта. Накладные подводные заряды применяются для разработки траншей глубиной до 1 *м*, а заряды в шпурах (скважинах) — глубиной более 1 *м*.

Средства механизации для разработки подводных траншей, требующие использования труда водолазов, (гидроэлеваторы, пневматические грунтососы, гидромониторы), как правило, не допускаются и могут применяться только при условии обоснования в проекте производства работ.

Обратная засыпка грунтом подводной траншеи обязательна для предотвращения уложенного газопровода от всякого рода механических воздействий. Перед

Таблица 120

Крутизна откосов подводных траншей (СНиП II-Д. 10—62)

Грунты	Глубина траншей в *м*	
	до 2,5	более 2,5
Пески пылеватые и мелк	1 : 2,5	1 : 3
Пески сре незернисты	1 : 2	1 : 2,5
Пески разнозернистые	1 : 1,8	1 : 2,3
Пески крупнозернистые .	1 : 1,5	1 : 1,8
Гравелистые и галечниковые (гравия и гальки свыше 40%) и суглинки	1 : 1	1 : 1,5
Супеси .	1 : 1,5	1 : 2
Глины и разрыхленный мелкий грунт .	1 : 0,5	1 : 1

Примечание. Если дно водоема на переходе сложено несформировавшимися или связанными грунтами с содержанием солей более 20% от веса грунта, то допускается при соответствующем обосновании изменение в крутизне откосов при проектировании.

Таблица 121

Крутизна откосов береговых траншей (СНиП II-Д. 10—62)

Грунты	Глубина траншей в *м*	
	до 2	более 2
Пески мелкозернистые	1 : 1,5	1 : 2
Пески средние и крупнозернистые .	1 : 1,25	1 : 1,5
Суглинки	1 : 0,67	1 : 1,25
Гравелистые и галечниковые (гравия и гальки свыше 40%) .	1 : 0,75	1 : 1
Глины	1 : 0,5	1 : 0,75
Разрыхленный скальный грунт	1 : 0,25	1 : 0,25

Примечания: 1. Крутизна откосов дана с учетом грунтовых вод. 2. В случаях, не предусмотренных в табл. 121, крутизна назначается проектом.

засыпкой подводных траншей грунтом необходимы повторные промеры глубин воды с установлением отметки верха уложенного газопровода. При этом составляются исполнительные профили и акт укладки газопровода.

Уложенные газопроводы должны быть прикрыты грунтом до «черных отметок», т. е. до отметок, которые предшествовали началу работ на объекте. Обратную засыпку траншей не следует производить илистым или глинистым грунтами, которые способствуют «всплытию» газопровода. В местах неплотного прилегания газопровода ко дну траншеи производится подбивка грунта. Последовательность работ по обратной засыпке траншеи рекомендуется от одного берега к другому. Береговые траншеи во всех случаях должны быть засыпаны грунтом на полную глубину с послойным уплотнением.

Укладка дюкеров. Перед укладкой дюкера в створе перехода измеряется скорость течения воды. При скорости большей проектной должны быть приняты дополнительные меры по предотвращению сноса трубопровода. Кроме этого, измеряют глубину траншеи по проектному створу и составляют акт готовности траншеи и продольного профиля по трассе перехода. Укладка дюкера выполняется немедленно вслед за проверкой готовности траншей.

Способ укладки подводных газопроводов зависит от профиля траншеи, длины и диаметра дюкера, времени года, скорости течения воды и наличия технических средств.

Технологический процесс укладки газопровода способом протаскивания состоит из следующих основных операций: монтаж газопровода с оснащением его балластными грузами и понтонами (или без понтонов); устройство спускного пути в виде узкоколейной дороги с тележками, роликоопор или траншей, заполненных водой; прокладка основного и резервных тяговых тросов; протаскивание газопровода при помощи тракторов или лебедок.

При протаскивании газопровода по дну водной преграды из-за частых обрывов следует предусматривать установку второго резервного троса и динамометра, фиксирующего величину тягового усилия в тросе.

Тяговое усилие определяется по формуле

$$P = KQf \qquad (42)$$

где P — тяговое усилие в *кг*;
Q — вес трубопровода в *кг*;
K — коэффициент трогания с места, равный 2;
f — коэффициент трения при скольжении, принимаемый приближенно по табл. 122.

Таблица 122

Коэффициент трения f

Трущаяся поверхность дерева	Сухая поверхность	Вода
По льду и снегу .	0,035	—
По неровному льду	0,150	—
По грунту (гладкая поверхность дерева)	0,600	0,500
По камню .	0,650	0,550
По железу	0,550	0,650
По железу, смазанному салом .	0,210	—

При укладке подводного газопровода способом свободного погружения дюкер, покрытый изоляцией и с приваренными по концам заглушками, на плаву заводится в створ сооружения. После проверки правильности положения трубопровода над дном траншеи в один из его концов с помощью мотонасоса заливают воду и от-

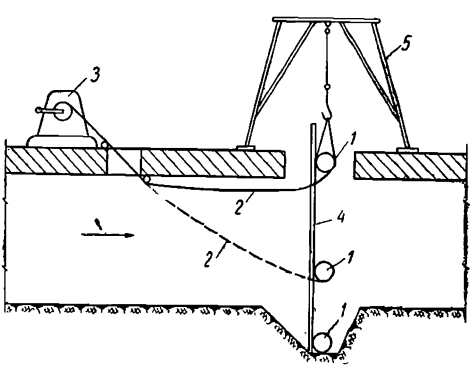


Рис. 48. Опускание газопровода со льда:
1 — опускаемый газопровод; *2* — трос; *3* — лебедка; *4* — направляющая свая; *5* — козел с блоками и крюком

крывают воздушный вентиль на противоположном конце для выхода воздуха. Под действием веса воды дюкер постепенно погружается на дно в проектное положение.

На малых реках дюкер, имеющий форму поперечного профиля реки, опускается на воду и заносится в створ с помощью автокранов. Регулируют движение дюкера на водной поверхности рабочие, находящиеся в лодке.

Опускание дюкеров со льда (рис. 48) рекомендуется на реках, отличающихся большими скоростями течения, с прочным ледяным покровом. Подготовленный к укладке трубопровод опускают на тросах с установленных на льду козел.

ПЕРЕХОДЫ ПОД ПУТЯМИ

При пересечении автомобильных дорог и железнодорожных путей, как правило, производится закрытая прокладка газопроводов. Сроки и порядок работ по прокладке переходов должны быть согласованы с эксплуатирующими их организациями.

Закрытой прокладке газопроводов должны предшествовать геологические и топографические изыскания, разработка проекта по устройству перехода и тщательная разбивка на месте согласно утвержденному проекту.

Работы по устройству перехода начинают с рытья рабочего котлована, тип и размеры которого зависят от способа производства работ, применяемого оборудования, длины и диаметра прокладываемых труб. Длина рабочих котлованов принимается в 1,2—1,5 раза больше длины прокладываемого газопровода, а ширина на 1,4—1,7 *м* больше его диаметра. Наиболее удобными габаритами являются длина около 10 *м*, ширина 1,8—2,4 *м*. На противоположной стороне перехода разрывается смотровой котлован с габаритами в плане 1 × 2 *м*.

В городских условиях выполнение закрытой прокладки переходов значительно сложнее, чем в полевых, из-за ограничения размера рабочей площадки для устройства рабочего котлована и наличия подземных коммуникаций на трассе перехода. При выборе положения проектной оси закрытого перехода необходимо предусматривать расстояние не менее 0,5 *м* в радиальном направлении от прокладываемой трубы до существующих подземных коммуникаций.

В городских условиях чаще других применяются следующие методы закрытой прокладки газопроводов: прокол с помощью гидравлических домкратов, вибропрокол, горизонтальное бурение и разработка скважин вручную — желонкой.

Прокол с помощью гидравлических домкратов (тип ГД-170/1120) обеспечивает уплотнение грунта без удаления его из скважин. Для прокалывания грунта на лобовой части прокладываемой трубы (футляра) устанавливаются специальные наконечники. После прохождения наконечника диаметр скважины за счет упругих деформаций грунта уменьшается до 12%. В связи с этим диаметр наконечника должен быть на 25 *мм* больше наружного диаметра прокладываемых труб. При неоднородных грунтах с твердыми включениями конический наконечник «уводит» трубу в сторону, что влечет за собой значительные отклонения от заданного направления. В связи с этим при проколе используют режущую часть трубы. При движении прокалывающей трубы в грунте образуется уплотненное ядро из грунта в виде параболоида, который аналогично конусу раздвигает грунт. Если конец прокладываемой трубы не закрыт, в нем образуется пробка длиной не более 5—7 диаметров прокладываемой трубы. Земляная пробка после прокола выбивается. Величины прокалывающих усилий определяются главным образом экспериментальным путем.

Схема управления гидравлическими домкратами приведена на рис. 49. Продавливающее усилие передается на конец трубопровода с помощью нажимных патрубков шомпола внутри трубопровода. Шомпол представляет собой стальную трубу, в которой сделаны сквозные отверстия (гнезда) для круглого или прямоугольного упорного массивного штыря, через который и передаются продавливающие усилия на задний торец трубопровода. Взаимные расстояния между центрами этих гнезд равны рабочему шагу штока домкратов.

Для восприятия горизонтальных реактивных усилий от домкратов и передачи их ненарушенному грунту задней стенки котлована применяется инвентарный металлический упор или сборная железобетонная упорная стенка. Для точного выдерживания заданного направления оси закрытой проходки применяют различные направляющие устройства: рамы, козелки,

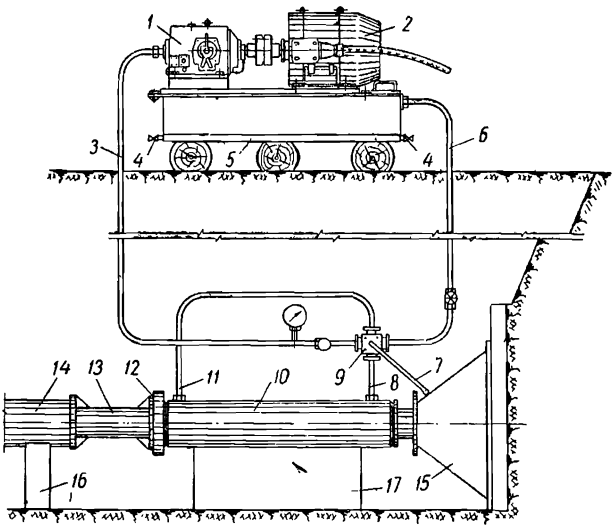


Рис. 49. Схема управления гидравлическими домкратами:
1 — гидравлический насос; *2* — электродвигатель; *3* — труба; *4* — краны для спуска масла; *5* — бак; *6*, *11* — трубы; *7* — рукоятка управления; *8* — труба; *9* — золотниковый переключатель; *10* — домкрат; *12* — башмак домкрата; *13* — нажимной патрубок; *14* — прокладываемая труба; *15* — упор; *16* — направляющее устройство; *17* — рама домкрата.

брусья, направляющие кольца, седла, скобы, сваи, а также специальные станины.

Ударный прокол осуществляется при помощи свайных вибропогружателей (рис. 50). Поступательное движение создается наматыванием тросов на барабаны лебедки, приводимые во вращение через клиноременную передачу от мотора вибропогружателя.

Вибропрокол можно осуществить при помощи самодвигающегося землеройного пневматического снаряда «Крет», работа которого основана на ударном действии на конический наконечник, пробивающий отверстие в грунте, бойка в виде поршня-ударника, свободно движущегося внутри цилиндра под действием сжатого

Таблица 123

Величины усилий, развиваемых домкратами, при проколе труб диаметром 150—300 *мм* для различных длин проходок

Грунт	Диаметр труб в *мм*	Длина прокола в *м*	Максимальное усилие в *т*
Тяжелая глина с камнем	350	20	72
	350	25	78
Глина	350	25	58
Глина с камнем	150	56	46
	150	28	52
Глинистый грунт	200	21	65
	250	21	90
	250	14	90
	250	14,5	125
	250	23,5	70
	250	23,5	55
	300	18,5	60
	300	21,0	60

Таблица 124

Площади упорной стенки для домкратных установок в *м*²

Грунты	Расчетное продавливающее усилие в *т*	
	до 50	до 100
Крупнозернистый песок, гравий, щебень, галька, плотная глина, суглинок и супесь тугопластичной или твердой консистенции	1,25	2,5
Мелко- и среднезернистый песок, глина, суглинок и супесь в пластичном состоянии	2,5	5
Слабый (водонасыщенный) пылевидный грунт, глина, суглинок и супесь в пластичном состоянии, близком к границе текучести	5	10

Примечания: 1. При расчетах величины площади упорной стенки следует исключить верхний почвенный слой в 30—50 *см*. 2. В скальных породах удельное давление может быть значительно увеличено.

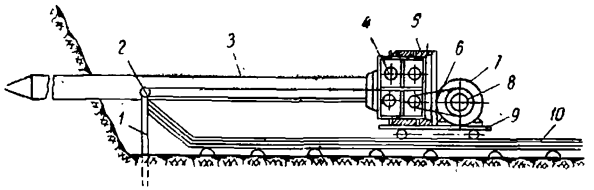


Рис. 50. Схема ударного прокола при помощи вибропогружателя:
1 — анкерная свая; *2* — блок для троса; *3* — продавливаемый трубопровод; *4* — вибропогружатель; *5* — пружинные рессоры; *6* — клиноременная передача; *7* — электродвигатель; *8* — барабан лебедки; *9* — тележки; *10* — рельсовый путь.

воздуха и ударяющего в головную часть, как бы служащую наковальней. Реакция отката, воздействующего на снаряд в направлении, противоположном его поступательному движению, уравновешивается сопротивлением трения корпуса о грунт. Благодаря специальной конструкции корпуса этот откат незначителен.

Горизонтальное бурение осуществляется бурильными установками (УГБ-2, УГБ-4, УГБ-5), принцип работы которых основан на механическом бурении с одновременной подачей футляра и непрерывным удалением из забоя грунта при помощи свободного шнекового транспортера.

Продавливание — это последовательное вдавливание отдельных звеньев труб, соединяемых между собой в процессе работ, с разработкой лба забоя внутри трубы и удалением грунта через прокладываемую трубу. При продавливании труб диаметром до 800 *мм* разработка грунта внутри трубы производится механизированным способом и вручную. Трубы большого диаметра продавливаются с разработкой грунта рабочими, находящимися внутри трубы (рис. 51). Для продавливания следует применять мощные гидравлические домкраты (до 300 *т*).

Проходка вручную желонкой производится только в стеснённых условиях городских проездов, где невозможно применить более эффективные методы проходок. При проходке желонкой скважин в супесчаных, суглинистых и глинистых грунтах труба протаски-

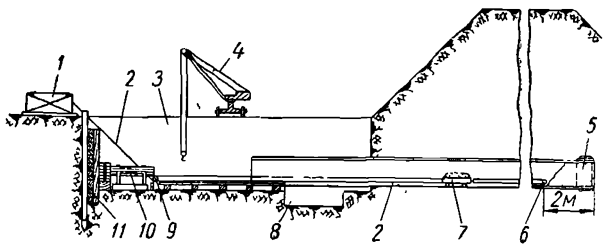


Рис. 51. Схема продавливания трубопровода с ручной разработкой грунта и его удаление при помощи тележки:

1 — двухбарабанная фрикционная лебедка; *2* — тяговый трос; *3* — рабочий котлован; *4* — кран «Пионер»; *5* — грунтовая пробка; *6* — передний ролик; *7* — тележка; *8* — приямок для производства сварочных работ; *9* — отводящий шарнирный ролик; *10* — домкратная установка; *11* — упорная стенка.

