6С9.4
Г 68
УДК [622.691.4+696.2](075.3)

Рецензенты: отделение «Газовое хозяйство» Калининградского коммунально-строительного техникума; И. В. Дудин (заместитель начальника Главгаза МЖКХ РСФСР).

Гордюхин А. И.

Г 68 Газовые сети и установки. (Устройство и проектирование). Учебник для техникумов. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Стройиздат, 1978.

383 с. с ил.

Приведены сведения о способах сжигания газа в газовых горелках. Описано устройство и даны характеристики бытовых газовых приборов и установок, а также различных систем подачи и распределения газа. Освещены вопросы устройства, проектирования и гидравлического расчета газовых сетей и газооборудования жилых домов и предприятий.

Учебник предназначен для учащихся техникумов, обучающихся по специальности «Газовое хозяйство».

6С9.4

Г $\frac{30210-211}{047(01)-78}$ 175—78

© Стройиздат, 1978

ПРЕДИСЛОВИЕ

В последние годы продолжает бурно развиваться газовая промышленность и на ее основе осуществляется широкая газификация городов, рабочих поселков и сельских населенных пунктов. Так, в 1960 г. в стране было добыто газа 47,2 млрд. м³ и газом пользовались жители 3,4 млн. квартир, к 1965 г. добыча газа возросла до 130 млрд. м³ и газ подавался в 10,3 млн. квартир. В 1975 г. добыча газа составила 289 млрд. м³, а число газифицированных квартир достигло 41,2 млн., т. е. 56% всего жилого фонда.

В соответствии с решениями XXV съезда КПСС намечено довести в 1980 г. добычу газа до 400—435 млрд. м³.

Широкий размах работ по газификации определил необходимость создания новой отрасли хозяйства многих городов и сельской местности — газового хозяйства, основой которого являются газовые сети и установки для регулирования давления и сжигания газа. Газовые сети представляют собой сложную инженерную систему трубопроводов для подачи газа различным потребителям. Даже в небольших населенных пунктах протяженность газопроводов измеряется многими десятками и сотнями километров, а в крупных городах она может достигать нескольких тысяч километров. Все газопроводы взаимосвязаны между собой через регуляторные установки, обеспечивающие заданное давление газа в зависимости от назначения газопровода.

Установки для сжигания газа являются наиболее объемной частью газового хозяйства города или района. К ним в первую очередь относятся бытовые газовые приборы — плиты, водонагреватели, холодильники. К установкам для сжигания газа относятся также переведенные на газ отопительные и промышленные котлы и печи, а также приборы и установки предприятий общественного питания. Хотя число этих установок во много раз меньше, чем бытовых, но работают они в более сложных условиях и потребляют большое количество газа.

В настоящее время стали создаваться районные системы, предназначенные для обеспечения газом не только городских, но и сельских потребителей на большой территории.

Надежность и безопасность работы системы газоснабжения в значительной степени зависит от того, насколько хорошо обслуживающий персонал знает устройство и принцип работы системы и ее отдельных элементов, а также от правильности принятых проектных решений. Опыт показывает, что хорошо составленный проект позволяет сокращать капиталовложения и расход металла при газификации. При этом простота и надежность системы не только не снижается, а, наоборот, повышается.

Цель настоящей книги состоит в том, чтобы ознакомить учащихся с различными схемами газовых сетей и отдельными узлами домовых и уличных газопроводов, а также с приборами и установками для сжигания газа и научить их принимать правильные решения при проектировании сетей.

ГЛАВА I. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СССР И ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГОРЮЧИХ ГАЗАХ

1. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СССР

Возникновение и развитие газовой промышленности в нашей стране относится к сороковым годам прошлого столетия. Первый газовый завод был построен в Петербурге в 1835 г. Позднее были построены заводы в Риге, Вильно, Москве, Одессе, Харькове и некоторых других городах; крупнейшим из них был Московский завод, вступивший в строй в 1865 г. Весь газ в то время вырабатывался из каменного угля и предназначался для целей освещения, отчего газ получил название светильный. Трубы применялись только чугунные с раструбными соединениями на свинце. Давление в газопроводах создавалось на заводе и было только низким, не превышающим 100 мм водного столба (1 кПа). По мере удаления газопроводов от заводов давление падало и в наиболее удаленных точках сети было минимальным.

После Великой Октябрьской социалистической революции началось применение газа в быту и в промышленности, а газовое освещение стало вытесняться электрическим. В 1931 г. в Москве кроме каменноугольного начал вырабатываться нефтяной газ. Для подачи газа в наиболее удаленные районы столицы приступили к прокладке газопроводов среднего давления и стали сооружать районные регуляторные пункты.

В районах нефтяных промыслов Баку в небольшом количестве стали применять также попутный природный газ. Однако широкое развитие газовая промышленность в нашей стране получила только после Великой Отечественной войны в связи с завершением строительства первого магистрального газопровода Саратов—Москва. Этот газопровод диаметром 300 мм и протяженностью 850 км, вступивший в эксплуатацию в 1946 г., создал необходимые условия для широкой газификации столицы и определил дальнейшее ее направление на базе природного газа. К тому времени в Москве было газифицировано всего лишь 56 тыс. квартир, тогда как в 1976 г. газом пользовались жители более 2,2 млн. квартир, т. е. все население столицы.

Вслед за газопроводом Саратов—Москва были построены газопровод Кохтла-Ярве—Ленинград для подачи искусственного сланцевого газа из Эстонии и газопровод от месторождений природного газа в Западной Украине Дашава—Киев—Брянск—Москва. Затем началось интенсивное освоение газовых месторождений в Ставропольском и Краснодарском краях и строительство магистральных газопроводов в центральных районах страны. Газовая промышленность вступила в период бурного развития. Началась широкая газификация городов и сельских населенных пунктов.

Основой газификации страны являются природные газы, по запасам которых мы занимаем первое место в мире. Около половины территории СССР относится к числу площадей, перспективных по газоносности. Запасы газа сосредоточены в следующих районах (тыс. млрд. м³): Западная Сибирь—17; Северный Кавказ—4; Восточная Сибирь — 17; Украина — 4; Средняя Азия — 10; Закавказье — 2; Волго-Уральский район — 6; Коми АССР — 1; Казахстан — 5; Дальний Восток — 1.

С каждым годом все больше увеличиваются промышленные запасы природного газа, что можно проследить по приведенным данным табл. 1.

Таблица 1. Рост промышленных запасов природного газа

Год	Запасы газа, млрд. м³	Год	Запасы газа, млрд. м³	Год	Запасы газа, млрд. м³	Год	Запасы газа, млрд. м³
1957	860	1962	2550	1966	3600	1970	12 000
1958	1100	1963	2790	1967	4400	1972	18 000
1959	2200	1964	3060	1968	8000	1974	22 400
1960	2340	1965	3220	1969	9000	1975	>25 000

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

В практике газоснабжения применяются различные газы, отличающиеся по происхождению, химическому составу и физическим свойствам. По происхождению горючие газы разделяются на естественные, или природные и на искусственные, вырабатываемые из твердого и жидкого топлива. Природные газы добываются из скважин чисто газовых месторождений, а также нефтяных месторождений попутно с нефтью.