вается после разработки всей скважины с помощью автокранов, лебедок, талей и др.

Способ бестраншейной прокладки газопроводов в зависимости от категории грунтов, диаметра труб и длины проходки выбирается по табл. 126.

Таблица 125

Минимальные диаметры в *мм* прокладываемых газопроводов и футляров (СНиП II-Г. 13—66)

Условный проход газопровода $D_у$	Диаметр футляра	Условный проход газопровода $D_у$	Диаметр футляра
50	150	400—450	600
100	200	500	700
125—150	250	600	800
200	350	700	900
250	450	800	1000
300—350	500		

Заводка в проложенный футляр газопровода может быть произведена по схеме, изображенной на рис. 52.

Диаметры труб футляров зависят от диаметров газопроводов при бестраншейной прокладке.

Таблица 126

Способы бестраншейной прокладки газопроводов

Способ проходки	Диаметр трубы в *мм*	Длина проходки в *м*	Скорость проходки в *м/ч*	Грунты	Достоинства	Недостатки
Прокол с помощью гидравлических домкратов	50—300	До 40	До 2	Глинистые и суглинистые	Легкость монтажа и демонтажа оборудования, простота работы, большая скорость проходки, малые затраты ручного труда	Отклонение прокладываемой трубы от заданного направления, возможность повреждения других коммуникаций из-за смещения грунта и изменения направления трубы
Ударный прокол установками УВП-1 и УВП-2	200—400	30	4	Мелкозернистые сухие, песчаные, супесчаные и суглинистые	Малые габариты рабочего котлована, большая степень механизации, отсутствие упорной стенки	Возможность искривления оси проходки
Вибропрокол пневматическим снарядом «Крет»	100—150	50	30—60	Песчаные, глинистые и гравелистые	Малые габариты рабочего котлована, большая степень механизации, отсутствие упорной стенки. Преодолевает твердые препятствия (булыжник диаметром до 150 *мм*)	Возможность искривления оси проходки

Горизонтальное бурение установками: УГБ-2 УГБ-4 УГБ-5	1200 300—600 600—700 900—1000	До 40 » 60 » 60 » 40	До 8 » 15 » 10	Все, кроме скальных	Быстрое удаление грунта из прокладываемой трубы, легкость монтажа и демонтажа оборудования, большая степень механизации	Большие габариты рабочего котлована
Продавливание с помощью гидравлических домкратов	200—1200	» 70	»0,5	Все, кроме скальных	Большой диапазон диаметра прокладываемых труб, простота применяемого оборудования, большая длина проходки	Отсутствие механизации при разработке забоя и при горизонтальном транспортировании грунта по трубе, малая скорость проходки, большая трудоемкость работ
Проходка желонкой вручную	100—300	12	1	Сухие песчаные и глинистые	Простота устройства, малые габариты рабочего котлована	Полное отсутствие механизации, малая длина проходки

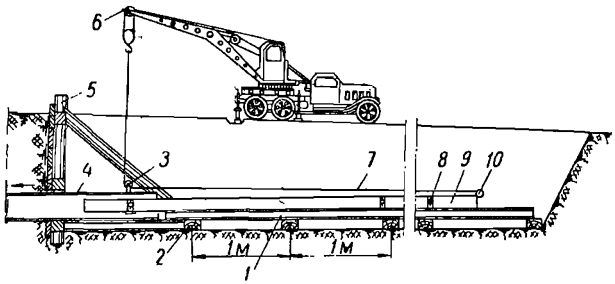


Рис. 52. Схема организации работ по укладке рабочего трубопровода в футляр:

1 — направляющая рельсовая дорожка; *2* — шпалы; *3* — отводной одношкивный блок $D_у = 150$ *мм*; *4* — футляр; *5* — упорная стенка; *6* — автокран; *7* — трос; *8* — опора-ползунок; *9* — рабочая труба; *10* — крюк кованый однорогий.

При пересечении городскими газопроводами трамвайных и железнодорожных путей, когда работа ведется в открытых траншеях, применяются временные переносные мосты, которые устанавливаются до начала производства работ по рытью траншеи. Траншея крепится сплошными щитами.

Движение трамвая не прекращается, но над траншеей должна быть предельно снижена скорость. За 30 *м* перед раскопкой необходимо выставить знак «Т. Х.» (тихий ход).

Глава VII. УСТРОЙСТВО И СТРОИТЕЛЬСТВО ВНУТРЕННИХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

СТРОИТЕЛЬСТВО ВНУТРЕННИХ СИСТЕМ

Монтаж и приемка в эксплуатацию газопроводов в жилых и общественных зданиях. К началу производства работ по внутреннему газооборудованию должны быть выполнены следующие работы: штукатурка и облицовка стен в помещениях кухонь и ванн, в которых предусмотрена установка газовых приборов, штукатурка и облицовка стен, около которых устанавливается газовая аппаратура и монтируются газопроводы; уложены чистые полы или фундаменты под газовые приборы и оборудование; установка на место ванн, моек, раковин, умывальников, лабораторных столов, вытяжных шкафов, к которым подводятся трубопроводы от газового оборудования или ответвления газопроводов.

В соответствии с проектом внутренней системы газоснабжения строительно-монтажная организация разрабатывает проект производства работ.

Проект производства работ должен содержать следующие документы и данные: календарный план производства работ, составленный в соответствии с общим графиком строительства и с учетом совмещения работ по монтажу всех внутренних санитарно-технических устройств, или сетевой график; спецификацию оборудования, основных материалов, контрольно-измерительных приборов с указанием сроков поступления их на объект; ведомости необходимых механизмов, инструментов, приспособлений и транспортных средств с указанием срока поступления на объект; график движения рабочих с разбивкой по профессиям; краткую пояснительную записку с обоснованием принятых решений в проекте по технологии производства работ, использованию механизмов, приспособлений и транспортных средств, а также указаний по технике безопасности.

При монтаже внутренних газопроводов трубы, как правило, соединяются сваркой. При сварке узлов выполняются следующие требования: торец трубы и плоскость устанавливаемых фланцев должны быть перпендикулярны к оси трубы, отклонение не должно превышать 3°; конец трубы или шов сварки фланца к трубе не должен выступать за лицевую плоскость фланца; при сварке Т-образных и крестообразных соединений оси труб должны быть взаимно-перпендикулярны, а ось привариваемого патрубка должна совпадать с центром отверстия в трубе; патрубки, приваренные к трубам, должны отстоять от сварного шва на расстоянии 50—100 *мм* до стенки патрубка; зазор между торцом привариваемого Т-образного патрубка и трубой не должен превышать 1 *мм*; отверстия в трубах для приварки патрубков диаметром более 40 *мм* вырезаются газовым пламенем с последующим устранением заусенцев и неровностей, диаметр вырезанного отверстия должен быть не меньше внутреннего диаметра привариваемой трубы; кромки свариваемых труб и прилегающих к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 *мм* перед сваркой необходимо очистить от масла, грязи, окалины и зачистить от ржавчины, при сварке в стык с толщиной стенки свыше 4 *мм* на торцах их снимаются фаски под углом 40—50°, при газовой сварке — в 30—35°, при дуговой сварке — с притуплением кромок на 0,5—1 *мм*; отклонение линейных размеров заготовленных узлов газопроводов от заданных не должно превышать 4 *мм*.

Резьбовые и фланцевые соединения допускаются в местах отключающих устройств, резьбовые соединения — при подключении газовых приборов.

Соединение сваренных узлов и деталей с запорной арматурой с помощью резьбовых и фланцевых соединений производится на специальном верстаке размером 1400 × 800 *мм*. Для навертывания на небольшие трубные узлы диаметром от $^1/_2''$ до $1^1/_2''$ применяется станок СТД-1004.

В цилиндрических резьбовых соединениях уплотнитель накладывается ровным тонким слоем по ходу резьбы и не должен выступать внутрь трубы; снаружи места соединений очищаются от выступающего уплотнителя. При соединении труб на конической резьбе типа «конус в конус» уплотнитель не применяется, а

резьбовые соединения перед сверткой смазываются минеральным маслом или олифой.

Прокладки фланцевых соединений должны доходить до болтовых отверстий и не выступать внутрь трубы; установка разрезных прокладок не допускается.

Концы болтов для фланцев не должны выступать из гаек более чем на 0,5 диаметра болта; головки болтов располагаются с одной стороны соединения. При установке фланцев на вертикальных газопроводах гайки, как правило, располагаются с нижней стороны. При изготовлении трубных узлов должно быть максимальное количество сварных соединений с минимальным количеством фитингов.

Для испытания узла концы его закрывают специальными заглушками, из которых одна имеет отверстия для прохода воздуха, поступаемого через шланг от воздушной емкости, имеющей давление 3—5 *атм*. Узлы газопроводов низкого давления испытываются на прочность и плотность при давлении воздуха 1 *кг/см*^{2} в течение не менее 3 *мин*. При этом падение давления не допускается. Герметичность узлов проверяют путем опускания узла в ванну с водой. Результаты испытания оформляются актом.

Газопроводы диаметром до 40 *мм* крепятся к строительным конструкциям разъемными хомутиками или крючьями, заделываемыми в стены на цементном растворе или закрепляемыми металлическими дюбелями. Трубы диаметром более 40 *мм* крепятся с помощью кронштейнов или подвесок.

При разметке расположения опор на месте следует обращать внимание на то, чтобы обеспечивалось крепление газопровода у мест установки запорной арматуры, поворотов, ответвлений и в местах обхода колонн и пилястр.

Газопроводы в местах проходов прокладываются на высоте не менее 1800 *мм* от пола до низа трубы, при этом расстояние от потолка до верха трубы должно быть не менее 100 *мм*.

Газопроводы, прокладываемые в бороздах, не должны примыкать вплотную к поверхности строительных конструкций, не должны иметь резьбовых соединений.

Стояки газопроводов, опуски к приборам и оборудованию устанавливаются вертикально. Отклонение от вертикали допускается не более 2 *мм* на 1 *м* длины трубопровода.

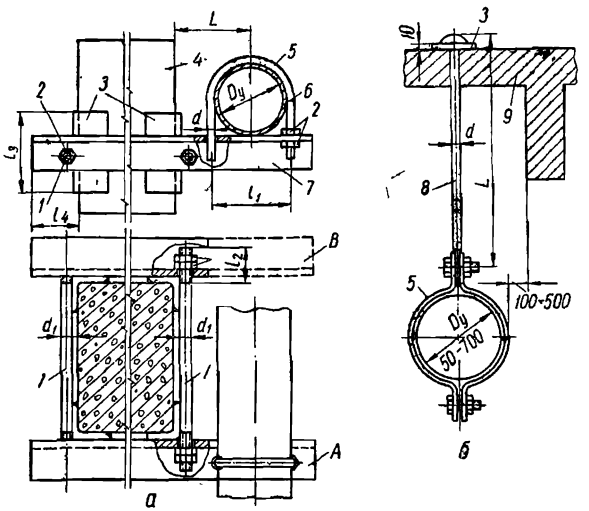


Рис. 53. Крепление газопровода:

а — к железобетонной колонне; *б* — на подвеске к железобетонной плите перекрытия; *1* — стяжки; *2* — гайки; *3* — подкладка; *4* — железобетонная колонна; *5* — хомут; *6* — неизолированный газопровод; *7*—уголок; *8* — тяга; *9* — железобетонное перекрытие.

Расстояние от стены до прокладываемого газопровода должно быть не менее радиуса трубы, в исключительных случаях допускается не более 100 *мм*.

На стояках и разводящих газопроводах в зданиях установка пробок не допускается.

Для удобства сборки и разборки труб необходимо предусматривать сгоны после отключающих кранов на ответвлениях от стояков или на подводках к газовым приборам (считая по ходу газа), а также в местах соединений отдельных узлов трубопроводов. Ось пробки крана, установленного на вертикальных и горизонтальных газопроводах, должна быть параллельна стене.

Для защиты от коррозии внутренние газопроводы после испытания на прочность и плотность должны окрашиваться снаружи масляными красками за два раза.

В жилых домах и общественных зданиях газопроводы окрашиваются под цвет стен.

Монтаж газопроводов на промышленных предприятиях. К монтажу газопроводов на предприятиях приступают только после разработки проекта организации работ.

Последовательность строительства газовых сетей на промышленных предприятиях устанавливается с учетом своевременного обеспечения газом вводимых в эксплуатацию пусковых комплексов цехов, установок, агрегатов.

При надземной и подземной прокладке межцеховых и цеховых газопроводов и монтаже оборудования газорегуляторных пунктов следует руководствоваться общими требованиями по строительству городских газопроводов. Кроме этого, при прокладке газопроводов по стенам зданий и на колоннах необходимо выполнять

Таблица 127

Размеры деталей крепления газопроводов в железобетонной колонне в *мм* (см. рис. 53, *а*)

Условный проход $D_у$	Уголок или швеллер	l_1	l_2	l_3	l_4	d	d_1	L
50	56×56×5	70	45	150	50	8	16	100
70	63×63×5	90	45	150	50	12	16	110
80	70×70×6	110	45	150	50	12	16	120
100	75×75×7	130	45	150	50	12	16	130
125	90×90×8	160	50	200	50	16	20	150
150	100×100×9	180	50	200	50	16	20	180
200	100×100×10	240	50	200	50	16	24	200
250	125×125×10	300	60	250	50	18	24	230
300	125×125×10	350	65	250	50	18	28	260
350	150×150×16	410	70	300	55	20	30	280
400	160×160×16	450	70	350	55	20	30	310
500	200×200×16	560	70	400	60	22	30	370
600	16*а*	660	70	400	70	22	30	420
700	18	750	70	400	70	22	30	480

следующие основные требования: при заделке кронштейнов в кирпичные или бетонные стены нижняя горизонтальная плоскость кронштейна в пределах стены должна равномерно опираться на кирпичную кладку или бетон, а не на слой раствора, которым закладывается кронштейн; при креплении опор газопровода к железобетонным колоннам (рис. 53, *а*) опорные элементы должны быть надежно прижаты к телу колонны при помощи стяжек, а горизонтальная плоскость опоры должна быть выверена по уровню; газопроводы с $D_у$ = = 50—150 *мм* должны опираться на одну опору, а с $D_у$ = 200—700 *мм* — на две опоры с креплением к од-

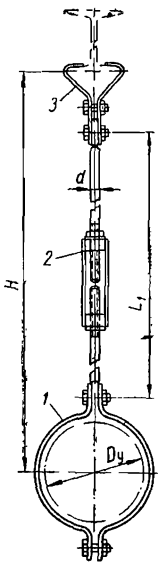


Рис. 54. Подвеска горизонтальных газопроводов $D_у$=50—300 *мм* к двутавровым балкам:

1 — хомут подвески; *2* — талреп L_1 = = *400—3000 мм*; *3* — захват; *H*=610—3420 *мм*.

ной из них; при сооружении колонн на фундаментах необходимо проверить горизонтальные плоскости фундамента и верхние части колонны по уровню, а вертикальность колонн — по отвесу; при прокладке газопроводов внутри цехов их можно крепить на подвесках (рис. 53, *б*), желательно, чтобы подвески имели талрепы (рис. 54), обеспечивающие равномерное распределение нагрузки на каждую подвеску; расстояние между подвесками принимается не более 6 *м*; устанавливаемые линзовые компенсаторы в зависимости от времени монтажа должны быть растянуты или сжаты на величину, как правило, не превышающую 50% от значения теплового удлинения газопровода; обвязочные газопроводы на агрегатах укладываются на кронштейнах и подвесках, закрепляемых к металлическим каркасам и обслуживающим площадкам. Заделка крон-

Таблица 128

Размеры крепления газопроводов на подвесках к железобетонным плитам перекрытия и металлическим балкам в *мм* (см. рис. 53, *б*, 54)

$D_у$	L (L_1)	d	$D_у$	L (L_1)	d
50	500—2000	12	250	500—2000	20
70	500—2000	12	300	500—2000	20
80	500—2000	12	350	500—2000	20
100	500—2000	12	400	500—2000	24
125	500—2000	12	500	500—2000	24
150	500—2000	12	600	500—2000	24
200	500—2000	16	700	500—2000	24

штейнов в обмуровку котлов, печей, сушил не допускается. Укладывать обвязочные газопроводы и устанавливать на них арматуру необходимо так, чтобы расстояние от них до стены колонны или выступающих частей соседних агрегатов и других сооружений было не менее 1 *м*.

Контроль качества работ. В процессе изготовления узлов и блоков в ЦЗЗ (ЦЗМ) и в процессе сборки этих узлов и монтажа внутренних газопроводов должен производиться контроль качества работ.

При приемке изделий, изготовленных в ЦЗЗ (ЦЗМ) и переданных в монтаж должно быть проверено наличие клейм и маркировки на блоках, узлах и деталях, наличие сертификатов, актов испытания, а также комплектность всего оборудования узлов системы и материалов.

На объекте при монтаже труб, сборке узлов и монтаже оборудования и приборов мастер или производитель работ обязан производить пооперационный контроль, проверяя правильность выполнения требований проекта, в частности расстояния от стен и других трубопроводов, уклоны газопроводов, вертикальность стояков и опусков к приборам, установку и заделку футляров, надежность крепления труб и оборудования, расстояние между опорами, очистку внутренней полоски труб, качество резьбовых и сварных соединений, очистку и покраску газопроводов.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

Основными элементами системы газоснабжения здания являются (рис. 55): ответвления от распределительных газопроводов, дворовые газопроводы, разводки по техническим подпольям, вводы в здания, стояки и квартирные газопроводы.

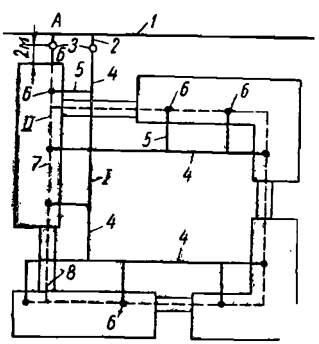


Рис. 55. Схема присоединения квартальных газопроводов:

I вариант — газопровод низкого давления в земле; II вариант — газопровод по техническим подпольям и сцепкам (участок *А—Б* по II варианту уложен в земле); *1*—распределительный (уличный) газопровод низкого давления; *2* — ответвление; *3* — отключающее устройство — гидрозатвор (кран или задвижка в колодце); *4* — дворовой газопровод; *5* — вводы в здания; *6* — газовые стояки; *7* — газопровод в техническом подполье; *8* — газопровод в проходном канале.

Ответвления — участки газопроводов от уличных распределительных сетей до наружных отключающих устройств, устанавливаемых перед потребляющими газ объектами. Ответвления служат для подачи газа из распределительного газопровода во двор дома, квартала, на территорию предприятия, в техническое подполье и др.

Дворовые газопроводы обеспечивают распределение газа по объектам, которые находятся внутри двора, квартала, на территории предприятия. Дворовые газопроводы прокладываются в земле и в проходных коллекторах-каналах вместе с другими коммуникациями или по стенам зданий.

При прокладке коммуникаций в каналах перед входом в дом обязательно устанавливается газонепроницаемая диафрагма, а стена дома в месте ввода герметизируется. Отключающие устройства следует устанав-

ливать в герметизированных отсеках или вне канала. Для обеспечения систематического надзора за состоянием коммуникаций канала высота его должна быть не менее 1,8 *м*. Входы в каналы обеспечиваются через люки и по маршевым лестницам.

Разводки по техническим подпольям, техническим коридорам и подвалам имеют то же назначение, что и дворовые газопроводы — подавать газ стоякам.

Технические коридоры, подполья и подвалы, в которых прокладываются газопроводы, должны отвечать следующим требованиям: высота помещений должна быть не менее 1,6 *м* (желательно 1,8 *м*), ширина свободного прохода — не менее 1 *м*; перекрытие должно быть плотным и несгораемым; места прохода газопроводов через перекрытия следует тщательно заделывать; естественная приточно-вытяжная вентиляция должна обеспечивать не менее однократного воздухообмена в 1 *ч*; газопровод на сварке должен прокладываться выше других трубопроводов; установка арматуры не разрешается; взаимное расположение трубопроводов должно обеспечивать удобства их осмотра и ремонта; все сварные стыки газопроводов должны проверяться физическими методами контроля; запрещается использовать помещения под склады и для других целей; в помещения должен быть обеспечен беспрепятственный круглосуточный доступ эксплуатационного персонала.

При прокладке газопроводов и других коммуникаций в технических подпольях и технических коридорах к помещениям дополнительно предъявляются следующие требования: стены, по которым проходят газопроводы, должны иметь через каждые 15—20 *м* окна с форточками или продухи с решетками; наличие не менее двух входов снаружи, не сообщающихся с другими частями здания; двери должны открываться наружу; все коммуникации (водопровод, теплосеть, слаботочные, силовые кабели и др.) прокладываются по стенам на кронштейнах или на бетонных опорах; расстояние между отдельными трубопроводами принимается не менее 0,3 *м*; на прокладку газопроводов совместно с силовыми и осветительными кабелями, а также освещение технических коридоров и подполья должно быть разрешение Госгортехнадзора; освещение помещений должно включаться перед входом.

Прокладка газопроводов сжиженного газа в техни-

ческих коридорах, технических подпольях и подвалах не разрешается, так как удельный вес сжиженного газа больше удельного веса воздуха.

Вводом в здание называется участок газопровода, ответвляющийся от дворового газопровода к газовому стояку дома. Если вводы устраиваются непосредствен-

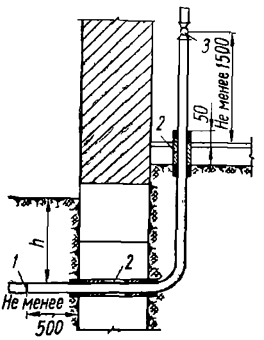


Рис. 56. Ввод в здание (лестничную клетку):
1 — сварной стык; *2* — футляр; *3* — кран, или задвижка; *h* — для сухого газа 600—800 *мм*, для влажного — не менее 800 *мм*.

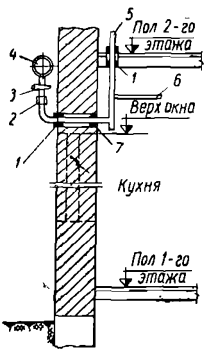


Рис. 57. Ввод в кухню:
1 — футляры; *2* — сгон; *3* — кран; *4* — газопровод; *5* — стояк; *6* — газопровод к приборам; *7* — асбестовый шнур.

но от распределительных газопроводов без устройства дворовых разводок, ответвление одновременно является и вводом.

Ввод в здание обычно заканчивается отключающим устройством. Места вводов в здание выбираются в соответствии с расположением стояков. Наилучшим местом устройства подземных вводов являются лестничные клетки (рис. 56), наиболее экономичными — в помещениях кухонь (рис. 57).

Допускается устройство вводов в подвалы зданий без специального технического коридора или подполья при условии, что длина прокладываемого по подвалу газопровода будет не более 12 *м*. Вводы газопроводов в общественные здания, здания детских и лечебных уч-

реждений, учебных заведений, учреждений общественного питания и объекты коммунально-бытового обслуживания могут осуществляться в лестничные клетки или непосредственно в помещения, где находятся газовые приборы.

Газовые стояки и разводки служат для подачи газа от вводов или подвальных газопроводов в квартирные газопроводы, к газовому оборудованию и приборам общественных зданий и предприятий бытового обслужи-

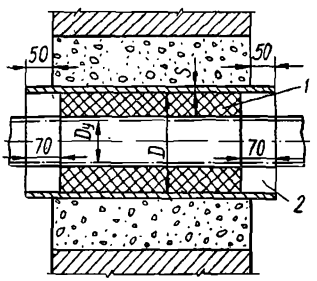


Рис. 58. Футляр для прохода газопровода через фундамент или наружную стену:

D_y — диаметр газопровода; D — диаметр футляра; *1* — просмоленная пенька; *2* — битум или жирный цементный раствор.

вания. Газовые стояки прокладываются, как правило, в лестничных клетках и кухнях, что обеспечивает минимальную длину квартирных разводок.

Разрешаются следующие прокладки стояков и разводок: открытая прокладка в бороздах стен, размером 0,25 × 0,25 *м*, закрывающихся легко снимаемыми щитами с отверстиями для вентиляции; скрытая прокладка в стеновых железобетонных панелях заводского изготовления по нормалям, согласованным с Госгортехнадзором; заделка газопроводов в бетонном полу при подводе к приборам коммунально-бытовых объектов.

При открытой прокладке стояков в железобетонных панелях испытательное давление газопроводов принимается значительно выше испытательного давления открытых газопроводов (5—6 *атм*). Испытание проводится по специальным техническим условиям.

В местах присоединения стояков к вводам в здание и газопроводам, проходящим по техническим коридорам, подпольям и подвалам, для возможности отключения отдельных стояков у его основания выше пола

1-го этажа устанавливаются пробковые краны. Газопроводы при пересечении фундаментов, перекрытий и лестничных клеток, стен и перегородок засыпных и из пустотелого кирпича должны заключаться в футляр (рис. 58, 59).

Участки газопроводов в футлярах должны быть без стыковых соединений. Пересечение газопроводами дымовых и вентиляционных каналов не допускается. В зданиях из крупных блоков и панелей газопроводы

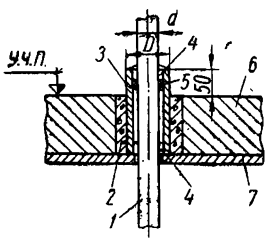


Рис. 59. Футляр в перекрытии:
1 — стояк; *2* — отверстие, заделываемое цементным раствором; *3* — футляр; *4* — битум; *5* — асбестовый шнур; *6* — перекрытие; *7* — штукатурка.

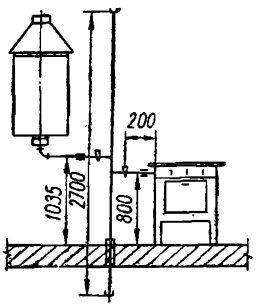


Рис. 60. Узел подключения газопровода к плите и газовой колонке.

могут пересекать каналы в их нерабочей части (ниже ввода трубы от газового прибора или вентиляционной решетки) и должны при этом заключаться в футляр.

Размер футляра зависит от размера газопровода в дюймах:

Наружный диаметр газопровода . .	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3
То же, футляра	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	2 1/2	3	4	4

Квартирная разводка газопроводов служит для подачи газа от стояков к газовым приборам. Для влажного газа все разводящие линии квартирной разводки прокладываются с уклоном не менее 0,001 к стояку или приборам. При сухом газе квартирные разводки монтируются горизонтально, без уклона. При расположении стояков на лестничных клетках квартирная разводка прокладывается по стенам нежилых помещений на высоте 1,8—2,3 *м*.

Прокладка газопроводов через жилую комнату разрешается органами газового надзора при соединении труб сваркой без арматуры и фитингов. Если стояк проходит по кухням (рис. 60), то разводка к приборам располагается не ниже уровня подсоединения газовых приборов.

Для отключения газовых приборов на газопроводе перед прибором устанавливается пробковый кран. При вертикальном опуске к прибору кран устанавливается на высоте 1,5 *м* от пола, при горизонтальном подсоединении плиты на уровне рампы — на расстоянии не менее 20 *см* сбоку от плиты.

ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ И УСТАНОВКИ

Основными техническими характеристиками газовых приборов и установок являются: тепловая нагрузка, теплопроизводительность, коэффициент полезного действия, расход и величина давления газа.

Тепловая нагрузка газового прибора или установки — это количество химического тепла в газе, подаваемого прибору в *ккал/ч*, считая по низшей теплоте сгорания газа.

Теплопроизводительность газового прибора — количество тепла в *ккал/ч*, переданное прибором нагреваемому телу при сжигании газа. Отношение теплопроизводительности к тепловой нагрузке газового прибора выражает к. п. д. этого прибора.

Предельной нагрузкой газового прибора принято считать максимальную нагрузку, превышающую номинальную на 20%.

К *плитам бытовым газовым* предъявляются следующие основные требования (ГОСТ 10798—64): коэффициент полезного действия конфорочных горелок принимается не менее 55%; в плитах с отводом продуктов сгорания к. п. д. конфорочных горелок должен быть не менее 40%; внутренний объем духового шкафа должен нагреваться до температуры 285° С не более чем за 25 *мин*; содержание окиси углерода (CO) в продуктах сгорания не должно превышать 0,03% в пересчете на сухие дымовые газы при теоретическом расходе воздуха ($\alpha = 1$); пламя должно быть ровным по всей поверхности горелки и без желтых языков.

В жилых зданиях газовые плиты и таганы разрешается устанавливать в кухнях высотой не менее 2,2 *м*, в которых имеется окно с форточкой или фрамугой и вытяжной вентиляционный канал. Кубатура кухни

должна быть не менее 15 $м^3$ — для плиты на четыре конфорки (рис. 61), 12 — на три конфорки, 8 $м^3$ — для плиты или тагана на две конфорки.

Номинальные расходы газа некоторыми газовыми приборами и оборудованием (СНиП II-Г. 11 — 66) в *ккал/ч*

Плита двухконфорочная без духового шкафа	3200
То же, с духовым шкафом	6000
» » трехконфорочная с духовым шкафом	7760
» четырехконфорочная	9600
» ресторанная двухконфорочная без духового шкафа	16000
Плита с комбинированным верхом с двумя духовыми шкафами	60000
Все виды плит, переводимых с твердого топлива на газообразное (1 $м^2$ жарочной поверхности)	30000
Котел для варки пищи (на каждые 100 *л* емкости)	20000
Кипятильник (на 100 *л* воды)	16480
Ресторанный духовой шкаф	12000
Водонагреватель проточный быстродействующий для ванны	18000-25000
То же, для кухни	8000
Водонагреватель емкостный с запасом воды 80 *л*	6000
То же, с запасом воды 120 *л*	12000
Камин газовый	1440
Холодильник газовый	160
Стиральная машина производительностью 5 *кг/ч* сухого белья	4960
Лабораторная горелка большая	2000
То же, малая	960

Номинальные давления газа перед бытовыми газовыми приборами (СНиП II-Г. 11-66) в *мм вод. ст.*

Природные чисто газовых и газонефтяных месторождений, смеси сжиженных углеводородных газов с воздухом и другие газы с низшей теплотой сгорания 8 000—10 000 *ккал/нм³*	200 *; 130 **
Искусственные и смешанные с низшей теплотой сгорания 3500—4500 *ккал/нм³*	130
Сжиженные углеводородные с низшей теплотой сгорания 22000—28000 *ккал/нм³*	300

Примечание. Выбор бытовых газовых приборов должен производиться в соответствии с принятыми номинальными давлениями газа.

* Рекомендуется принимать в проектах при газоснабжении вновь газифицируемых городов, поселков или их микрорайонов, а также районов новой застройки.