Таблица 2. Средний состав некоторых природных газов

Месторождение	Состав газа, %								Теплота сгорания, кДж (ккал/м³)	Плотность по воздуху
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	N_2	H_2S (мг/м³)		
Ставропольское	98,7	0,35	0,12	0,06	—	0,1	0,67	—	35 826 (8530)	0,56
Дашавское	98,3	0,3	0,12	0,15	—	0,1	1,03	—	35 784 (8520)	0,56
Шебелинское	93,5	4,0	1,0	0,5	0,5	0,1	0,4	—	38 346 (9130)	0,61
Краснодарское	89,6	4,1	0,7	0,1	1,3	3,8	0,4	—	37 506 (8930)	0,64
Джебольское (Коми АССР)	91,5	3,3	1,4	—	1,6	0,2	2,0	—	38 640 (9200)	0,62
Березовское (Тюменская область)	94,6	0,5	0,3	0,2	—	1,1	3,3	—	34 902 (8310)	0,59
Мубарсенское (Узбекская ССР)	90,4	2,7	0,9	0,2	0,6	—	5,2	—	36 162 (8610)	0,60
Кызылкумское (Туркменская ССР)	93,5	2,6	1,4	2,5	—	—	—	—	39 522 (9410)	0,62
Комсомольское (Таджикская ССР)	90,0	6,0	1,0	0,5	0,3	0,2	2,0	—	38 010 (9050)	0,62
Оренбургское	83,0	5,0	2,0	1,0	1,0	1,0	4,0	20	38 010 (9050)	0,64

* Примечание. Объем газа здесь и в дальнейшем дан при 0° С и 760 мм рт. столба.

Газы чисто газовых месторождений преимущественно состоят из метана с небольшим содержанием тяжелых углеводородов. Онн характеризуются относительным постоянством состава и теплотой сгорания (табл 2)

В газах газонефтяных месторождений наряду с метаном содержится значительное количество тяжелых углеводородов (пропан и бутан) К числу газонефтяных месторождений в первую очередь относятся Азербайджанское, Коми АССР Сахалинское и некоторые другие

Природный газ не имеет запаха в связи с этим до подачи в сеть его одорируют т е добавляют небольшое количество органических веществ (одорантов) обладающих резким запахом, что позволяет обнаруживать утечки Исключение составляют газы со значительным содержанием сероводорода, как например, Оренбургских месторождений, которые обладают резким запахом.

Искусственные газы вырабатывают на специальных газобензиновых заводах, а также на заводах по переработке нефти или получают как побочный продукт при сжиганин угля на металлургических заводах Для газоснабжения населенных пунктов из искусственных газов используют главным образом сжиженные углеводородные газы которые представляют собой смесь, состоящую преимущественно из пропана (C_3H_8) нормального бутана и изобутана (C_4H_{10}) В отдельных случаях в состав смеси входит также пропилен (C_3H_6), бутилен (C_4H_8) и некоторые другие углеводороды. Характерным свойством углеводородных газов и их смесей является их относительно легкий переход в жидкое состояние при нормальной температуре и небольшом давлении При снижении давления эти газы переходят обратно в газообразное состояние Таким образом, углеводородные фракции, находясь в жидком состоянин, приобретают преимущества свойственные жидкостям при хранении и транспорте Находясь в газообразном состоянии, они приобретают преимущества свойственные газам при их распределении по сетям

Основным источником получения сжиженных газов являются попутные нефтяные газы которые подвергаются переработке с целью получения из них бензина и сжиженных газов Другим источником получения сжиженных газов являются заводы по переработке нефти Большинство искусственных каменноугольных газов содержит значительиое количество высокотоксичного га

за — окиси углерода (CO). Наличие в газе окиси углерода и других ядовитых веществ весьма нежелательно, так как они усложняют производство эксплуатационных работ и даже небольшие утечки газа в помещениях могут создавать опасность отравления.

3. ОСНОВНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНЫХ И СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

Количество тепла, выделяемое при полном сгорании единицы количества топлива, называют теплотой сгорания которая является одной из основных характеристик топлива. Теплоту сгорания газов обычно относят к 1 м³, взятому при нормальных условиях Для сжиженных газов теплота сгорания нередко относится также к 1 кг Различают высшую ($Q_в$) и низшую ($Q_н$) теплоту сгорания Высшая теплота сгорания ($Q_в$) учитывает теплоту конденсации водяных паров образующихся при сжигании топлива Низшая теплота сгорания ($Q_н$) не учитывает тепло, содержащееся в водяных парах продуктов сгорания, так как водяные пары не конденсируются а уносятся с продуктами сгорания

Понятия высшей и низшей теплоты сгорания относятся только к тем газам, при сгорании которых выделяются водяные пары (к окиси углерода, не дающей при сгорании паров воды, эти понятия не относятся) Как известно, при конденсации водяных паров выделяется тепло, равное 2260 кДж/кг (539 ккал/кг). Кроме того при охлаждении конденсата до 0° выделяется тепло в количестве 419 кДж/кг (100 ккал/кг) Всего за счет конденсации водяных паров выделяется тепла более 2514 кДж/кг (600 ккал/кг) что составляет разность между высшей и низшей теплотой сгорания газа. Для большинства газов применяемых для газоснабжения, эта разность составляет 8—10%

Кроме теплоты сгорания при использовании газов необходимо знать температуру горения, температуру воспламенения и кипения, а также количество воздуха, необходимого для сжигания 1 м³ газа. Температура горения имеет значение при термической обработке металла, в частности при использовании газа для сварки и резки От температуры кипения зависит состояние углеводородных газов, а именно будет ли происходить

Таблица 3. Физико-химические свойства углеводородов метанового ряда

Свойства	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	*изо*-Бутан C_4H_{10}	*н*-Бутан C_4H_{10}
Молекулярный вес, г/моль	16,03	30,07	44,07	58,52	
Содержание, % весовые:					
углерода	74,88	79,88	81,72	82,66	
водорода	25,12	20,12	18,28	17,34	
Температура горения в воздухе, °С:					
наблюдаемая	1821,5	1898,5	1926,5	1901,5	1896,5
расчетная	1919,3	1950,4	1968,8	1974,3	1974,3
Температура воспламенения, °С	695,0	520,4	465,0	510,3	480,4
Температура кипения при 760 мм рт. ст., °С	—161,4	—88,6	—42,1	—11,7	—0,5
Относительный удельный вес (по воздуху)	0,555	1,048	1,550	2,077	2,084
Теплота сгорания, кДж/кг (ккал/кг):					
высшая	55 709 (13 264)	52 076 (12 399)	50 534 (12 032)	49 711 (11 836)	49 711 (11 836)
низшая	50 207 (11 954)	47 548 (11 321)	46 414 (11 051)	45 805 (10 906)	45 805 (10 906)
Теплота сгорания, кДж/м³ (ккал/м³):					
высшая	39 875 (9494)	69 857 (16 633)	99 418 (23 671)	128 864 (30 682)	128 864 (30 682)
низшая	35 822 (8529)	63 781 (15 186)	91 316 (21 742)	118 780 (28 281)	118 760 (28 281)
Количество воздуха, необходимого для сжигания 1 м³ газа, м³	9,54	16,66	23,06	30,95	30,95
Критическая температура, °С	—82,50	32,27	96,85	134,98	152,01
Критическое давление, МПа (ат)	4,58 (45,8)	4,83 (48,3)	4,2 (42,0)	3,6 (36,0)	3,75 (37,5)

испарение сжиженного газа при данной температуре. Количество воздуха, необходимого для сжигания газа, определяет мощность приточной системы вентиляции и количества продуктов сгорания. Основные свойства углеводородных газов приведены в табл. 3.

Из таблицы видно, что наиболее высокая температура горения обеспечивается при сжигании пропана. Заметим также, что пропан начинает кипеть при температуре —42° С, а бутан — при температуре —0,5° С. Следовательно, при отрицательных температурах бутан не испаряется, и зимой на открытом воздухе использовать его нельзя. Состав газов, используемых для газоснабжения населенных пунктов, должен удовлетворять требованиям ГОСТ 5542—50. Ниже приведены требования к составу газа для коммунально-бытового потребления по ГОСТ 5542—52:

Допустимое отклонение от номинальной низшей теплоты сгорания, %, не более . .	±10
Содержание различных веществ в газе на 100 м³, г, не более:	
сероводорода	2
аммиака	2
смолы и пыли	0,1
нафталина:	
зимой	5
летом	10
Содержание кислорода, %, не более . . .	1
Запах должен появляться при содержании в воздухе 1% (по объему) газа.	

4. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Газ в отличие от твердого и жидкого топлива в смеси с воздухом может взрываться. Характерной особенностью взрыва является высокая скорость распространения пламени, во много раз превышающая обычную скорость горения.

Различают нижний и верхний предел взрываемости, т. е. процентное содержание газа в воздухе, при котором возможны воспламенение и взрыв газовоздушной смеси (табл. 4). Газ считается тем взрывоопаснее, чем шире пределы взрываемости (больше разрыв между низшим и высшим пределами). При использовании газа нельзя допускать создания взрывоопасных концентраций, для

Таблица 4. Пределы воспламеняемости некоторых газов

Наименование газа	Содержание газа в смеси с воздухом, %		Наименование газа	Содержание газа в смеси с воздухом %	
	нижний предел	верхний предел		нижний предел	верхний предел
Водород	4,0	74,2	Пропан	2,37	9,50
Окись углерода	12,50	74,2	Коксовый газ	5,60	31,0
Метан	5,0	15,0	Водяной газ	6,20	72,0
Этан	3,22	12,45	Генераторный газ	20,70	73,70
Бутан	1,86	8,41	Ацетилен	2,50	8,00

этого должны быть полностью исключены утечки газа в помещениях. При взрыве газа резко повышается давление, достигая при этом опасных пределов, из-за чего нередко происходит разрушение топок котлов (при неправильном розжиге последних), а также помещений (при утечках газа). Величина давлений при взрыве различных газов определяется по формулам:

$$p_{взр} = \frac{p_0 T_{взр} V_к}{T_0 V_н}; \quad (1)$$

$$p_{взр} = \frac{p_0 (0{,}00795 Q_н + 0{,}99 V_к)}{V_н}. \quad (2)$$

В формулах p_0 — начальное давление смеси; T_0 — начальная температура исходных продуктов; $T_{взр}$ — действительная температура взрыва; $V_н$ — начальный объем исходных продуктов; $V_к$ — конечный объем продуктов взрыва.

Величины давлений взрыва некоторых газов приведены в табл. 5*.

Величина давления взрыва зависит от содержания газа в смеси. При максимальном содержании метана давление взрыва почти в два раза выше, чем при минимальном. Так, при содержании 4% метана в смеси давление взрыва равно 0,325 МПа (3,25 кгс/см²), при 7%—0,6 МПа (6 кгс/см²), при 9,5%—0,7 МПа (7 кгс/см²), при 15%—0,67 МПа (6,7 кгс/см²).

При взрыве газа в длинных прямых газопроводах

* В табл. 5 и далее по всему тексту учебника принимаем с некоторым приближением: 1 кгс/см² ≈ 100 кПа ≈ 0,1 МПа или 1 мм вод. ст. ≈ 10 Па ≈ 0,01 кПа.

Таблица 5. Давления взрыва некоторых газов, МПа (кгс/см²)

Газ	Давление взрыва, рассчитанное по формуле		Опытные данные давлений взрыва
	(1)	(2)	
Метан	0,87 (8,7)	0,74 (7,38)	—
Ацетилен	1,03 (10,3)	0,92 (9,2)	0,96 (9,6)
Этилен	0,89 (8,9)	0,83 (8,3)	0,76 (7,6)
Этан	0,87 (8,7)	0,77 (7,75)	0,76 (7,6)— 0,63 (6,26)
Пропилен	0,875 (8,75)	0,82 (8,23)	—
Пропан	0,85 (8,5)	0,71 (7,1)	0,73 (7,3); 0,61 (6,1)
Бутан	0,86 (8,6)	0,8 (8,0)	0,73 (7,3); 0,62 (6,2)
Бутилен	0,88 (8,8)	0,83 (8,26)	—
Пентан	0,87 (8,67)	0,85 (8,5)	0,85 (8,5)
Водород	0,73 (7,3)	0,68 (6,84)	—
Окись углерода	0,80 (7,97)	0,79 (7,89)	—
Доменный газ	0,55 (5,55)	0,49 (4,9)	0,45 (4,5)
Коксовый газ	0,81 (8,13)	0,73 (7,3)	—
Природный газ	0,94 (9,4)	0,79 (7,93)	—
Ферросплавный	0,80 (8,0)	0,69 (6,9)	—
Конверторный	0,71 (7,1)	0,65 (6,5)	—
Попутный	0,8 (8,0)	0,72 (7,2)	—

или в скважинах наблюдается явление детонации, связанное с набеганием волны на соседние, еще не воспламенившиеся слои газа. Формула для расчета давления взрыва в таком случае, например, для метана, имеет вид

$$p_{взр} = 17{,}21 p_0.$$

В результате детонации температура взрыва повышается до 3000—3500° С, резко увеличивается скорость реакции и давление взрыва. При неполном сгорании газового топлива возникает опасность образования окиси углерода — сильно ядовитого газа, что особенно опасно при поступлении продуктов сгорания в помещения.

Сжиженные газы тяжелее воздуха. Поэтому при утечках сжиженный газ распространяется по поверхности и заполняет наиболее низкие места. Это обстоятельство должно учитываться как при проектировании, так и при эксплуатации. В частности, не разрешается устанавливать газовые приборы, работающие на сжиженном газе в подвалах, а также прокладывать газопроводы в подвальных помещениях.

При совмещении стадий процесса горения время, необходимое для завершения, равно наиболее продолжительной стадии. Смешение газа с воздухом, а в некоторых случаях и нагрев газовоздушной смеси являются наиболее продолжительными процессами. Заключительная стадия процесса горения — сама реакция горения — обычно наиболее короткая. При подогреве горючей смеси до температуры воспламенения реакция горения продолжается тысячные доли секунды и протекает в период процесса активации. При горении газообразного топлива содержащиеся в нем горючие газы — водород, окись углерода, различные углеводороды, сероводород — вступают в соединение с кислородом.

Реакцию горения водорода представим следующим уравнением:

$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O.$$

При горении две молекулы водорода соединяются с одной молекулой кислорода и образуют две молекулы водяного пара.

Окись углерода сгорает, образуя углекислый газ по следующему уравнению:

$$2CO + O_2 \rightarrow 2CO_2,$$

т. е. для сжигания одного объема окиси углерода требуется половина объема кислорода и при этом образуется один объем углекислого газа.

Метан сгорает с образованием углекислого газа и водяного пара

$$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O.$$

Реакция горения любого из углеводородов типа C_mH_n может быть выражена следующим общим уравнением:

$$C_mH_n + \left(m + \frac{n}{4}\right)O_2 = m\,CO_2 + \frac{n}{2}\,H_2O.$$

Необходимый для сжигания газа кислород в основном поступает из воздуха. Теоретическое количество кислорода, потребное для полного сжигания 1 м³ газового топлива, можно подсчитать по формуле

$$V_{O_2} = 0{,}5\,(V_{CO} + V_{H_2}) + 2V_{CH_4} + 3V_{C_2H_4} + 3{,}5V_{C_2H_4} + \\ + \ldots + 5V_{C_5H_8} + 6{,}5V_{C_4H_{10}} + 1{,}5V_{H_2S} - V_{O_2},$$

где V_{O_2}, V_{CO}, V_{H_2} и т. д. соответственно объемы кислорода, окиси углерода, водорода и т. д.

В практических условиях сжигания газа кислород для горения подается вместе с воздухом как его составная часть. Сухой воздух почти целиком состоит из кислорода и азота с незначительным количеством углекислоты и редких газов.

Процентный состав воздуха обычно принимается следующим:

	По объему	По весу
Кислород	21,0	23,2
Азот	29,0	76,8

Теоретический объем воздуха, необходимого для полного сгорания газа, равен сумме объема кислорода и соответствующего ему объема азота

$$V_в = V_{O_2} + V_{N_2} = V_{O_2} + 3{,}76V_{O_2} = 4{,}76V_{O_2}.$$

Расход кислорода и воздуха при горении различных газов, подсчитанный по указанным выше формулам, приведен в табл. 6, откуда видно, что необходимое для горения количество воздуха во много раз превышает количество кислорода.