** Допускается принимать для ранее газифицированных городов, поселков со сложившимися системами газоснабжения.

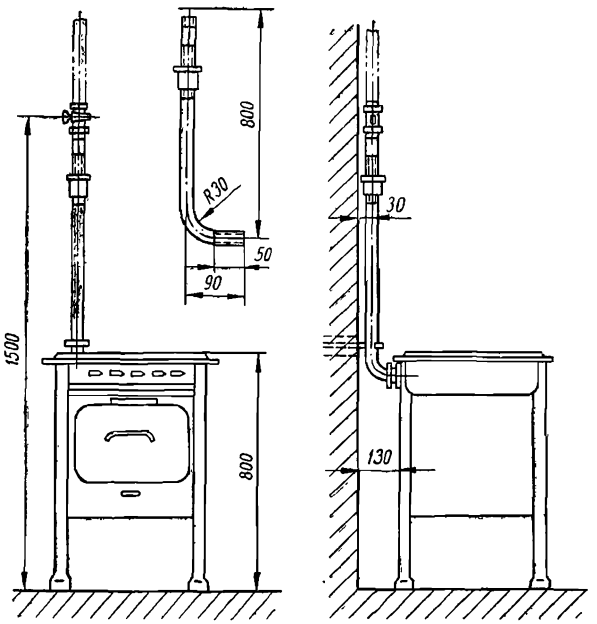


Рис. 61. Установка четырехконфорочной плиты.

В существующих жилых зданиях при высоте кухни не менее 2,2 *м* и соответствующем нормам объеме установка плит и таганов разрешается, кроме того, в кухнях без вентиляционных каналов (в этих случаях форточки или фрамуги должны быть расположены в верхней части окна); в кухнях без окон, но с вентиляционными каналами и окнами с форточкой или фрамугой в смежном нежилом помещении, в которое из кухни имеется выход.

В кухнях высотой менее 2,2 *м*, но не ниже 2 *м* без окон могут устанавливаться плиты только с отводом продуктов сгорания; в кухнях, где имеются дымовые каналы от бывших кухонных очагов, печей, допускается использование их в качестве вентиляционных каналов

Таблица 129

Плиты бытовые газовые, работающие на сжиженном газе

Наименование показателей	Единица измерения	ПГ 3/1-Б	ПГ 3/2 («Львов-28»)
Теплота сгорания	*ккал/нм³*	22 000—28 000	23 000—28 000
Удельный вес газа	*кг/нм³*	2,0	
Номинальная тепловая нагрузка одной конфорочной горелки	*ккал/ч*	1500—1700	1600—1800
Номинальная тепловая нагрузка двух горелок духового шкафа		3000	3200—3500
Давление газа, поступающего в горелки плиты	*мм вод. ст.*	300	
Расход газа одной конфорочной горелкой	*нм³/ч*	0,066	0,051
Расход газа двумя горелками духового шкафа		0,124	0,1
Кипение воды емкостью 4 *л*	*мин*	27	—
Поднятие температуры духового шкафа до 285° С	»	25	—
Габаритные размеры рабочего стола	*мм*	375 × 790	
Высота стола над уровнем пола	»	787	
Высота плиты со щитком	»	937	
Глубина духового шкафа	»	320	325
Емкость баллона БП-27	*л*	27	
Вес пустого баллона	*кг*	14,0	
Рабочее давление баллона	*кг/см²*	16	
Шланг, соединяющий баллон с плитой	—	Резино-тканевый, *Р*-6 *кг/см²*	
Редуктор	—	Типа «Балтика-1» (РДСГ)	РДГ-7
Запорно-регулирующий клапан	—	КБ-1	—
Вес плиты	*кг*	53,5	

Примечания: 1. Краны всех горелок снабжены предохранительными устройствами, гарантирующими от случайного их открывания. 2. Для вентиляции баллонного шкафа задняя стенка и дно имеют отверстия.

с проверкой и необходимым ремонтом перед включением газовой плиты.

Расстояние между газовой плитой и стеной (считая от края верха плиты) следует принимать не менее 7,5 *см*. При установке плит и таганов у деревянной неоштукатуренной стены ее защищают противопожарным экраном. Расстояние от неизолированной боковой стенки

духового шкафа до деревянных стенок встроенной мебели должно быть не менее 15 *см*.

В буфетах, закусочных, в лечебных учреждениях (для подогрева пищи), мастерских и других помещениях, в которых устанавливаются указанные приборы, следует предусматривать окно с форточкой или фрамугой и вытяжной вентиляционный канал.

Для приготовления пищи, особенно в полевых условиях, могут применяться *переносные плиты*, работающие от небольших баллонов сжиженного газа.

Таблица 130

Техническая характеристика переносных газовых приборов для сжиженных газов

Наименование показателей	Единица измерения	Плиты марки:			
		«Турист»	«Львов-25»	«Пенза»	П-2
Размеры плиты	*мм*	300 × × 300 × × 460	300 × × 210 × × 165	345 × × 240 × × 90	300 × × 220 × × 110
Количество баллонов	шт.	1	1	2	2
Емкость баллонов	*л*	5,5	4	0,85	1,0
Непрерывная работа	*ч*	72	24	9	8—9
Вес прибора	*кг*	12	6,5	6	6

В кухнях пищеблоков детских, лечебных и учебных заведений, в столовых, ресторанах для приготовления пищи должны применяться *плиты ресторанного типа*, варочные котлы и другое газовое оборудование с отводом продуктов сгорания в дымоходы. В качестве вспомогательного оборудования в этих кухнях допускается применение не более двух бытовых газовых плит или таганов.

Помещение, в котором устанавливается газовое оборудование, должно иметь естественное освещение и постоянно действующую приточно-вытяжную вентиляцию. Не допускается установка газового оборудования в кухнях, расположенных непосредственно под больничными палатами, аудиториями и классами учебных заведений, а также под фойе, зрительными, обеденными и торговыми залами.

Ресторанные газовые плиты выпускаются в виде отдельных секций, которые комплектуют в зависимос-

Плиты бытовые газовые; работающие

Наименование показателей	Единица измерения	ПГ4/1-1	ПГ2/1-1	П4/1М
Рабочий стол плиты без полок	*мм*	500 × × 585	500 × × 385	550 × × 550
То же, с полками		820 × × 585	—	550 × × 930
Высота плиты от пола		940	940	830
Высота плиты от пола до оси коллектора		—	—	729
Расстояние между центрами горелок		234	234	234
Размеры духового шкафа:				
ширина		—	—	330
высота		—	—	210
глубина	»	—	—	480
Номинальная тепловая нагрузка верхней горелки	*ккал/ч*	1700	1700	1500—1700
То же, горелок духового шкафа		3600	2900	3400—3700
Рабочее давление газа	*мм вод. ст.*	130 (280—300)	130 (280—300)	130 (300)
Диаметр отверстия сопла верхней горелки для газа				
$Q^р_к = 8500$ *ккал/нм³*	*мм*	1,2	1,2	1,2
$Q^р_к = 22\,000$		0,7	0,7	0,8
Диаметр сопла горелки духового шкафа для газа				
$Q^р_к = 8500$ *ккал/нм³*		1,2	1,1	1,3
$Q^р_к = 22\,000$		0,8	0,7	0,75
Расход газа для горелки духового шкафа при $Q^р_к = 22\,000$ *ккал/нм³*		0,148	0,099	0,168
Вес плиты		47	31	48

Примечания: 1. В скобках приведено давление при для верхней горелки для всех плит, кроме ПГ4/1-2, составляет

Таблица 131

на природном и сжиженном газах

П2/1М	ПГ4/1-2	ПГ2/1-2	П4/1СМ	П2/1СМ	П-4/1	ПГ-4/1	ПГ-2Д	П-2/1	ПГ-2В
550× ×315	530× ×620	730× ×375	730× ×620	550× ×580	730× ×620	550× ×570	560× ×375	730× ×450	340× ×555
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
830	810	810	800	800	850	810	810	850	158
730	730	730	740	730	763	730	730	763	—
234	—	234	250	234	234	234	234	234	234
330	360	360	350	330	355	360	360	355	—
210	230	230	280	210	340	280	230	340	—
230	490	300	480	480	490	485	300	320	—
1500— 1700	1700	1500— 1700	1700	1600— 1700	1700	1600— 1700	1500— 1700	1500— 1700	1500— 1700
2900	3200	2400	3000	3300— 3700	3700	3200	2000— 3000	3000	—
60— 150 (320)	(300)	130 (300)	130 (300)	130 (300)	130 (300)	130 (300)	130 (300)	130 (300)	130 (300)
1,3	—	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
0,75	—	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
1,5	—	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,2	1,3	—
0,85	—	0,85	0,75	—	0,8	0,75	0,6	0,75	—
0,10	—	0,10	0,135	0,168	0,168	0,145	0,091	0,136	—
30	53	34	53	46	62	55	38	45	14

газе с теплотой сгорания 2000—25 000 *ккал/нм*³. 2. Расход газа 0,077 *м*³.

Техническая характеристика плит газовых;

Наименование показателей	Единица измерения	Львов-3	Львов-4
Тепловая нагрузка на 1 горелку стола	*ккал/ч*	1500—1700	1500—1700
То же, на 2 горелки духового шкафа		3000—3400	3000—3400
Расход газа на 1 горелку стола	*м³/ч*	0,2	0,2
То же, на 2 горелки духового шкафа		0,42	0,42
Размер рабочего стола	*мм*	550 × 580	530 × 500
Высота плиты до стола	»	800	800
Размеры духового шкафа	»	330 × 210 × 480	—
Вес	*кг*	49,6	53,5

Примечание. Указанные газовые плиты рассчитаны сопловых отверстий могут быть использованы и для газа с

ти, от расчетной производительности и технических потребностей. Каждая секция плиты может быть с духовым шкафом (ПСГШ-2) или без него (ПСГ-2). Продукты сгорания отводятся в дымоход через специальный патрубок. В дымоходе плиты установлен змеевик для использования тепла дымовых газов на нагрев воды.

Ресторанные плиты завода «Нарпит» и другие, работающие на твердом топливе, могут быть переведены на газ.

При эксплуатации плит необходимо постоянно следить за состоянием тяги в дымоходах. Дымоходы в виде приставных металлических труб запрещается эксплуатировать без утепления.

Газовые водонагреватели (рис. 62) подразделяются на быстродействующие проточного типа и емкостные с постоянным запасом воды.

Быстродействующие нагреватели проточного типа оснащены автоматическим устройством, отключающим подачу газа к горелке в случае прекращения подачи воды в водонагреватель или падения давления в водопроводе ниже установленного минимума.

Емкостные водонагреватели снабжены автоматикой, отключающей подачу газа при достижении заданной

Таблица 132

работающих на природном газе

Львов-15	Львов-26	Львов-29	Львов-30
1500—1700	1600—1700	1500—1700	1500—1700
2900—3300	3200—3500	2900—3100	3000—3300
0,2	0,18—0,2	0,18—0,2	0,18
0,36	0,36—0,4	0,34—0,36	0,36—0,4
550 × 350 790	510 × 595 800	500 × 385 790	500 × 585 800
32,5	60 × 245 × 455 —	300 × 240 × 320 32,5	330 × 240 × 495 48,2

на газ с теплотой сгорания 8000—9000 *ккал/нм*³, но при изменении теплотой сгорания 3500—25 000 *ккал/нм*³.

температуры воды в баке (до 90° С), и если погаснет запальная горелка.

К проточным водонагревателям предъявляются следующие основные требования (ГОСТ 5507—55 *): коэффициент полезного действия, определенный по низшей теплоте сгорания газа, при номинальной нагрузке принимается не менее 80%; температура отходящих газов перед тягопрерывателем должна быть не ниже 180° С при работе на номинальной нагрузке; максимальный расход газа через запальную горелку при номинальном давлении должен соответствовать тепловой нагрузке, не превышающей 350 *ккал/ч*. При работе горелочного устройства должен быть обеспечен ровный факел пламени высотой не более 80 *мм* и при предельном давлении газа высотой не более 150 *мм*; содержание окиси углерода в продуктах сгорания при работе водонагревателя с предельной нагрузкой не должно превышать 0,05% объемных, считая на сухие дымовые газы при теоретическом расходе воздуха; температура стенок кожуха во время работы на номинальной нагрузке не должна превышать 50° С.

Газовые водонагреватели с отводом продуктов сгорания в дымоход могут устанавливаться в ванных ком-

Таблица 133

Техническая характеристика ресторанных секционных плит

Наименование показателей	Единица измерения	ПСТШ-2	ПСТ-2
Площадь жаровой поверхности	$м^2$	0,4	
Объем духового шкафа	$м^3$	0,267	—
Количество духовых шкафов	шт.	1	—
Максимальная температура в духовом шкафу	*град* С	350	—
Число горелок под сплошной жаровой поверхностью	шт.	2	
Тепловая нагрузка каждой горелки	*ккал/ч*	13 500	
Тепловая нагрузка одного духового шкафа	»	5 600	—
Общая тепловая нагрузка всех горелок плиты		32 600	27 000
Общий расход газа на плиту при одновременной работе всех горелок ($Q_н^р = 8500$ *ккал/нм³*)	*нм³/ч*	3,84	3,18
Температура отходящих продуктов сгорания	*град* С	280	
Требуемое максимальное разрежение в дымоотводящем канале	*мм вод. ст.*	1	
Размеры плиты	*мм*	1335 × 800 × 850	
Вес плиты в собранном виде	*кг*	252	200
Диаметр присоединяемого штуцера для газа	*дюйм*	$1\frac{1}{4}$	
Размер дымоотводящего патрубка	*мм*	100 × 200	
Организация, разработавшая конструкцию плит	—	Мосгазпроект	

натах, объединенных санитарных узлах и кухнях жилых зданий. Объем помещений ванных комнат и объединенных санитарных узлов при установке быстродействующих водонагревателей принимается не менее 7,5 $м^3$; при установке емкостных или дровяных колонок, переведенных на газ,— не менее 6 $м^3$.

Дровяные колонки, переведенные на газ, должны устанавливаться, как правило, в кухнях, а при наличии автоматики безопасности — в ванных комнатах. Ванные комнаты, объединенные санитарные узлы и кухни должны иметь в нижней части двери или стены, выходящей в отапливаемое помещение, решетку размером не менее 0,02 $м^2$ или зазор между дверью и полом высотой не менее 3 *см*. Двери помещений ванных комнат и объединенных санитарных узлов, в которых установ-

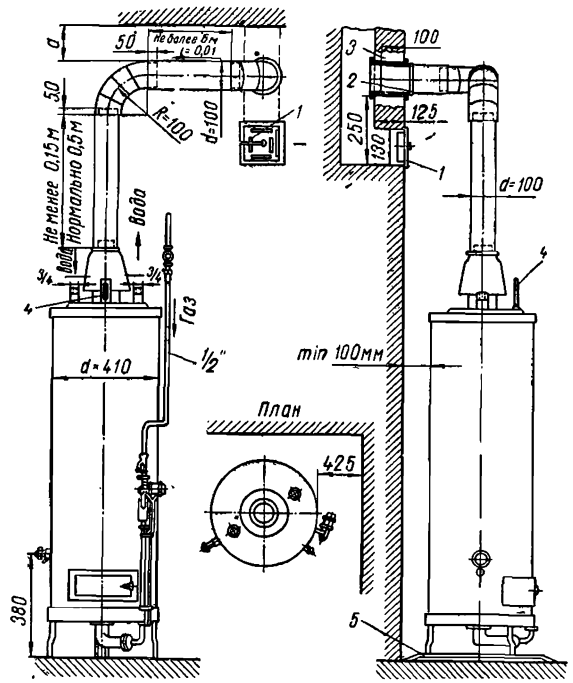


Рис. 62. Установка газового водонагревателя АГВ-80М:

1 — дверка для чистки дымохода; *2* — упорный валик (гофр); *3* — щебень на цементном растворе; *4* — термометр; *5* — настил при деревянных полах — асбест 500 × 500 × 6 *мм*, сверху стальной лист 600 × 600 × 0,8 *мм*; *а* — расстояние от дымохода до потолка 250 *мм* для полусгораемого и не менее 50 *мм* для несгораемого перекрытия.

лены газовые водонагреватели, должны открываться наружу. Помещение ванных комнат должно иметь вытяжной вентиляционный канал.

Газовые быстродействующие водонагреватели устанавливаются на несгораемых стенах с зазором 20 *мм*. Допускается установка быстродействующих водонагревателей на деревянных оштукатуренных стенах.

Техническая характеристика

Наименование показателей	Единица измерения	Быстродействующие проточные					
		МГВА-5	КГИ-56	ГВА-1	ГВА-3	Л-1	Л-2
Общая высота (без душа)	*мм*	325	950	830	830	1215	955
Диаметр штуцера водонагревателя для подсоединения газопровода		15	25	25	20	20	20
То же, водопровода		15	15	20	15	15	15
Диаметр патрубка дымохода		—	—	—	—	—	—
Номинальная тепловая нагрузка	*ккал/ч*	5800	27 500	21 500	21 000	21 600	15 000
Количество вытекающей воды при температуре 50° С	*л/мин*	—	7,5	6	6	6	4
Минимальное давление воды для включения в работу водонагревателя	*атм*	0,35	0,5	0,35	0,35	0,35	0,35
Номинальное давление газа перед горелкой	*мм вод. ст.*	60—300	60—300	80—500	80—300	60—320	60—320
Размеры кожуха:							
ширина	*мм*	275	425	345	345	405	405
глубина	»	150	255	220	220	255	270
К. п. д.	*проц.*	83	80	80	85	80	80
Вес	*кг*	—	25	21	19	25,8	14
Продолжительность нагрева воды до 80° С	*мин*	—	—	—	—	—	—
То же, до закипания		—	—	—	—	—	—
Емкость резервуара		—	—	—	—	—	—
То же, сборника кипятка		—	—	—	—	—	—
Производительность по подаче кипятка	*л/ч*	—	—	—	—	—	—
Площадь отапливаемого помещения	*м²*	—	—	—	—	—	—

Примечание. В скобках указаны номинальные 24 000 *ккал/нм³*.

Таблица 134

водонагревателей

	Емкостные автоматические					Кипятильники непрерывного действия			
Л-3	АГВ-50М	АГВ-80М	АГВ-50	АГВ-80	АГВ-120	КНД-8	КНД-8М	АГК-250	АГК-300
788	1210	1540	970	1150	1600	1420	1420	1500	1480
15	15	15	15	15	20	15	25	25	25
15	40	40	40	40	40	15	15	15	15
—	100	100	100	100	100	50 × × 200	50 × × 200	130	150
17100	6000	6400	4800	6000	12000	20000	20500	28000	33800
4,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,35	—	—	—	—	—	—	—	—	—
130— (320)	100— 130	100— 130	100— 130	100— 130	100— 130	30— 90	30— 90	100	100
430	410	410	д-410	д-410	д-460	825	885	755	550
257	—	—	—	—	—	700	620	770	800
—	70	75	80	80	80	—	—	80	80
17,6	70	84	65	80	100	70	70	—	—
—	55	60—70	45	70	75	—	—	100	96
—	—	—	—	—	—	20— 25	15— 20	20— 25	15— 20
—	50	80	50	80	120	42	42	—	—
—	—	—	—	—	—	40	40	25	30
—	—	—	—	—	—	180— 200	150— 200	250	300
—	40	60	30— 40	50— 60	75— 85	—	—	—	—

давления для сжиженных газов с теплотой сгорания 22 000—

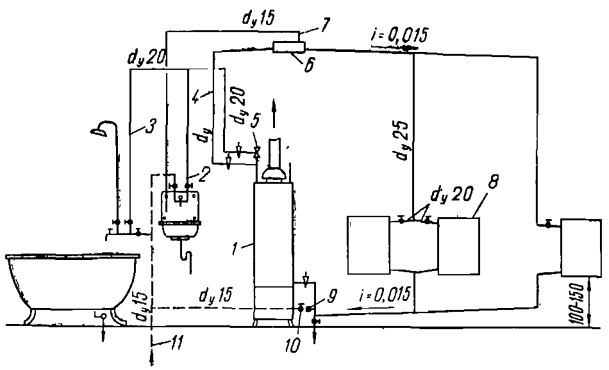


Рис. 63. Схема установки АГВ-80 для горячего водоснабжения и отопления:

1 — АГВ-80; *2* — трубопровод горячей воды к раковине; *3* — трубопровод горячей воды к ванне; *4* — трубопровод системы отопления; *5* — пружинный предохранительный клапан; *6* — воздухосборник; *7* — переливная трубка; *8* — радиаторы; *9* — обратный клапан; *10* — вентиль на холодном водопроводе; *11* — стояк холодной воды.

Емкостные газовые водонагреватели, используемые для отопления, могут устанавливаться в нежилых помещениях у несгораемых или трудносгораемых стен.

Перед топкой должен быть проход не менее 1 *м*. Расстояние *а* от дымохода до потолка (см. рис. 62) должно быть не менее 250 *мм* для полусгораемого и не менее 50 *мм* для несгораемого перекрытия.

Емкостные водонагреватели типа АГВ-80 могут быть использованы одновременно для отопления и горячего водоснабжения (рис. 63). Водопроводный вентиль *10* в период работы аппарата на отопление должен быть закрыт и открывать его следует только периодически один раз в день для пополнения системы водой.

При пользовании горячим водоснабжением краны на подающем и обратном трубопроводе системы отопления должны быть закрыты, а вентиль *10* должен быть открыт.

Газовый кипятильник устанавливается на кирпичном фундаменте при сгораемых полах (рис. 64) высотой

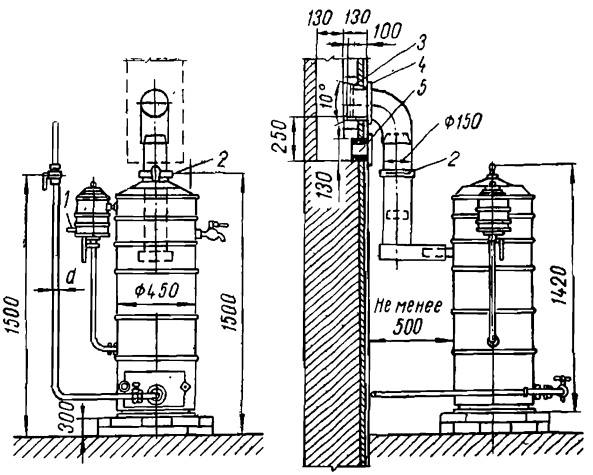


Рис. 64. Газовый кипятильник непрерывного действия (КНД-8):
1 — подвод холодной воды; *2* — шибер; *3* — конусный патрубок при вводе в дымоход; *4* — асбестовый уплотняющий шнур; *5* — лючок для чистки дымохода.

300 *мм* от пола или непосредственно на несгораемом полу, при деревянных стенах устанавливают противопожарный экран, который должен выступать на 10 *см* за габариты кипятильника.

Горелки кипятильника зажигаются специальным запальником. В кипятильнике непрерывного действия типа КНД-8 отсутствует автоматика, поэтому он нуждается в постоянном досмотре, особенно при разжигании.

Для отопления зданий площадью 100 $м^2$ и более, а также для квартирного отопления могут применяться *газовые малометражные отопительные котлы ВНИИСТО-Мч* с автоматикой безопасности и регулирования (рис. 65).

Автоматика обеспечивает поддержание заданной температуры воды в котле с пределами настройки 45—85° С и прекращает подачу газа на горелку при потухании запальника или при временном отключении подачи газа. Для питания приборов автоматики котла устанавливается понижающий трансформатор ОСО-25.

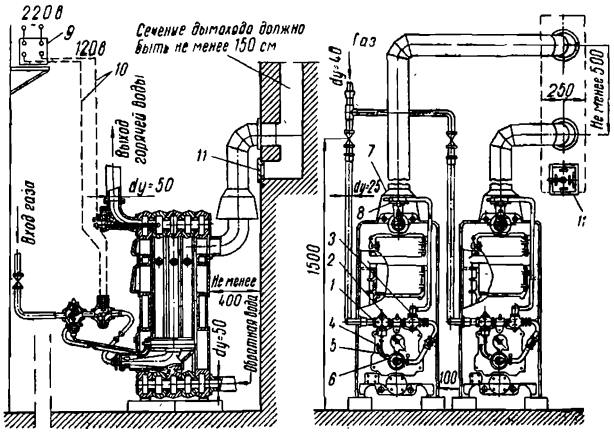


Рис. 65. Установка котла ВНИИСТО-Мч:

1 — электромагнитный клапан; *2* — пусковая кнопка; *3* — соленоидный клапан; *4* — трубка запальника; *5* — термопара; *6* — блок горелки; *7* — тягопрерыватель; *8* — терморегулятор (термореле); *9* — трансформатор тока 220/120 *в*; *10* — провод ПР-220 × 2,5; *11* — люк для чистки дымохода.

Таблица 135

Техническая характеристика малометражных отопительных водогрейных котлов ВНИИСТО-Мч (ГОСТ 7252—54)

Наименование показателей	Единица измерения	Поверхность нагрева котла в $м^2$					
		1,18	1,50	1,82	2,46	3,10	3,74
Количество секций	шт.	4	5	6	8	10	12
То же, горелок . . .	»	1	1	1	2	2	2
Диаметр сопла горелки ($Q^{р}_{н}$=8500 *ккал/нм*^{3}, *P* = 130 *мм вод. ст.*)	*мм*	3,2	4,0	4,5	3,8	4,3	4,8
Тепловая нагрузка горелок	тыс. *ккал/ч*	12,0	18,0	22,4	32,0	43,2	52,8
Емкость котла	*л*	27,2	30,5	33,8	40,4	47,0	53,6
Габаритные размеры котла с автоматикой и тягопрерывателем:							
длина	*м*	0,86	0,94	1,02	1,18	1,34	1,50
высота	»	0,195	0,195	1,40	1,60	1,80	2,05
ширина	»	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46

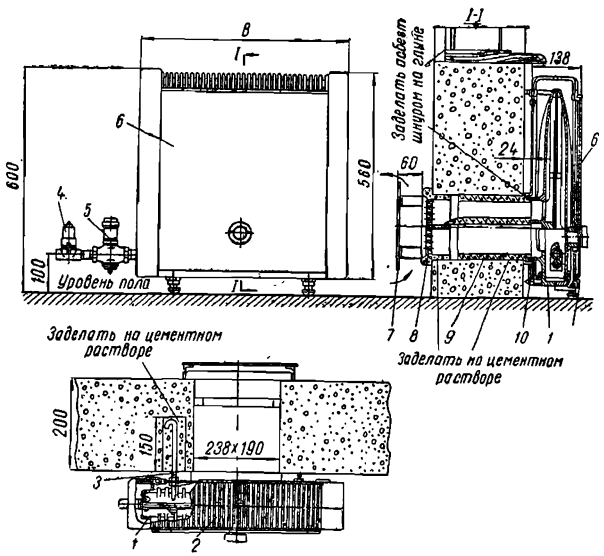


Рис. 66. Камин «Огонек»:

1 — нагреватель; *2* — решетка верхняя; *3* — анкерный болт; *4* — регулятор расхода газа; *5* — электромагнитный клапан-отсекатель; *6* — передняя панель; *7* — защитный лист; *8* — решетка; *9* — короб; *10* — задний лист.

Оборудование для работы котлов на газе и система автоматики серийно выпускаются и монтируются для четырех и пятисекционных котлов на заводе Московского жилищного управления.

Установка котлов типа ВНИИСТО-Мч для квартирного отопления допускается только в нежилых помещениях объемом не менее 7,5 $м^3$ с вытяжным вентиляционным каналом. При установке котла в кухне кубатура ее должна быть на 6 $м^3$ больше требуемой для установки газовых плит.

Перед топкой котла должен быть проход не менее 1000 *мм*, расстояние между боковыми стенками котла и стеной не менее 400 *мм*.

При установке котла на деревянном полу под котлом устраивается изоляция из кровельной стали по асбесту, которая должна выступать за габариты котла на 100 *мм*. Боковые стенки и верх котла для устранения потерь тепла покрываются асбестовой прокладкой и кожухом из кровельной стали. Допускаемое минимальное разрежение в дымоходе 0,4 *мм вод. ст.*

Для отопления служебных, подсобных помещений и небольших жилых домов особенно в южных районах, где не требуется длительной топки, может быть использован *автоматический газовый камин «Огонек»* (рис. 66). Его автоматика состоит из электромагнитного клапана, отключающего подачу газа при погасании горелки, и автомата регулирования расхода газа на горелке в зависимости от температуры воздуха в помещении (15—25° С). Помещения, в которых устанавливается камин, должны иметь окно с форточкой или вытяжной вентиляционный канал. Газовый камин «Огонек» выпускается двух типоразмеров.

Техническая характеристика газового камина «Огонек»

Расчетная теплопроизводительность в *ккал/ч*	1600	800
Минимальная теплопроизводительность в *ккал/ч*	400	200
Температура нагретого воздуха на выходе из прибора в *град* С	70	
К. п. д. в проц.	80	
Габаритные размеры в *мм*:		
ширина (*В*)	744	555
глубина	138	
высота от уровня пола	600	
Вес в *кг*	70,6	56,3

Камин «Огонек» имеет топочное пространство, полностью изолированное от воздушной среды отапливаемого помещения, должен устанавливаться возле наружных ограждающих стен помещения.

Воздух для поддержания горения поступает в камин снаружи через решетку и нижние каналы бетонного короба. Зажигание прибора производится через герметизированный «глазок». Продукты сгорания после нагрева камина выходят наружу через решетку и верхние каналы бетонного короба. Камины должны поставляться комплектно, включая все металлические и бетонные части.

ПЕРЕВОД ОТОПИТЕЛЬНЫХ ПЕЧЕЙ С ТВЕРДОГО ТОПЛИВА НА ГАЗОВОЕ

Наиболее приемлемыми для отопительных печей являются *инжекционные горелки*, которые, кроме устойчивого и полного сжигания газа, должны иметь: рассредоточенный факел по всей длине топливника; организованную подачу вторичного воздуха и равномерное его распределение по всему сечению топливника; защитную автоматику по предупреждению скопления в печи газовоздушной смеси и отсутствия тяги в дымоходе.

Для интенсификации лучистого теплообмена в печи устанавливают излучатель в виде горки шамотного кирпича.

Таблица 136

Характеристика газовых горелок с автоматикой для отопительных печей

Марка	Номинальная тепловая нагрузка в *ккал/ч*	Номинальное давление газа в *мм вод. ст.*	Размеры в *мм*			Вес в *кг*
			Высота	Ширина	Длина	
ГДП-1,5	13 800	130	160	195	295	7,0
ГДП-1,5	12 500	130	235	280	165	9,75
ГУК-2	8 000	100	275	280	375	12,65
ГУК-1М	13 500	130	700	220	670	8,5

Горелки с автоматикой ГДП-1,5 работают на газе низкого давления. Автоматика безопасности состоит из электромагнитного клапана, термопары и запальника. Перекрытие электромагнитного клапана происходит через 40—60 *сек* после того, как погаснет запальник. Газогорелочное устройство ГДП-1,5 должно устанавливаться на печах в комплекте с сигнализатором тяги ЭБА, который отключает подачу газа на горелку через 25—30 *сек* при нарушении тяги в дымоходе.

Горелки Института использования газа АН УССР (рис. 67) нашли широкое применение при переводе теплоемких отопительных печей с твердого топлива на газ. Основным недостатком горелки является отсутствие автоматики.