Таблица 6. Необходимое количество кислорода и воздуха при горении 1 м³ газа, м³

Газ	Кислород	Воздух	Газ	Кислород	Воздух
Водород (H_2)	0,5	2,38	Пропилен (C_3H_6)	4,5	21,42
Окись углерода (CO)	0,5	2,38	Пропан (C_3H_8)	5,0	23,06
			Бутилен (C_4H_8)	6,0	28,56
Метан (CH_4)	2,0	9,54	Бутан (C_4H_{10})	6,5	30,95
Этилен (C_2H_4)	3,0	14,28	Сероводород (H_2S)	1,5	7,14
Этан (C_2H_6)	3,5	16,66			

Наименьшее количество воздуха, необходимого для полного сжигания газа, называется теоретическим расходом воздуха и обычно обозначается через $L_т$. Количество воздуха, необходимого для сжигания газа, в практических условиях с достаточной точностью может быть определено по теплоте сгорания газа. Подсчитано, что на каждые 1000 ккал тепла, которые выделяются при сжигании газа, требуется 1,13 м³ воздуха. Практически сжигание газа ведут не при теоретически необходимом количестве воздуха, а с некоторым избытком его. Соотношение между практическим $L_п$ и теоретическим $L_т$

количеством воздуха выражается следующим уравнением:

$$L_{\text{п}} = \alpha L_{\text{т}},$$

где α — коэффициент избытка воздуха.

Коэффициент избытка принимается в зависимости от способа смешения газа и воздуха и на практике бывает в пределах 1,05—1,20.

При проектировании системы газоснабжения определяют не только расход газа и необходимое количество воздуха, но и объем продуктов сгорания и их состав. Различают объем влажных и объем сухих продуктов горения. Объем сухих продуктов горения ($V_{\text{с.г.}}$) равен объему влажных продуктов ($V_{\text{в.г.}}$) за вычетом объема водяных паров

$$V_{\text{в.г.}} = V_{CO_2} + V_{H_2O} + V_{SO_2} + V_{N_2};$$

$$V_{\text{с.г.}} = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{N_2}.$$

Объем продуктов полного сгорания газа при теоретическом расходе воздуха (без избытка его) может быть подсчитан как сумма объемов углекислого газа (CO_2), водяного пара (H_2O), азота (N_2) и сернистого газа (SO_2).

Для отдельных углеводородов объем продуктов полного сгорания при сжигании одной объемной или весовой единицы приведен в табл. 7.

Таблица 7. Продукты полного сгорания углеводородов, м³ (на 1 м³ и 1 кг)

Углеводород	CO_2	H_2O	N_2
Метан	1,0/—	2,0/—	7,55/—
Этан	2,0/2,9	3,0/1,8	13,16/12,5
Этилен	2,0/3,1	2,0/1,3	11,28/11,4
Пропан	3,0/3,0	4,0/1,6	18,76/12,1
Пропилен	3,0/3,1	3,0/1,3	16,93/11,4
н-Бутан *изо*-Бутан	4,0/3,0	5,0/1,3	24,45/12,0

2. СПОСОБЫ СЖИГАНИЯ ГАЗОВ

Основным условием сжигания газов является смешение их с воздухом (кислородом), необходимым для протекания реакции горения. В зависимости от места подготовки горючей газовоздушной смеси различают два основных вида горения: кинетическое (с предвари-

тельным смешением газа с воздухом) и диффузионное (т. е. без предварительного смешения газа с воздухом). Если происходит предварительное смешение газа с недостаточным количеством воздуха (коэффициент расхода первичного воздуха $\alpha < 1$), то полное сгорание газа возможно лишь при дополнительной подаче воздуха к факелу. В этом случае горение будет диффузионно-кинетическое.

Воздух, участвующий в образовании газовоздушной смеси до ее поступления в топку, называется первичным (α'), а подаваемый непосредственно в топочное пространство — вторичным (α'').

На рис. 1 показаны три типа горелок, иллюстрирующих различные способы сжигания газов.

При кинетическом горении (коэффициент расхода первичного воздуха $\alpha' \geqslant 1$) газовоздушную смесь приготовляют вне топки, обычно в смесителе горелки. Здесь процесс смешения газа с воздухом происходит без внешнего теплового воздействия. В топке протекает лишь процесс нагрева и воспламенения готовой смеси, а также стабилизация фронта пламени.

При диффузионном горении (коэффициент расхода первичного воздуха $\alpha' = 0$) газ и воздух в топку вводятся раздельно. В этом случае в топке происходит не только сжигание газовоздушной смеси, но и процесс образования смеси. При малых расходах воздух, необходимый для горения, притекает из окружающей воздушной среды (атмосферы) за счет молекулярной диффузии; в горелках с большим расходом газа воздух подается к ме-

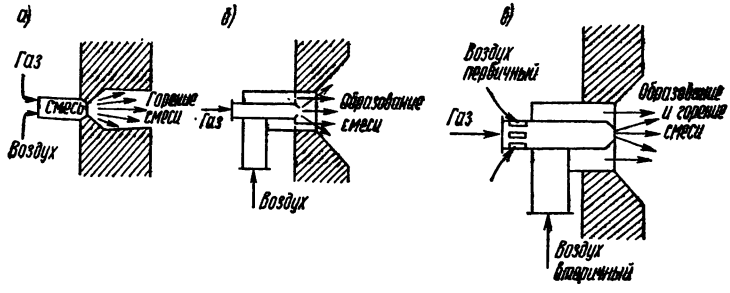


Рис. 1. Схемы газовых горелок

а — кинетическая; *б* — диффузионная; *в* — диффузионно-кинетическая

сту выхода из горелки газовой струи принудительно и происходит их турбулентное перемешивание.

Диффузионным и диффузионно-кинетическим способами обычно сжигают относительно небольшие количества газа. Для сжигания больших количеств газа применяют способ предварительного смешения газа с воздухом, т. е. кинетическое сжигание.

Исследованиями процессов сжигания газа с различными условиями подготовки газовоздушной смеси установлено, что длина пламени, скорость и полнота сгорания газа зависят от скорости и полноты перемешивания газа с воздухом. Чем лучше перемешался газ с воздухом, тем короче будет пламя и тем полнее будет сгорание. Наиболее длинное пламя бывает при отсутствии предварительного смешения газа с воздухом, когда газ и воздух поступают в топку раздельно. При полном предварительном смешении газа с воздухом сжигание газа происходит с образованием очень короткого (незаметного) пламени. Такое горение называется беспламенным, или бесфакельным.

Способ сжигания газа в различных установках определяется конструкцией и назначением тепловых агрегатов и газогорелочных устройств. Для получения длинного светящегося факела применяют раздельную подачу в топочное устройство газа и воздуха. При этом происходит диффузионное горение, которое характеризуется значительной устойчивостью.

Для достижения локального нагрева и высоких тепловых напряжений применяют предварительное приготовление (смешивание) газовоздушной смеси для обеспечения кинетического процесса горения. Кинетическое сжигание газа характеризуется малой устойчивостью и необходимостью применения искусственной стабилизации фронта воспламенения. При диффузионно-кинетическом смешанном принципе сжигания газа регулировка процесса горения достигается изменением соотношения первичного и вторичного воздуха.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ГАЗОВЫМ ГОРЕЛКАМ

Газовой горелкой называется устройство, обеспечивающее смешение газа с воздухом или раздельную подачу газа и воздуха к месту сжигания, а также устойчивый процесс горения.