Таблица 137

Характеристика горелок Института использования газа АН УССР (рис. 68)

Номер горелки	Тепловая нагрузка при давлении газа 70 *мм вод. ст.* в *ккал/ч*	Размеры в *мм*											Наружная поверхность нагрева теплоемкой печи в $м^2$
		D	D_1	*d*	*L*	L_1	*A*	*Б*	*В*	*Г*	*Е*	*Ж*	
1	8500	38	15	2,6	200	75	10	60	50	140	50	4	До 2,5
2	14400	38	15	3,5	200	75	10	60	50	140	50	4	2,5—4,0
3	19500	2	15	4,5	250	75	15	68	50	165	50	4	Более 4,0

Теплоемкими считают печи с толщиной наружных стенок не менее 6 *см* в области топливника и не менее 4 *см* над топливником, причем активный объем теплоемкой печи должен быть не менее 0,2 $м^3$. Активный объем печи получается в результате перемножения площади поперечного сечения на высоту *h* (см. рис. 67).

К отопительным и отопительно-варочным печам (канальные и бесканальные), переводимым на газ, предъявляются следующие требования: печи должны быть исправные, без трещин в кладке, завалов в печах и дымоходах; не должны иметь духовых шкафов и открытых конфорок для приготовления пищи (заложить кирпичом); число дымооборотов в отопительном щитке должно быть не более трех; иметь обособленный дымоход, герметичные дверцы, достаточное количество «чисток» в дымоходе и печи (см. рис. 67).

Не подлежат переводу на газовое топливо печи нестационарного типа (временные) и печи с горизонтальным расположением каналов.

Во вновь строящихся зданиях любого назначения топки газифицируемых печей должны располагаться со стороны коридора или другого нежилого помещения.

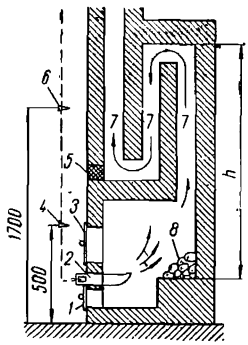


Рис. 67. Установка горелки Института использования газа АН УССР в отопительной печи:

1 — поддувальная дверца; *2* — горелка; *3* — топочная дверца; *4*—6— краны; *5*—место чистки дымоходов; *7* — газоходы; *8* — горка из шамотного кирпича.

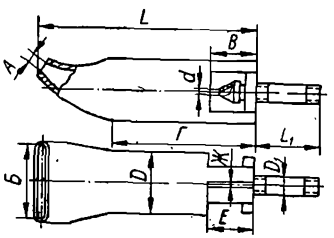


Рис. 68. Горелка конструкции Института использования газа АН УССР.

В существующих жилых домах, зданиях школ, детских учреждений, клубах, зрелищных предприятиях, магазинах допускается устройство топочных дверей со стороны классов, детских комнат, зрительных и торговых залов и других помещений. В этом случае печи должны топиться преимущественно в отсутствие людей специально обученными лицами. По окончании топки газовая подводка должна отключаться извне.

Помещения, в которые выходят топки газифицированных печей, должны иметь вентиляционный канал, окно с форточкой или дверь, выходящую наружу, в кухню или тамбур. Перед печью должен быть проход не менее 1 *м*.

Перевод на газовое топливо отопительных и отопительно-варочных печей в существующих зданиях допускается независимо от этажности при условии: если основание печи расположено на отдельном фундаменте или на металлических кронштейнах, прочно заделан-

ных в кирпичной стене здания; если дымовые трубы от печей вертикальны по всей длине и проходят через все этажи внутри здания.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ И КОММУНАЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Газопроводы промышленных и коммунальных предприятий присоединяются к городским распределительным газопроводам низкого, среднего и высокого давления до 6 *кг/см*^{2}. В отдельных случаях с разрешения Госгортехнадзора может быть подводка к газопроводу с давлением до 12 *кг/см*^{2} и более. Как правило, подавляющее большинство предприятий подключается к газопроводам среднего давления.

Общая комплексная система газоснабжения предприятия зависит: от давления газа, необходимого для технологического процесса; часового расхода газа агрегатами; режима работы цехов; типа газовых горелок; условий размещения цехов и др.

В систему газоснабжения предприятия входят: ответвления (вводы) от городских распределительных газопроводов на территорию предприятия; газорегуляторные пункты и установки; межцеховые (дворовые) газопроводы; вводы в цехи; цеховые газопроводы; обвязочные газопроводы на агрегатах, потребляющих газ.

Ответвления (вводы) на территории предприятий делаются в местах, свободных от существующих и планируемых строений и сооружений. На каждом ответвлении устанавливается главное отключающее устройство для отключения и включения газа одновременно для всех потребителей газа, питающихся от ввода.

Отключающее устройство (задвижку, кран, гидрозатвор) желательно размещать вне территории предприятия. Если это по местным условиям сделать не удается, то главное отключающее устройство размещается на территории предприятия в удобном для обслуживания месте.

Межцеховые газопроводы могут быть подземными, надземными и смешанными. Способ укладки газопроводов решается отдельно в каждом конкретном случае с учетом территориального расположения цехов, потреб-

ляющих газ, характера сооружений, по которым предполагается укладка газопроводов, типа и места расположения ГРП, степени насыщения территории подземными сооружениями, характеристики грунтов, вида газа и общих технико-экономических факторов. Для производственных цехов и отопительных котельных допускается пересечение газопроводами низкого и среднего давления оконных проемов глухих неоткрывающихся переплетов.

Газопроводы высокого давления должны прокладываться по глухим несгораемым стенам или над окнами верхних этажей производственных зданий.

При прокладке газопроводов совместно с трубопроводами с коррозионноактивными жидкостями последние должны располагаться в нижних зонах эстакад или на подвесках на расстоянии не менее 250 *мм* от газопровода. Наружные газопроводы в местах выброса из цехов воздуха, загрязненного коррозионноактивными газами или парами жидкостей, должны иметь защитное от коррозии покрытие. При пересечении внутризаводских железнодорожных путей для перевозки расплавленного чугуна или шлака газопровод должен укладываться на высоте не менее 10 *м*. В случае устройства тепловой защиты высота прокладки газопровода может быть уменьшена до 6 *м*.

При использовании сухого газа и компактном расположении цехов наиболее экономичной является надземная прокладка межцеховых газопроводов на колоннах и по стенам зданий цехов.

Выбор типа, количества и места расположения *ГРП* и *ГРУ* на территории предприятия зависит от давления газа перед газовыми горелками отдельных цехов; расхода газа цехами и режима его потребления; территориального расположения цехов, потребляющих газовое топливо; удобства обслуживания; технико-экономических показателей.

Промышленные ГРП делятся на центральные ГРП, предназначенные для снабжения газом двух или более цехов; цеховые ГРП и ГРУ, предназначенные для снабжения газом одного цеха, помещения, одного или нескольких агрегатов и др.

Назначение центральных и цеховых ГРП и ГРУ — снизить давление газа, поступающего на предприятие или в цех до необходимого и автоматически поддержи-

вать его постоянным независимо от изменения расхода газа и колебания давления перед ГРП или ГРУ. Комплект основного оборудования промышленного ГРП и ГРУ аналогичен оборудованию городских газорегуляторных пунктов и установок.

Для производственных цехов, работающих на газе одинакового давления, можно ограничиться устройством одного центрального ГРП. Если технологическое оборудование цехов работает на газе различного давления, то для каждого здания в помещении, где находятся агрегаты, использующие газ, может быть предусмотрена ГРУ при максимальном давлении газа на вводе не более 6 *кг/см*^{2}. Разрешается размещение ГРУ с давлением газа на вводе до 12 *кг/см*^{2} внутри цеха, если по условиям технологии производства требуется давление более 6 *кг/см*^{2}.

Допускается следующий перепад давления от регулятора давления до газовой горелки наиболее удаленного агрегата в проц. от величины номинального давления газа перед горелкой: для инжекционной горелки среднего давления 10—15; низкого давления 20—25; дутьевой горелки 40—50.

Промышленные ГРП устанавливаются на территории предприятия в виде отдельно стоящих зданий, в пристройках, вне зданий в шкафах, на несгораемом перекрытии здания. Допускается размещать оборудование ГРП на открытых площадках, под навесом, без здания, если атмосферные условия не влияют на работу устанавливаемого оборудования. Допускается также вынос из ГРП части оборудования (задвижки, фильтры и др.) на площадку рядом со зданием ГРП. Во всех случаях при открытом размещении оборудования ГРП должно иметь ограждение.

Центральный пункт замера расхода газа на предприятии размещается в одном здании с центральным ГРП, а цеховые пункты замера расхода газа — с цеховыми ГРП или ГРУ.

Для предприятия с расходом газа до 2000 *нм*^{3}/*ч* и давлением после регулятора до 1 *кг/см*^{2} целесообразно устанавливать не более двух газовых ротационных счетчиков.

Для предприятий с расходом газа, превышающим 2000 *нм*^{3}/*ч*, необходимо установить дифманометры. Если предприятие имеет непрерывный режим работы и боль-

шой расход газа, устанавливаются параллельно два дифманометра, из которых один резервный.

Цеховые газопроводы устраиваются в виде отдельных тупиковых ответвлений или кольцевой сети. Газопровод в виде отдельных тупиковых ответвлений рекомендуется для цехов, получающих газ среднего или низкого давления, в виде кольцевой сети,— для цехов с особыми технологическими требованиями при больших расходах газа высокого давления.

При устройстве цеховых газопроводов необходимо предусматривать: отключающие устройства на вводе газопровода в цех; показывающий манометр после отключающего устройства на вводе газопровода в цех; главные отключающие устройства на ответвлениях газопровода к агрегатам; в конце цехового газопровода продувочный трубопровод, к которому подключаются объединенные продувочные трубопроводы от ответвлений газопровода к агрегатам; отключающие устройства на больших по протяженности ответвлениях газопроводов к группе агрегатов.

Такое деление газопровода на участки позволяет вести ремонтные работы по участкам: без отключения агрегатов, присоединенных к начальным участкам; без сброса газа в атмосферу из всего цехового газопровода в целом или вынужденного снижения давления газа в нем до предела, обеспечивающего безопасное производство ремонтных работ.

При проектировании и устройстве *обвязочного газопровода* должна быть предотвращена утечка газа в топку в момент пуска агрегата.

В агрегатах с большим расходом газа (котлы ТЭЦ, мартеновские и специальные печи и др.) схемы обвязочных газопроводов должны разрабатываться индивидуально, применительно к каждому агрегату в отдельности, с учетом особенностей режима его работы и требований технологии.

ОТОПИТЕЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ

На газовом топливе могут работать котлы любого типа, мощности и назначения. В настоящее время разработано газооборудование, газовые горелки и автоматика для различных типов котлов.

Отопительные котельные могут снабжаться газом от распределительных систем газопроводов низкого (до 0,05 *кг/см*^{2}), среднего (свыше 0,05 до 3 *кг/см*^{2}) и высокого (свыше 3 до 6 *кг/см*^{2}) давления. Давление газа свыше 6 *кг/см*^{2} в отопительных котельных не допускается.

Во встроенных помещениях отопительных котельных газопроводы вводятся непосредственно в помещение, где установлены котлы.

Ответвление от распределительного газопровода к котлам прокладывается в каналах с устройством съемного несгораемого перекрытия, в штрабах пола с заливкой бетоном и соединением труб сваркой, по стенам здания, на подвесках и др. Крепятся газопроводы с помощью кронштейнов и подвесков с хомутами.

Повороты газопроводов при диаметре до 100 *мм* выполняются гнутые и крутоизогнутые, свыше 100 *мм* — сварные или крутоизогнутые в соответствии с нормами.

Запорная арматура устанавливается на каждом опуске газопровода от коллектора к котлу и у каждой горелки.

При переводе установленных котлов с твердого топлива на газовое помещения котельных, вентиляция, электроосвещение и электрооборудование должны удовлетворять требования СН 350—66, и «Правил безопасности в газовом хозяйстве», утвержденных Госгортехнадзорами РСФСР, УССР, БССР в 1965 г., которые обязательны для всех министерств, ведомств и организаций.

При переводе на газовое топливо котлов, работающих на твердом топливе, необходимо: проверить соответствие газовых горелок, подлежащих установке в топках котлов, указаниям проекта по типу, теплопроизводительности, теплоте сгорания газа и давлению перед горелкой; начинать монтаж газогорелочных устройств только после реконструкции или переделке топок в соответствии с проектом; горелки надежно закрепить внутри и снаружи топок; установить асбестовую прокладку между фронтовой плитой и каркасом или обмуровкой, между горелкой и фронтовой плитой для устранения подсоса воздуха в топку котла; газогорелочные устройства перед установкой проверить, очистить и продуть воздухом отверстия горелки; места прохода горелки через обмуровку уплотнить асбестовым шнуром и промазать шамотным раствором со стороны топки котла; при монтаже автоматики и газогорелоч-

ных устройств руководствоваться паспортами и монтажно-эксплуатационными инструкциями; обеспечить условия для удобного наблюдения за горением газа в топке, регулирование подачи газа и воздуха, бесшумность работы горелки и устранить возможность появления вибрации котла; очистить котел от накипи внутри и загрязнений на наружных поверхностях труб и секций котлов.

Для работы на газовом топливе специально сконструированы *котлы типа «Луч»*. Водогрейные котлы работают под давлением воды до 4 *кг/см*^{2}, паровые — под давлением пара до 0,7 *кг/см*^{2}. Максимальная температура нагрева воды 95° С, коэффициент полезного действия 0,8, высота котла 2434 *мм*. Котлы оборудуются горелками низкого давления.

Таблица 138

Характеристика газовых котлов типа «Луч»

Наименование показателей	Единица измерения	Количество секций			
			9	13	17
Длина котла	*мм*	1135 (1170)	1635 (1670)	2135 (2170)	2635 (2670)
Ширина		850 (1045)	850 (1045)	850 (1045)	850 (1045)
Поверхность нагрева	*м*^{2}	7,36	14,72	20,08	29,44
Теплопроизводительность	тыс. *ккал/ч*	88,32 (77,28)	176,64 (154,56)	264,96 (231,84)	353,28 (309,12)
Вес котла без устройства автоматики		882 (1000)	1409 (1554)	1945 (2110)	2462 (2650)

Примечание. В скобках указаны размеры для парового котла.

При сжигании газообразного топлива применяется *пневматическая автоматика* (АПВ), которая включает автоматику безопасности и автоматику регулирования. Пневматическая автоматика предназначена для контроля и регулирования работы водогрейных котлов с инжекционными газовыми горелками.

Таблица 139

Практические показатели работы котлов на газообразном топливе

Наименование показателей	Единица измерения	Типы котлов				
		«Стрела» и «Стребела»	Ревокатова (НР) и «Универсал»	Жаротрубные	Горизонтально-водотрубные	Вертикально-водотрубные
Тепловое напряжение поверхности нагрева	ккал/м²× × ч	7000	12 000	15000—18000	15 000—20 000	20 000 25 000
Коэффициент полезного действия котла	—	0,7	0,8	0,8	0,84	0,85
Коэффициент избытка воздуха	—	1,5—2	1,2—1,4	1,1—1,2	1,1—1,2	1,1—1,2
Температура уходящих газов	*град* С	250—300	275—325	300—350	250—300	250—300
Потери тепла с уходящими газами	проц.	16—20	12—15	12—16	10—14	10—14
Потери тепла в окружающую среду . .		8—10	6—7	3—6	2—5	2—3

Автоматика безопасности обеспечивает безопасную работу котельной и отключает подачу газа к горелкам при отсутствии электроэнергии, погасании пламени в топке котла, нагреве теплоносителя более допускаемой температуры, отсутствии циркуляции воды в котлах, пульсационном горении газа, нарушении установленного давления газа, падении разряжения ниже допускаемой величины. Обо всех указанных нарушениях работы котлов автоматика извещает световым или звуковым сигналом на щит сигнализации.