Общим требованием для всех газогорелочных устройств является обеспечение пропуска заданного количества газа и обеспечение полноты его сжигания с минимальным избытком воздуха. Содержание горючих компонентов в уходящих газах допускается в следующих пределах:

а) для газогорелочных устройств, применяемых в бытовых приборах, с отводом продуктов сгорания в дымоход, содержание окиси углерода в сухих (100%) продуктах сгорания допускается не более 0,05% по объему ($\alpha=1$), а для горелок бытовых плит и инфракрасного излучения — не более 0,02%;

а) для газогорелочных устройств, применяемых в коммунально-бытовых и промышленных установках, с отводом продуктов сгорания в дымовую трубу, количество всех горючих газов в сухих (100%) продуктах сгорания допускается не более 0,15% по объему ($\alpha=1$);

в) для горелок, устанавливаемых на промышленных агрегатах, в зависимости от особенностей технологических процессов содержание горючих газов в сухих (100%) продуктах сгорания может быть допущено более 0,15% (до 0,5%).

Важной характеристикой горелок является также устойчивость работы при различной производительности. При этом уровень шума в производственных помещениях не должен превышать 85 дб при измерении шумометром на расстоянии 1 м от горелки и на высоте 1,5 м от пола. Основные типы газогорелочных устройств для наиболее часто встречающихся тепловых нагрузок должны изготавливаться на заводах серийно по междуведомственным нормалям и техническим условиям к ним. Все газовые горелки должны проходить государственные испытания.

Элементы газовых горелок и их назначение. Большинство газовых горелок имеют общие для всех типов основные конструктивные элементы: устройство для подвода газа и воздуха, смесительную камеру, горелочный насадок и стабилизирующее устройство (рис. 2). Указанные элементы могут

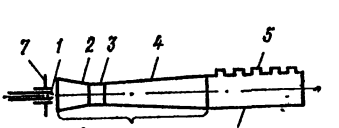


Рис. 2. Элементы газовых горелок

1 — форсунка или сопло; *2* — инжектор; *3* — горловина (конфузор); *4* — диффузор; *5* — насадок или распределитель с отверстиями; *6* — коллектор; *7* — регулятор воздуха

иметь различное конструктивное решение и компоновку. В одной детали могут заключаться различные элементы, а отдельные элементы могут даже отсутствовать. Возможны конструкции горелок с несколькими однотипными элементами.

Устройство для подвода газа и воздуха предназначено для подачи в горелку необходимых количеств газа и воздуха. Оно может иметь различную форму, но наиболее часто выполняется в виде сопла (форсунки).

Смесительная камера служит для предварительного смешения газа с воздухом в однородную газовоздушную смесь и выравнивания скоростного поля смеси. Смесители бывают различных видов. Наиболее широкое применение нашли смесители в виде трубки Вентури или цилиндрических труб.

Горелочный насадок служит для распределения газовоздушной смеси, а для некоторых типов горелок — газа по выходным горелочным отверстиям. Горелочный насадок часто совмещается со стабилизатором горения и имеет различную форму в зависимости от конструкции и габаритов тепловых агрегатов.

Стабилизирующее устройство предназначено для обеспечения устойчивой работы горелки без проскока и отрыва пламени. Проскок пламени (обратный удар) заключается в проникании пламени в смеситель горелки. Происходит это явление в том случае, когда скорость истечения газовоздушной смеси из горелочного отверстия меньше скорости распространения пламени. Проскок пламени может быть только у горелок с предварительным смешением газа и воздуха. Проскок предотвращают различными методами. Один метод предусматривает соответствующий выбор сечения выходных отверстий горелочного насадка для обеспечения скорости воздуха газовоздушной смеси, превышающей скорость распространения пламени. Другой метод заключается в отводе тепла от горелочного насадка и тем самым снижается температура газовоздушной смеси и уменьшается скорость распространения пламени до необходимой величины. Третий, комбинированный, метод защиты пламени от проскока заключается в совместном применении обоих приведенных выше методов, т. е. соответствующим выбором сечений выходных отверстий горелочного насадка и отводом тепла от него.

Отрыв пламени от насадка горелки происходит в том случае, когда скорость истечения газовоздушной смеси превышает скорость распространения пламени и оно, отрываясь от горелки, полностью или частично гаснет. Отрыв пламени может происходить при соответствующих условиях у всех типов горелок.

Стабилизирующее устройство от проскока пламени выполняют в виде установки теплоотводящих пластин, ребер, приливов, решеток с большим числом мелких отверстий, оборудованных воздушным или водяным охлаждением. Стабилизирующее устройство от отрыва пламени устанавливается у выхода потока газовоздушной смеси из горелки поджигающего пламени или раскаленного огнеупора и представляет собой насадок, так называемый туннель или горку. Комбинированный способ защиты пламени от отрыва заключается в установке у выхода потока газовоздушной смеси насадка поджигающего пламени и раскаленного огнеупора.

4. КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОВЫХ ГОРЕЛОК

В соответствии с ГОСТ 17357-71 все газовые горелки классифицируются по способу подачи воздуха на горение:

по номинальному давлению газа и воздуха;
» теплоте сгорания газа;
» номинальной тепловой мощности;
» номинальной относительной длине факела;
» локализации пламени.

Различают следующие способы подачи воздуха на горение и смешение его с газом:

1. Подача воздуха за счет разрежения (в камере сгорания) или конвекцией.
2. Инжекция газа воздухом.
3. Инжекция воздуха газом.
4. Принудительная подача воздуха без предварительного смешения с газом.
5. Принудительная подача воздуха с предварительным смешением с газом.
6. Принудительная подача воздуха вентилятором за счет давления газа.

Номинальным давлением называется давление газа или воздуха непосредственно перед горелкой (т. е. после всех запорных устройств), соответствующее номиналь-

ной тепловой мощности при атмосферном давлении в камере сгорания.

Давление газа, подаваемого в горелку, подразделяется на три ступени: низкое — до 4900 Па (до 500 мм вод. ст.); среднее — от 4900 до 98 000 Па (от 500 до 10 000 мм вод. ст.); высокое — свыше 98 000 Па (10 000 мм вод. ст.).

Номинальное давление воздуха, подаваемого для горения, также подразделяется на три ступени: низкое — до 980 Па (100 мм вод. ст.); среднее — от 980 до 2950 Па (от 100 до 300 мм вод. ст.); высокое — свыше 2950 Па (300 мм вод. ст.).

Теплота сгорания, измеряемая в ккал/м³ или в МДж/м³, подразделяется на четыре группы:

1. Низкая: свыше 800 до 4000 ккал/м³ или свыше 3,3 до 16,7 МДж/м³. Обычно к этой группе относятся искусственные газы переработки угля и сланцев.

2. Средняя: свыше 4000 до 7000 ккал/м³ или свыше 16,7 до 29,2 МДж/м³. Сюда относятся коксовый газ и некоторые природные газы.

3. Высокая, I группа: свыше 7000 до 15 000 ккал/м³ или свыше 29,2 до 62,7 МДж/м³. К этой группе относятся в основном природные газы.

4. Высокая, II группа: свыше 15 000 до 28 000 ккал/м³ или свыше 62,7 до 117 МДж/м³. Сюда относятся главным образом сжиженные углеводородные газы.

Номинальная тепловая мощность определяется как максимально достигнутая мощность при длительной работе горелки, химической неполноте сгорания, не превосходящей установленной нормы, и при принятом минимальном коэффициенте избытка воздуха. Максимальная мощность составляет 0,9 мощности, соответствующей верхнему пределу устойчивости работы горелки, а минимальная — 1,1 мощности, соответствующей нижнему пределу устойчивой работы горелки. Отношение максимальной тепловой мощности к минимальной мощности определяет коэффициент предельного регулирования по тепловой мощности, а отношение номинальной тепловой мощности к минимальной тепловой мощности называется коэффициентом рабочего регулирования горелки по тепловой мощности.

Длиной факела считается расстояние по оси факела от выходного сечения горелки, измеряемое при номинальной тепловой мощности в калибрах выходного от-

верстия, до точки, где концентрация CO_2 при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1$ составляет 95% максимального значения.

По номинальной относительной длине факела горелки подразделяются на: беспламенные, у которых практически факела нет; с длиной факела до 10 калибров (для горелки с круглым выходным отверстием — до 10 диаметров этого отверстия); с длиной факела до 16, 25, 40, 63, 100 и свыше 100 калибров.