Автоматика регулирования обеспечивает: регулировку температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха, давление газа в пределах 30—360 *мм вод. ст.*, необходимое давление воды в системе отопления и поддерживает его постоянным.

Комплексная пневматическая автоматика АГК-1 и

АГК-2 водогрейных отопительных котлов предусматривает возможность работы котлов с расходом газа от 5 до 250 *нм*^{3}/ч без постоянного наблюдения со стороны обслуживающего персонала.

Автоматика АГК-1 применяется для котлов, оборудованных горелками внутреннего смешения с принудительной подачей воздуха (рис. 69, *а*). Автоматика АГК-2 применяется для котла с инжекционными горелками не полного смешения (рис. 69, *б*) низкого давления.

Система автоматики состоит из устройств безопасности, которые обеспечивают: прекращение подачи газа при погасании запальника во время работы котла, недопущения поступления газа в горелки до момента зажжения запальника; остановку котла при понижении давления газа перед горелкой ниже допустимого, перегреве воды в котле, недостаточной тяге в топке, неисправности приборов автоматики регулирования и падении давления воздуха перед горелками в котлах (модель АГК-1).

Устройства регулирования обеспечивают: поддержание постоянной температуры в помещениях отапливаемого здания в зависимости от наружной температуры воздуха, автоматическую регулировку тяги за котлами, поддержание заданного давления газа перед горелками.

Приборы автоматики безопасности и регулирования приводятся в действие давлением газа в сети импульсных трубок.

Регулирование и отсечка газа, поступающего в основные горелки котла, производится одним отсекающим или главным клапаном в зависимости от импульсов контролирующих приборов.

Работа устройств узла безопасности системы осуществляется термоэлектромагнитным клапаном с пусковой кнопкой и термопарой. Газ в горелку котла может поступать только через отсекающий клапан и после того, как будет зажжена запальная горелка, которая нагревает термопару и зажигает горелку бегущего огня.

Электрогидравлическая автоматика «Кристалл» применяется для паровых котлов типа ДКВР и является сочетанием универсальных электрических методов измерения и надежных транзисторных усилителей с гидравлическими испытательными механизмами.

Автоматизация котлов состоит из автоматики регулирования и автоматики безопасности. В автоматику

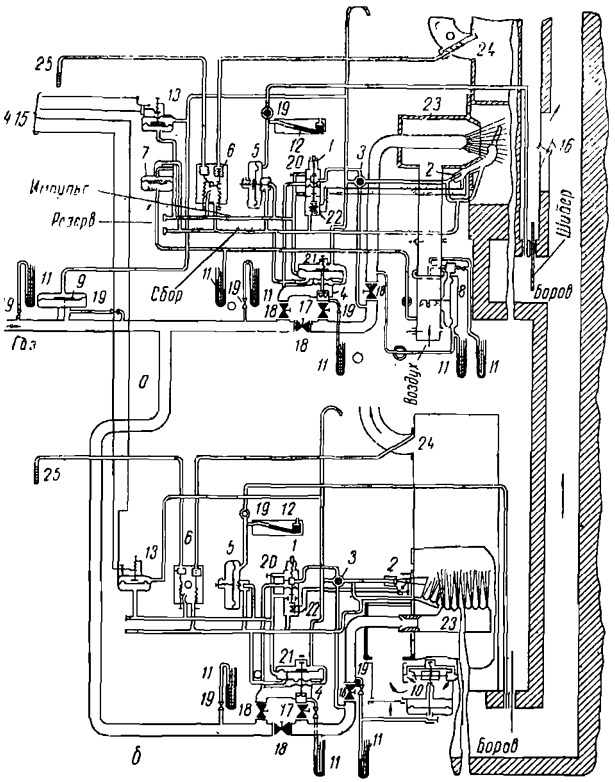


Рис. 69. Принципиальная технологическая схема автоматики АГК-1, АГК-2:

а — для котлов с горелками принудительной подачи воздуха; *б* — для котлов с инжекционными горелками; *1* — электромагнитный клапан; *2* — запальник с термопарой; *3* — кран рода работы; *4* — главный клапан; *5* — реле тяги; *6* — регулятор соотношения температур; *7* — реле давления воздуха; *8* — регулятор соотношения расходов газ — воздух; *9* — регулятор давления газа; *10* — пропорционирующий клапан воздуха; *11* — U-образные манометры; *12* — микроманометр; *13* — сигнальное реле; *14* — трансформатор сигнализации; *15* — сигнальный щиток; *16* — регулятор тяги; *17* — магнитные пускатели; *18* — кран и задвижки; *19* — краны; *20* — дроссель; *21* — клапан-ускоритель отсечки; *22* — сопротивление для настройки отсечки по потуханию запальника; *23* — горелка; *24* — датчик температуры воды из котла; *25* — датчик внешней температуры.

Таблица 140

Примерное сечение дымовых труб для отвода продуктов сгорания от котлов

Площадь поперечного сечения труб в *мм*	Внутренние размеры кирпичных дымовых труб		Теплопроизводительность котлов в тыс. *ккал/ч* при высоте дымовой трубы, в *м*			
	в *мм*	кирпич	15	20	25	30
16 900	130×130	$^1/_2 \times ^1/_2$	22	24,5	28	30,5
32 500	130×250	$^1/_2 \times 1$	42	48,5	54	59
50 000	200×250	$^3/_4 \times 1$	65	74,5	82,5	90,5
62 500	250×250	1×1	80	90,5	103	114
92 500	250×380	$1 \times 1\ ^1/_2$	122	140	159	173
127 500	250×510	1×2	165	190	213	234
144 400	380×380	$1\ ^1/_2 \times 1\ ^1/_2$	187	216	240	264
193 800	380×510	$1\ ^1/_2 \times 2$	250	290	320	355
260 000	510×510	2×2	340	398	443,5	475

регулирования входят четыре отдельных узла, выполняющих следующие функции: регулирование давления пара и паровой магистрали котла; регулирование постоянства соотношения количества газа и воздуха, подаваемого к горелкам котла; регулирование разрежения в топке; регулирование уровня воды в главном барабане.

Автоматика безопасности обеспечивает выполнение следующих операций: немедленная отсечка газа, подаваемого в горелки котла с одновременной звуковой или световой сигнализацией при погасании факела основной горелки, остановке дутьевого вентилятора и прекращения подачи воздуха к горелкам, остановке дымососа; звуковая и световая сигнализация с последующей отсечкой газа и остановкой топки котла при условии, если в течение определенного времени падение давления газа, подаваемого к горелкам, ниже допустимого значения, уменьшено разрежение в топке, превышено номинальное значение давления в главном барабане котла, снижение уровня воды ниже допустимого в главном барабане.

Автоматика безопасности обеспечивает невозможность розжига котла без предварительной вентиляции топки в течение заданного промежутка времени.

Указанные в табл. 143 данные уточняются расчетом в зависимости от местных условий и сопротивления всего тракта газоходов.

Дымовые трубы котельных теплопроизводительностью до 350 тыс. *ккал/ч* могут быть встроенными в зданиях при соблюдении следующих условий: толщина стенки дымохода, выходящей в помещение,— не менее 250 *мм*; шов кирпичной кладки должен быть плотный. Толщина шва кладки труб — не более 10 *мм*.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Испытываемые системы	Испытательное давление в *кг/см²*	Продолжительность испытания
		Испытание
Магистральные газопроводы II, III и IV категории, подземные	1,1 $P_р$, но не менее 10 *кг/см²* и должно превышать рабочее давление не менее чем на 5 *кг/см²*, давление в смежных с испытуемым участках должно быть не менее чем на 3 *ати* ниже чем в испытуемом участке	Подъем давления в газопроводе со скоростью 1—2 *ат/ч*. Испытание длится не менее 6 *ч*
Газопроводы низкого (до 0,05 *кг/см²*) давления подземные наружные $D_у > 150$ *мм*	3	Не менее 1 *ч*
То же, среднего давления (свыше 0,05 до 3 *кг/см²*)	4,5	То же
То же, высокого давления (свыше 3 до 6 *кг/см²*)	7,5	
То же, высокого давления (свыше 6 до 12 *кг/см²*)	15	

Порядок испытания и подготовительные работы	Результаты испытания
на прочность	
Участок газопровода, подвергаемый испытанию, отключается от соседних участков запорной линейной арматурой или заглушками. Испытание производится строительно-монтажной организацией под контролем и руководством комиссии, назначенной Госгазпромом СССР, после окончания всех строительных работ, врезки линейных кранов, отводов, приварки катодных выводов, дрипов и др. Давление в сети поднимается в несколько приемов и осматривается при давлении 0,3 и 0,6 от испытательного	Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение в нем давления за 6 ч не превышает величины, определяемой по формуле: $\Delta P \leqslant \frac{750}{D_y}$, где ΔP — величина падения давления в проц., D_y — условный диаметр газопровода в *мм*. Результаты испытания при равенстве величин по формуле оформляются актом
Испытание на прочность производится строительно-монтажной организацией. Поднимать давление в газопроводе нужно плавно. Перед испытанием газопровод присыпается мелким грунтом на 200—250 *мм* выше газопровода	После подъема давления до испытательного и выдержки не менее 1 ч давление снижается до атмосферного и производится осмотр газопровода, обмыливание дефектных мест с последующим устранением дефектов при атмосферном давлении. В результате испытания не должно наблюдаться резкого падения давления в газопроводе
То же	
Стыки газопроводов не засыпаются и не изолируются до испытания на плотность. Испытывается воздухом в траншее, газопровод присыпается на 200—250 *мм*	То же
То же	

Испытываемые системы	Испытательное давление в *кг/см²*	Продолжительность испытания
Вводы, дворовые и межцеховые газопроводы низкого давления (до $D_у$= 150 *мм*) подземные	1,0	Не менее 1 *ч*
Газопроводы наземные наружные низкого давления (до 0,05 *кг/см²*) распределительные	3	Не менее 1 *ч*
То же, вводы и дворовые разводки $D_у$ до 150 *мм*	1	Не менее 1 *ч*
То же, среднего давления (свыше 0,05 до 3 *кг/см²*)	4,5	Не менее 1 *ч*
То же, высокого давления (свыше 3 до 6 *кг/см²*)	7,5	Не менее 1 *ч*
То же, свыше 6 до 12 *кг/см²*	15	Не менее 1 *ч*
Газопроводы в помещениях промышленных и коммунальных предприятий низкого давления	1	До устранения дефектов
То же, среднего давления (до 1 *кг/см²*)	2	То же

Продолжение приложения

Порядок испытания и подготовительные работы	Результаты испытания
Испытание производится строительно-монтажной организацией после опуска газопровода в траншею и присыпкой его на 200—250 *мм* выше трубы	При испытании на прочность производится подъем давления в газопроводе до испытательного, выдерживается в течение 1 *ч*, после чего давление снижается до 0,2 *кг/см²* и производится осмотр, обмыливание и выявление дефектных мест с последующим устранением дефектов при атмосферном давлении
Испытание производится строительно-монтажной организацией. Давление поднимается до испытательного на прочность, выдерживается давление в течение 1 *ч*, после чего снижается до испытательного на плотность. Выявляются дефектные места путем внешнего осмотра и проверки обмыливанием всех соединений.. Устранение дефектов допускается после снижения давления в газопроводе до атмосферного	Газопровод считается выдержавшим испытание, если отсутствуют утечки и видимое падение давления по манометру
То же	То же
Испытание на прочность производится строительно-монтажной организацией	Газопровод считается выдержавшим испытание, если нет видимого падения давления по манометру
То же	То же

Испытываемые системы	Испытательное давление в *кг/см²*	Продолжительность испытания
Газопроводы в помещениях промышленных и коммунальных предприятий среднего давления, (свыше 1 до 3 *кг/см²*) распределительные	4,5	До устранения дефектов
То же, высокого давления (свыше 3 до 6 *кг/см²*)	7,5	То же
Газопроводы низкого давления жилых и общественных зданий, коммунально-бытовых и других объектов	1	
Газопроводы на переходах через водные преграды, под железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами	Нормы испытательных такие же, как для надземных газопро-	
ГРП с отключающей арматурой, регуляторами, сборниками конденсата, КИП и другим оборудованием при давлении газа в *кг/см²*:		
до 0,05	3	Не ме 1 ч
свыше 0,05 до 3	4,5	
свыше 3 до 6	7,5	
» 6 до 12	15	
Котельные отопительные газопроводы низкого давления до 0,05 *кг/см²*	1,0	Для выявления дефектных мест

Продолжение приложения

Порядок испытания и подготовительные работы	Результаты испытания
Испытание на прочность производится строительно-монтажной организацией	Газопровод считается выдержавшим испытание, если нет видимого падения давления по манометру
То же	То же
Испытываются строительно-монтажной организацией. Производится осмотр и обмыливание стыков арматуры от отключающих устройств на вводе в здание или лестничную клетку до кранов на спусках к приборам	После устранения дефектов создается давление 1 *кг/см²*. При испытании не должно наблюдаться падения давления
давлений принимаются пытания подземных и водов	То же
Газопровод выдерживается под давлением не менее 1 ч, после чего давление снижается до нормы, установленной для испытания на плотность, производится осмотр газопровода арматуры и оборудования. Плотность соединений при испытании воздухом проверяется обмыливанием	После осмотра и обмыливания устраняются обнаруженные дефекты. Газопровод считается выдержавшим испытание, если отсутствует видимое падение давления по манометру и утечка воздуха при обмыливании
Перед испытанием трубопровод продувается воздухом. Приборы автоматики испытанию на прочность не подвергаются. Испытательное давление выдерживается в течение 1 ч, после чего давление снижается до атмосферного и производится обмыливание стыков, устраняются дефекты. Испытание производится спецорганизацией, монтирующей газопровод	Газопровод считается выдержавшим испытание, если не наблюдается резкого падения давления в газопроводе

Испытываемые системы	Испытательное давление в *кг/см²*	Продолжительность испытания
		Испытание
Магистральные газопроводы II, III и IV категорий, подземные (газопроводы II категории — трубы с повышенной толщиной стенки и 100% контролем сварных стыков физическим методом; III категории — трубы с нормальной толщиной стенки и 100% контролем сварных стыков физическим методом; IV категории — трубы с нормальной, толщиной стенки и 5% контролем сварных стыков физическим методом)	Газопровод на плотность испытывается давлением равным максимальному рабочему	После снижения давления в газопроводе до $P_{раб.макс.}$ и выдерживания 24 *ч* для выравнивания температуры газа (воздуха) с температурой грунта. После этого производится испытание в течение не менее 24 *ч*
Газопроводы низкого давления (до 0,05 *кг/см²*) подземные наружные $D_y > 150$ *мм*	1	После снижения $P_{исп}$ на прочность до 1 *кг/см²* производят испытание в течение не менее 1 *ч*
То же, среднего давления (свыше 0,05 до 3 *кг/см²*)		Не менее 24 *ч*

Порядок испытания и подготовительные работы	Результаты испытания
на плотность	
Газопровод испытывается на плотность после снижения $P_{исп}$ на прочность до максимального рабочего. Падение давления в проц. определяется по формуле $\Delta P = 100\left(1 - \frac{P_{кон}\,T_{нач}}{P_{нач}\,T_{кон}}\right)$, где ΔP — величина падения в проц. от начального испытательного давления; $T_{нач}$ — абсолютная температура газа или воздуха в начале испытания в *град* С, $T_{кон}$ — то же, в конце испытания в *град* С $P_{нач} = P^{б}_{нач} + P^{м}_{нач}$ в *кг/см*², $P_{кон} = P^{б}_{кон} + P^{м}_{кон}$ в *кг/см*², где $P^{б}$ — давление барометрическое; $P^{м}$ — давление манометрическое	Газопровод считается выдержавшим испытание на плотность, если падение давления за 24 ч не превышает величины, определенной по формуле $\Delta P \leqslant \frac{500}{D_у}$ где $D_у$ — условный диаметр газопровода в *мм*; ΔP — величина падения давления в проц.
Испытание производится после полной засыпки газопровода строительно-монтажной организацией при участии представителя треста или конторы газового хозяйства, а газовых сетей промышленных и коммунальных предприятий — строительно-монтажной организацией при участии представителя предприятия	Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение давления в нем не превышает величину, определяемую по формуле $\Delta P = \frac{300\,T}{D_у}$
То же	То же

Испытываемые системы	Испытательное давление в *кг/см²*	Продолжительность испытания
Газопроводы высокого давления (свыше 3 до 6 *кг/см²*) подземные	6	Не менее 24 *ч*
То же, высокого давления (свыше 6 до 12 *кг/см²*) подземные	12	Не менее 24 *ч*
Вводы, дворовые и межцеховые газопроводы низкого давления $D_у$ до 150 *мм* подземные	0,2	Не менее 1 *ч*
Газопроводы надземные (наружные) низкого давления (до 0,05 *кг/см²*) распределительные	1,0	Не менее 30 *мин*
То же, вводы и дворовые разводки $D_у$ до 150 *мм*	0,2	Не менее 30 *мин*
Среднего давления (свыше 0,05 до 3 *кг/см²*)	3	Не менее 30 *мин*

Порядок испытания и подготовительные работы	Результаты испытания
Испытание производится после полной засыпки газопровода строительно-монтажной организацией при участии представителя треста или конторы газового хозяйства, а газовых сетей промышленных и коммунальных предприятий— строительно-монтажной организацией при участии представителя предприятия	При одном диаметре и для участков различных диаметров по формуле: $$\Delta P = 0{,}3\,T \times \frac{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \ldots + d_n l_n}{d_1^2 l_1^2 + d_2^2 l_2^2 + \ldots + d_n^2 l_n^2}$$ где ΔP — расчетное падение давления в проц.; T — продолжительность испытания в *ч*; d_1, d_2 — внутренние диаметры отдельных участков газопроводов в *мм*; l_1, $l_2 \ldots$ — длина этих участков в *м*. Фактическое падение давления за время испытания $\Delta P_1 = (H_1 + B_1) - (H_2 + B_2)$, где H_1 и H_2 — показания манометра в начале и конце испытания в *мм рт. ст.*; B_1 и B_2 — показания барометра в начале и в конце испытания в *мм рт. ст.*
Испытание производится строительно-монтажной организацией при участии представителя конторы газового хозяйства после засыпки газопровода на полную глубину до проектных отметок	Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение давления по жидкостному манометру не превышает 10 *мм вод. ст. в 1 ч*
Надземные газопроводы всех давлений при испытании на плотность должны выдерживаться под давлением не менее 30 *мин*, после чего, не снижая давления, производят их внешний осмотр и проверяют обмыливанием все сварные, фланцевые и резьбовые соединения	Газопроводы считаются выдержавшими испытание при отсутствии видимого падения давления по манометру и утечки воздуха при проверке соединений обмыливанием
То же	То же

Испытываемые системы	Испытательное давление в *кг/см²*	Продолжительность испытания
Газопроводы высокого давления (свыше 3 до 6 *кг/см²*)	6	Не менее 30 *мин*
То же, свыше 6 до 12 *кг/см²*	12	Не менее 30 *мин*
Газопроводы низкого давления в помещениях промышленных и коммунальных предприятий	0,1	Не менее 1 *ч*
То же, среднего (до 1 *кг/см²*)	1,0	Не менее 1 *ч*
То же, среднего (свыше 1 до 3 *кг/см²*)	3,0	Не менее 12 *ч*
То же, высокого (свыше 3 до 6 *кг/см²*)	Давлением 1,25 от рабочего давления, но не более 6 *кг/см²*	Не менее 12 *ч*
То же, свыше 6 до 12 *кг/см²*	Давлением 1,25 от рабочего давления, но не более 12 *кг/см²*	Не менее 12 *ч*

Продолжение приложения

Порядок испытания и подготовительные работы	Результаты испытания
Надземные газопроводы всех давлений при испытании на плотность должны выдерживаться под давлением не менее 30 *мин*, после чего, не снижая давления, производят их внешний осмотр и проверяют обмыливанием все сварные, фланцевые и резьбовые соединения	Газопроводы считаются выдержавшими испытание при отсутствии видимого падения давления по манометру и утечки воздуха при проверке соединений обмыливанием
То же	То же
Давление поднимается до испытательного 0,1 *кг/см²* и производится осмотр и обмыливание всех соединений на газопроводе	Газопроводы считаются выдержавшими испытания, если падение давления не превысит 60 *мм вод. ст.* в 1 *ч*
Давление поднимается до испытательного и производится осмотр и обмыливание всех соединений на газопроводе	То же, если падение давления в течение 1 *ч* не будет превышать 1,5%
Испытание производится строительно-монтажной организацией при участии представителей предприятий	Газопровод считается выдержавшим испытание на плотность, если падение давления в нем, подсчитанное по формуле $\Delta P = 100 \frac{(1 - P_{кон} \cdot T_{нач}}{P_{нач} \cdot T_{кон}}$, не превысит величины $\frac{K - 50\,T}{D_{вн}}$, где K — допустимая величина падения давления в проц.; T — продолжительность испытания в 1 *ч*; $D_{вн}$ — внутренний диаметр испытуемого газопровода в *мм*
Величина фактического падения давления в газопроводе за время испытания его на плотность определяется по формуле $\Delta P = 100\left(1 - \frac{P_{кон}\ T_{нач}}{P_{нач} \cdot T_{кон}}\right)$, где ΔP — фактическая величина падения давления в проц.; $P_{нач}$ — сумма манометрического и барометрического давлений в начале испытания в *кг/см²*; $T_{нач}$ — абсолютная температура воздуха в газопроводе в начале испытания в *град* С; $T_{кон}$ — то же, в конце испытания в *град* С	

Испытываемые системы	Испытательное давление в *кг/см²*	Продолжительность испытания
Газопроводы низкого давления жилых и общественных зданий, коммунально-бытовых и других объектов	0,04 — с установленными счетчиками и подключением приборов; 0,05 — при отсутствии счетчиков и подключением приборов	5
Газопроводы на переходах через водные преграды, под железнодорожными, трамвайными и автомобильными дорогами	Нормы испытательных давлений принимаются такие же, как для испытания подземных и надземных газопроводов	5 *мин*
ГРП с установленной отключающей арматурой, регуляторами, сборниками конденсата, КИП и другого оборудования		
При давлении до 0,05 *кг/см²*	1	Не менее 12 *ч*
свыше 0,05 до 3	3	Не менее 12 *ч*
» 3 до 6	6	Не менее 12 *ч*
» 6 до 12	12	Не менее 12 *ч*
Котельные отопительные; газопроводы низкого давления (до 0,05 *кг/см²*)	1000 *мм вод. ст.*	После испытания газопровода на прочность давление снижается до испытательного на плотность и выдерживается не менее 1 *ч*

Примечания: 1. Перед испытанием на прочность и 2. Заглушки, устанавливаемые на газопроводах при испытании, фекты исправляются после снижения давления до атмосферного. исправляться путем вырубки сварных швов и сварки вновь, а вновь. 5. Испытание газопроводов и ГРП на прочность и плотность ности. 6. О результатах испытаний составляются акты. 7. В ото- ды среднего давления до 3 *кг/см²* должны испытываться на проч 12 *кг/см²* — на прочность годой и плотность воздухом. Испы мышленных и коммунальных предприятий соответствующего

Продолжение приложения

Порядок испытания и подготовительные работы	Результаты испытания
Испытание производится после окраски трубопроводов с подключенными газовыми приборами	Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение давления в нем за 5 *мин* не превышает 20 *мм вод. ст.*
Испытание первое: после укладки на место, полного монтажа и засыпки до проектной отметки всего перехода, подлежащего испытанию Испытание второе: воздухом при окончательном испытании всего газопровода в целом	По нормам основного газопровода
Испытание производится строительно-монтажной организацией с участием представителя конторы газового хозяйства	Газопроводы, арматура и оборудование считаются выдержавшими испытание, если падение давления не превышает 1% от начального
Испытание производится спецорганизацией, производившей монтаж газопровода и оборудования котельной в присутствии представителей Горгаза и заказчика	Газопровод считается выдержавшим испытание, если в течение 1 ч падение давления было не более 60 *мм вод. ст.*

плотность газопроводы, ГРП и ГРУ продуваются воздухом. рассчитываются на максимальное давление. 3. Выявленные де-4. Дефекты сварных швов, выявленные при испытании, должны резьбовые и фланцевые соединения разбираются и собираются должно производиться с соблюдением правил техники безопаспительных и производственных котельных внутренние газопроводность и плотность воздухом, а высокого давления свыше 3 до тательное давление принимается как для газопроводов продавления.

ЛИТЕРАТУРА

Инструкция по технологии и организации производства работ при прокладке газопроводов в городах. М., Министерство газовой промышленности СССР, 1965.

Правила безопасности в газовом хозяйстве. Госгортехнадзор РСФСР; УССР; БССР. М., изд-во «Недра», 1965.

Правила технической эксплуатации и техники безопасности в газовом хозяйстве. РСФСР. М., Госстройиздат, 1966.

СНИП II-Д. 10—62. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования. М., Госстройиздат, 1963.

СНиП III-Д. 10—62. Магистральные трубопроводы. Правила организации строительства, производства работ и приемки в эксплуатацию. М., Госстройиздат, 1962.

СНиП III-В. 6.1—62. Защита подземных металлических сооружений от коррозии. Правила производства и приемки работ. М., Госстройиздат, 1963.

СНиП III-Г. 11—62. Отопительные печи, дымовые и вентиляционные каналы жилых и общественных зданий. Правила производства и приемки работ. Госстрой СССР. М., Госстройиздат, 1963.

СНиП II-Г. 13—66. Газоснабжение, наружные сети и сооружения. Нормы проектирования. М., Госстройиздат, 1967.

СНпП III-Г. 7—66. Газоснабжение, наружные сети и сооружения. Правила организации и производ-

ства работ, приемка в эксплуатацию. М., Госстройиздат, 1967.

СНиП I-Г. 9—66. Газоснабжение, наружные сети и сооружения. Материалы, изделия, оборудование и сборные конструкции. М., Госстройиздат, 1967.

СНиП II-Г. 11—66. Газоснабжение, внутреннее газооборудование. Нормы проектирования. М., Госстройиздат, 1966.

СНиП III-Г. 2—66. Газоснабжение, внутренние устройства. Правила производства и приемки работ. М., Госстройиздат, 1967.

СНиП II-Г. 9—65. Котельные установки. М., Госстройиздат, 1966.

Белодворский Ю. М. Газоснабжение предприятий. М., изд-во МКХ РСФСР, 1963.

Бережнов И. А. Поточная линия очистки и изоляции труб для строительства городских газопроводов. «Строительство трубопроводов», 1960, № 6.

Берхман Е. И. Экономика систем газоснабжения. Л., изд-во «Недра», 1964.

Гордюхин А. И. Газооборудование жилых домов и промышленных предприятий. М., Стройиздат, 1965.

Гордюхин А. И. Эксплуатация газовых сетей и установок. М., Стройиздат, 1965.

Иванцов О. М. Индустриализация строительства магистральных газопроводов. М., Госстройиздат, 1960.

Ионин А. А. Газоснабжение. М., Стройиздат, 1965.

Кулаков Н. Г., Марченко А. П. Краткий справочник мастера-сантехника. К., изд-во «Будівельник», 1966.

Курюкин С. А. Системы газоснабжения предприятий. М., Госстройиздат, 1962.

Нечаев М. А., Иссерлин А. С., Младок Б. И., Плотникова А. Н. Справочник

работника газового хозяйства. М., изд-во «Недра», 1965.

Пестов Г. Н. Закрытая прокладка трубопроводов. М., Госстройиздат, 1964.

Стаскевич Н. А. Справочное руководство по газоснабжению. Л., Гостоптехиздат, 1960.

Смирнов В. А. Технико-экономическое обоснование схем газоснабжения. М., Госстройиздат, 1964.

Чугунов М., Хомич А. Справочник работника газовой промышленности. Минск, изд-во «Наука и техника», 1965.

Шальнов А. П. Строительство подземных городских газопроводов. М., изд-во МКХ РСФСР, 1963.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава I. Физико-химические свойства газов 5

Характеристика горючих газов 5

Основные параметры газа 9

Глава II. Трубы и оборудование газопроводов 12

Трубы 12
Арматура 25
Общие сведения 25
Техническая характеристика арматуры 29
Регулирующее и предохранительное оборудование 48
Гидравлические затворы и конденсатосборники 48
Компенсаторы, коверы, контрольные трубки и пункты 53
Регуляторы давления 56
Газогорелочные устройства 69
Контрольно-измерительные приборы 88

Глава III. Устройство магистральных и городских газопроводов 96

Магистральные газопроводы 96
Городские газопроводы 97
Газорегуляторные пункты и установки 99
Прокладка городских газопроводов 110

Глава IV. Технико-экономическое обоснование систем газоснабжения 124

Технико-экономическое сравнение вариантов систем газоснабжения 124
Технико-экономические показатели систем газоснабжения 126
Возможности снижения расхода газообразного топлива 130

Глава V. Проектирование городских газовых сетей, внутренних систем газоснабжения и котельных . . 132
Состав проектной документации 132
Городские газовые сети . 132
Внутренние системы газоснабжения 133
Отопительные котельные 135
Потребление газа и нормы расхода 137
Годовой расход газа потребителями 139
Расчетно-часовой расход газа и режим газопотребления . 143
Гидравлический расчет газовых сетей 145
Расчет газопроводов низкого давления 146
Расчет газопроводов среднего и высокого давления 152
Примеры расчета газопроводов 155

Глава VI. Строительство городских наружных систем газоснабжения 167
Общие сведения . 167
Подготовительные работы 169
Земляные работы 171
Сварочные работы 180
Изоляционные работы 206
Укладка и монтаж газопроводов . . 231
Продувка, испытание и приемка газовых сетей в эксплуатацию . 236
Надземные газопроводы 238
Подводные газопроводы 240
Переходы под путями 246

Глава VII. Устройство и строительство внутренних систем газоснабжения 255
Строительство внутренних систем . 255
Газоснабжение жилых и общественных зданий 262
Газовые приборы и установки 267
Перевод отопительных печей с твердого топлива на газовое . . . 285
Газоснабжение промышленных и коммунальных предприятий . 288
Отопительные котельные . 291
Приложение 299
Литература 314

ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ

Издательство «Будівельник» готовит к печати в 1969 году для инженерно-технических работников жилуправлений, механиков и энергетиков предприятий, слесарей-сантехников, занимающихся эксплуатацией систем теплоснабжения, новую книгу авторов Кулакова Н. Г. и Бережнова И. А. **Справочник по эксплуатации систем теплоснабжения.** Язык русский, 20 лист., цена 1 руб. 26 коп.

Авторы приводят основные сведения по приемке, пуску, наладке, технической эксплуатации и ремонту котельных, тепловых сетей, систем отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий, коммунальных предприятий. Приводится подробная эксплуатационная техническая характеристика оборудования, входящего в системы теплоснабжения, расчеты при выборе-замене технологического оборудования, даются технические решения и схемы их автоматизации и диспетчеризации. Даны основные инструкции, указания, правила, технико-экономические показатели по эксплуатации систем теплоснабжения.

Предварительные заказы, уважаемые товарищи, можете направлять в любой книжный магазин или по адресу: Киев-3, Владимирская, 24, издательство «Будівельник».