По факелу все горелки можно подразделить на два типа: факельные и беспламенные.

По положению и локализации пламени в топочном пространстве горелки подразделяются: со свободным факелом; с локализацией пламени в огнеупорном тунеле и камере; то же, на огнеупорной поверхности; то же, на металлической сетке; то же, в пористой перфорированной или зернистой огнеупорной массе.

5. ДИФФУЗИОННЫЕ ГОРЕЛКИ

Диффузионными называются горелки, у которых весь необходимый для процесса горения воздух поступает к факелам пламени в качестве вторичного (α''), путем диффузии его к зоне горения. При этом горение происходит одновременно со смесеобразованием и нагревом газовоздушной смеси. Горелки диффузионного типа называют также горелками внешнего смешения, или атмосферными. Простейший вид диффузионной горелки — труба с рядом просверленных отверстий (рис. 3). Газ входит в трубу и выходит из отверстий без предварительного смешения с воздухом. Смешение газа с воздухом происходит только за счет диффузии из окружающего пространства (атмосферы) и протекает медленно, в связи с чем пламя получается вытянутым, светящимся.

Диффузионные горелки просты в изготовлении и эксплуатации, устойчивы в работе, имеют значительные пределы регулирования и допускают использование воздуха, нагретого до температуры выше предела воспламенения газа. Большая устойчивость работы диффузионных горелок объясняется тем, что через горелки подается только газ и из-за отсутствия воздуха пламя внутрь горелки проскочить не может. Отрыв пламени от горелочных насадков происходит при значительном увеличении тепловых нагрузок. Диаметр горелочных отверстий

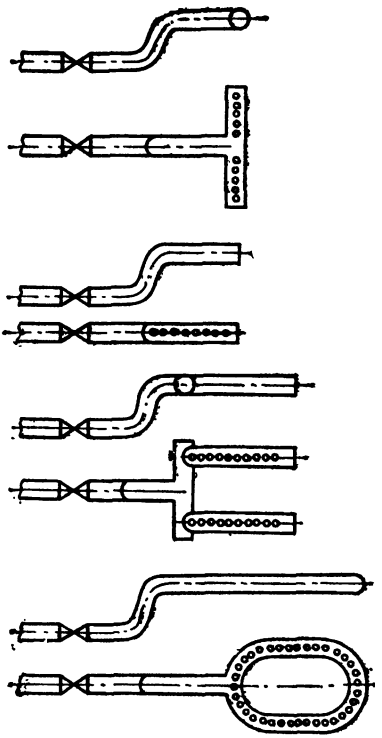


Рис. 3. Схемы диффузионных горелок

принимают равным 1—5 мм. Расстояние между осями отверстия должно равняться 5—6 диаметрам отверстий. При уменьшении расстояния происходит слияние факелов и затрудняется подвод воздуха. Увеличение расстояния затрудняет передачу пламени от факела к факелу.

В бытовых приборах диффузионные горелки применяют при сжигании искусственных газов с теплотой сгорания до 4500 ккал/м³. При сжигании природного и сжиженного газа диффузионные горелки не применяют. В коммунальном хозяйстве получили широкое распространение диффузионные горелки трубчатого типа, так называемые подовые

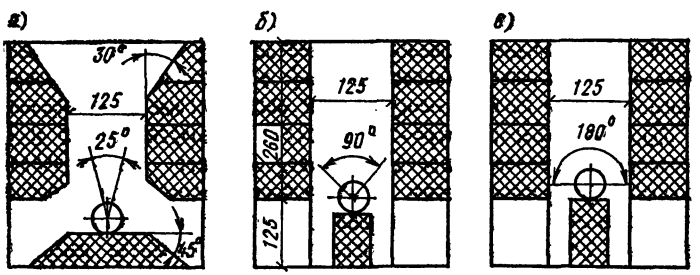


Рис. 4. Схемы установки коллектера у различных подовых горелок

а — горелка с конической щелью; *б* — горелка с прямой щелью и с горелочными отверстиями под углом 90°; *в* — горелка с прямой щелью и с горелочными отверстиями под углом 180°

(щелевые) и форкамерные. Подовые горелки свое название получили от места установки на колосниковой решетке или на поду печей. Горелка представляет собой коллектор (трубу) диаметром 25—68 мм (1—2½″), в которой просверлены один или два ряда отверстий диаметром 2—4 мм под углом 90—180°. Шаг отверстий составляет 5—10 диаметров отверстий. Коллектор размещается на колосниковой решетке (рис. 4), через которую поступает воздух, под кирпичным огневым каналом (щелью).

Принцип работы горелки заключается в подаче мелких струй газа под углом к входящему в огневую щель потоку воздуха. Такая подача интенсифицирует процесс смешения газа с воздухом и обеспечивает устойчивое зажигание образующейся смеси. В горелках может сжигаться газ низкого или среднего давления. При сжигании газа низкого давления пределы регулирования горелки составляют 0,1—2 кПа (100—200 мм вод. ст.), а при среднем давлении 1—30 кПа (100—3000 мм вод. ст.). Воздух под колосники и далее в огневую щель может поступать под воздействием разрежения в топке 20—30 Па (2—3 мм вод. ст.), создаваемого дымовой трубой, или принудительно от вентилятора (300-600 Па).

Институтом Укргипроинжпроект разработано восемь типоразмеров подовой горелки низкого давления (рис. 5) для секционных котлов, сушил и других агрегатов, работающих с разрежением в топке. Характеристика этих горелок приведена в табл. 8. Форкамерные горелки являются разновидностью подовых горелок и их дальней-

Таблица 8. Подовые горелки низкого давления

Типоразмер	Номинальная тепловая нагрузка, Мкал/ч	Расход газа, $Q_н$=8,5, Мкал/ч^3; м^3/ч	Диаметр коллектора, мм	Диаметр выходных отверстий, мм	Ширина щели A, мм	Длина щели L, мм	Площадь сечения для подвода воздуха, м^2	Число отверстий
ПГ-Н-5	42,5	5	25	1,4	90	220	0,010	26
ПГ-Н-7	59,5	7	25	1,4	90	300	0,014	38
ПГ-Н-10	85	10	25	1,4	90	400	0,020	52
ПГ-Н-15	127,5	15	40	1,4	110	580	0,030	76
ПГ-Н-20	170,0	20	40	1,4	110	760	0,040	100
ПГ-Н-35	297,5	35	40	1,4	110	1320	0,070	174
ПГ-Н-50	425,0	50	50	1,6	120	1720	0,100	170
ПГ-Н-75	637,5	75	50	1,6	120	2550	0,150	254

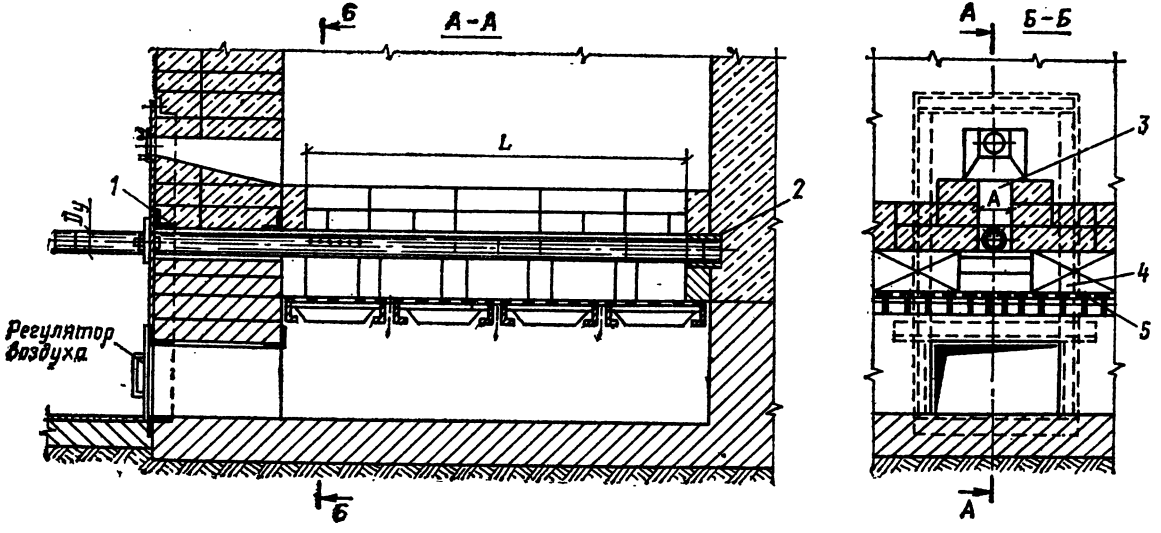


Рис. 5. Подовая горелка низкого давления Укргипроинжпроекта

1 — газовый коллектор; *2* — центрирующий стакан; *3* — щель; *4* — опоры; *5* — колосниковое полотно (перфорированный лист)

шим усовершенствованием. Они имеют индивидуальные керамические смесители и общий туннель. Одна из таких горелок (среднего давления) показана на рис. 6.

Горелка состоит из трех частей: стальной газовой трубы, заглушенной с одной стороны, с одним рядом отверстий для выхода газа; кирпичного моноблока, образующего ряд каналов-смесителей; форкамеры (туннеля). Каждая газовая струя имеет свой самостоятельный канал прямоугольного сечения. Моноблок выполнен из огнеупорного кирпича на шамотном растворе и расположен на металлической раме, сваренной из уголков. В поддувале котла установлены специальные направляющие уголки, по которым моноблок вдвигается в топку. Окно, через которое вводится моноблок, закрыто фронтальной плитой или заложено кирпичом. В каналах-смесителях приготавливается газовоздушная смесь и подогревается от 20—30 до 700—800° С. На выходе каналов-смесителей (примерно 500 мм от их верха) начинается интенсивное горение. В дальнейшем горение

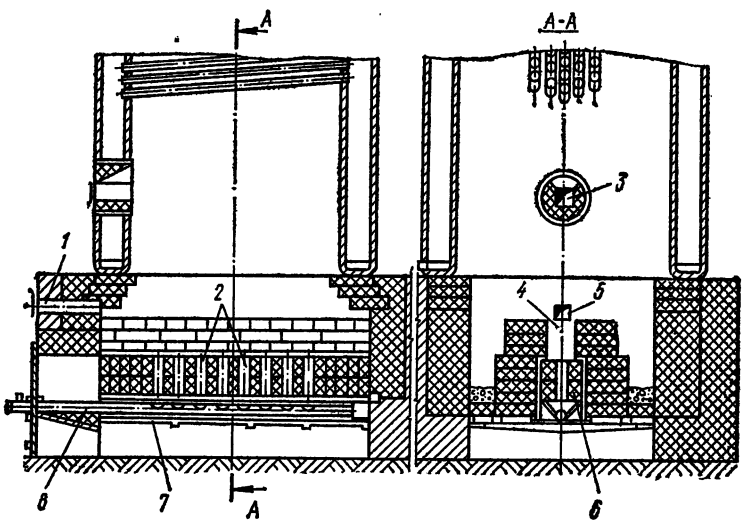


Рис. 6. Форкамерная горелка среднего давления

1, 3, 5 — гляделки; *2* — смесители; *4* — форкамера; *6* — моноблок; *7* — воздухораспределительный лист ($\delta \div 2$ мм, $d_{отв}$=20—30 мм; живое сечение для прохода воздуха 20—35%, отверстия сверлят в шахматном порядке); *8* — газовая труба (коллектор)

протекает в общем канале (форкамере), где сгорает бо́льшая часть газа (90—97%) при температу́ре 1000—1200° С. Коэффициент избытка воздуха в топке 1,05—1,1.

Форкамерные горелки для различных типов котлов выбира́ют по разработанным нормалям. Для котлов ВГД-40/8 горелки имеют следующую характеристику: диаметр трубы-горелки $1^1/_2''$; шаг отверстий для выхода газа 140 мм; диаметр отверстий 5,5 мм; число отверстий 8 шт.; сечение каналов-смесителей 80×75 мм; высота каналов-смесителей 250 мм; высота форкамеры 170 мм; расчетное давление перед горелкой 20 кПа (2000 мм вод. ст.); расчетный расход газа 125 м³/ч. Характеристика форкамерных горелок низкого и среднего давления Укргипроинжпроекта приведена в табл. 9. Форкамерные горелки наиболее применимы для котлов с малым топочным объемом (ВГД и др.). Горелка обеспечивает работу котлов с высоким КПД (на 1,5—2% выше КПД подовой горелки без дутья), имеет достаточный диапазон регулирования в пределах давлений 1—30 кПа (100—3000 мм вод. ст.) и наиболее равномерное распределение тепловых потоков по длине котла. К недостаткам этой горелки относится неполный подсос первичного воздуха за счет энергии газа.

В промышленных установках диффузионные горелки большого распространения не получили, хотя они обладают некоторыми достоинствами, а в отдельных случаях совершенно незаменимы. Например, в высокотемпературных печах (мартеновских, стекловаренных и др.) при подогреве воздуха до температур, значительно превышающих температуру самовоспламенения газа, предварительное смешение газа с воздухом невозможно, так как горение газа произойдет внутри горелки. В этом случае возможно только применение диффузионных горелок. При диффузионном горении образуется пламя (факел) большой длины. Эта особенность использована в горелках для обжига клинкера и других материалов во вращающихся печах цементной промышленности, промышленности строительных материалов и других отраслей народного хозяйства. Для этих целей различными проектными организациями разработана целая серия горелок с регулируемой длиной факела.

Длиннофакельная печная вихревая горелка типа ГВП, разработанная Гипрониигазом, показана на

Таблица 9. Форкамерные горелки

Типоразмер	Номинальная тепловая нагрузка, Мкал/ч	Расход газа при $Q_н$=8,5, Мкал/м³; м³/ч	Диаметр коллектора, мм	Диаметр выходных отверстий, мм	Ширина смесителя, мм	Длина форкамеры, мм	Число отверстий	Площадь сечения для подвода воздуха, м²
Низкого давления с двумя коллекторами								
ГИФ-Н-15	127,5	15	32	4,7	80	420	3	0,0225
ГИФ-Н-20	170,0	20	40	4,7	80	560	4	0,030
ГИФ-Н-35	297,5	35	50	5,5	80	700	5	0,0525
ГИФ-Н-50	425,0	50	60	5,6	100	1120	7	0,075
ГИФ-Н-75	637,0	75	70	5,7	100	1400	10	0,112
ГИФ-Н-100	850,0	100	80	5,8	100	1820	13	0,150
Среднего давления с одним коллектором								
ГИФ-С-15	127,5	15	15	3,1	70	420	3	0,0225
ГИФ-С-20	170,0	20	20	3,1	70	560	4	0,030
ГИФ-С-35	297,5	35	25	3,7	70	700	5	0,0525
ГИФ-С-50	425,0	50	32	3,7	70	980	7	0,075
ГИФ-С-75	637,0	75	32	3,9	70	1260	9	0,112
ГИФ-С-100	850,0	100	40	4,3	110	1400	10	0,150
ГИФ-С-150	1275,0	150	50	4,9	110	1680	12	0,225
ГИФ-С-200	1700,0	200	50	5,2	110	1960	14	0,300
ГИФ-С-250	2125,0	250	70	5,3	110	2240	16	0,375

рис. 7. В этой горелке, предназначенной для работы при высоком давлении, направляющая труба при помощи перьев вмонтирована в корпус. Внутри трубы вставлен завихритель с тангенциально расположенными лопатками со стороны сопла. Левый конец завихрителя соединен с тягой, которая шарнирно соединена с рычагом. Рычаг жестко связан с валиком, имеющим сальниковое уплотнение. На конце валика жестко насажена рукоятка управления. Положение рукоятки фиксируется на секторе с надписью «завихрение». На одном краю сектора имеется отметка «максим», а на другом «0». При положении рукоятки на отметке «максим» (завихритель в крайнем правом положении) газ, выходя из лопаток завихрителя в сопло, будет совершать поступательное и вращательное движение, что приведет к наиболее короткому факелу и, следовательно, приблизит зону наивысшей температуры к фронту печи. При крайнем положении рукоятки (на отметке «0») газ будет входить в сопло горелки, минуя лопатки завихрителя, и, следовательно, выходить из сопла горелки без вращательного движения. Это удалит от горелки факел и зону наивысшей температуры. В промежуточных положениях завихрителя только часть проходящего газа будет иметь вращательное движение. Благодаря этому можно плавно перемещать факел и зону наивысшей температуры вдоль печи. Если изменять давление газа перед горел-

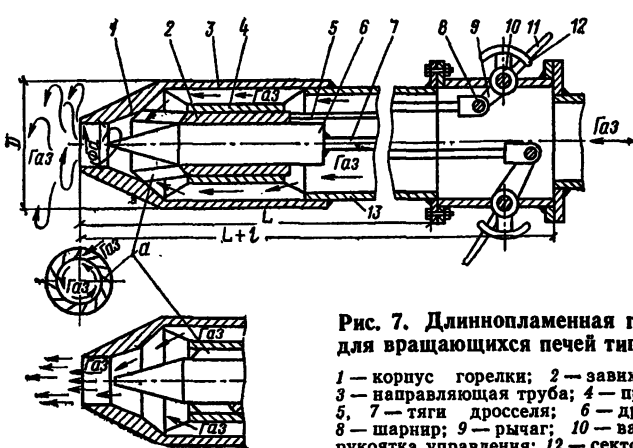


Рис. 7. Длиннопламенная горелка для вращающихся печей типа ГВП

1 — корпус горелки; *2* — завихритель; *3* — направляющая труба; *4* — приливы; *5*, *7* — тяги дросселя; *6* — дроссель; *8* — шарнир; *9* — рычаг; *10* — вал; *11* — рукоятка управления; *12* — сектор; *13* — труба

кой и сохранять ее тепловую нагрузку, уменьшая или увеличивая проходное сечение сопла посредством перемещения дросселя, можно достичь еще большего перемещения зоны наивысшей температуры и изменения светимости факела. Техническая характеристика и основные размеры горелок ГВП приведены в табл. 10.

Таблица 10. Длиннофакельные печные горелки ГВП

Типоразмер	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Номинальный расход газа, м³/ч	Пределы регулирования по расходу, м³/ч	Диаметр сопла, мм	D, мм	l, мм
ГВП-4	4,2	500	50—500	20	60	110
ГВП-3	17,0	2000	200—2000	44	98	208
ГВП-1	42,5	5000	500—5000	70	140	208
ГВП-5	68,0	8000	800—8000	90	170	199
ГВП-2	102,0	12 000	1200—12 000	120	219	232
ГВП-8	170,0	20 000	2000—20 000	160	325	300

6. ИНЖЕКЦИОННЫЕ ГОРЕЛКИ

В инжекционных горелках необходимый для горения воздух частично или полностью подсасывается (инжектируется) струей газа и смешивается с ним до выхода из горелки. Количество подсасываемого воздуха зависит от формы и размеров отдельных элементов горелки, плотности газа, а также от давления газа перед горелкой.

При низком давлении подсасывается (инжектируется) 30—60% количества воздуха, необходимого для сжигания газа, а остальная часть воздуха поступает из окружающего пространства. В связи с этим такое смесеобразование и горение газа будет диффузионно-кинетическим. Здесь часть воздуха, засасываемая в горелку, является первичным воздухом, а вторая часть, которая принимает участие в горении, притекая к горелочным отверстиям из окружающей среды (за счет диффузии), называется вторичным воздухом. Для обычных конструкций горелок подсос всего воздуха, потребного для полного сжигания газа, обеспечивается при давлении 20—30 кПа (2000—3000 мм вод. ст), т. е. в горелках среднего давления, для которых не требуется устанавливать воздуходувки при подаче газа в горелку. Инжекционные горелки бывают пламенные (факельные) и беспламенные (короткофакельные). В пламенных горение

газовоздушной смеси протекает в топочном объеме на открытом воздухе с видимым факелом; в беспламенных подготовленная газовоздушная смесь сгорает в раскаленных огнеупорных туннелях, на поверхности высоконагретых огнеупоров или в высоконагретых топочных объемах, обеспечивающих быстрый нагрев смеси, надежное поджигание и устойчивый процесс горения. При этом горение протекает без видимых факелов или с короткими факелами.

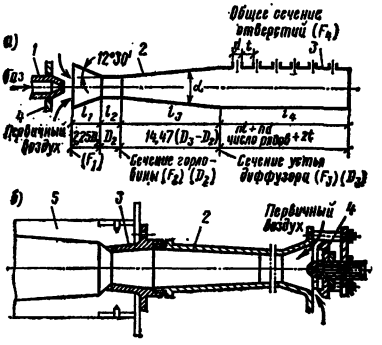


Рис. 8. Схемы инжекционных горелок

а — горелка низкого давления; *б* — горелка среднего давления; *1* — форсунка; *2* — смеситель; *3* — горелочный насадок; *4* — регулятор воздуха; *5* — керамический туннель

Схемы инжекционных горелок. Несмотря на большое разнообразие конструктивных решений инжекционных горелок, основные элементы их остаются неизменными, хотя в зависимости от давления (низкое, среднее, высокое) и метода сжигания газа они отличаются по конструктивному исполнению. Каждая инжекционная горелка состоит из фор-

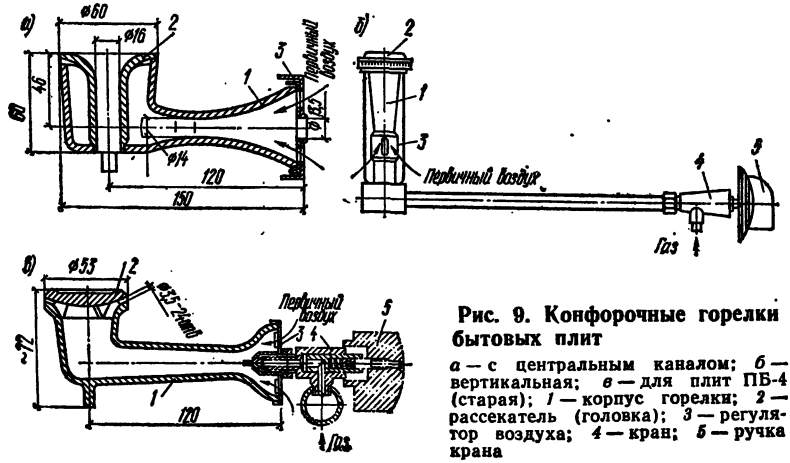


Рис. 9. Конфорочные горелки бытовых плит

а — с центральным каналом; *б* — вертикальная; *в* — для плит ПБ-4 (старая); *1* — корпус горелки; *2* — рассекатель (головка); *3* — регулятор воздуха; *4* — кран; *5* — ручка крана

сунки (сопла), смесительной трубки, горелочного насадка или газораспределителя с отверстиями для выхода газовоздушной смеси и устройства (регулятора) для регулирования поступления в смеситель атмосферного (первичного) воздуха. Схемы инжекционных горелок показаны на рис. 8.

Газовая форсунка (сопло), через которую подается газ в горелку, служит для превращения потенциальной энергии давления газа в кинетическую и придания выходящей струе газа определенной формы и направления. Форсунка может иметь одно или несколько отверстий.

Смесители современных инжекционных горелок состоят из трех частей — инжектора, горловины (конфузора) и диффузора. Инжектором называется обращенная к форсунке расширенная (коническая) часть смесителя, которая служит для подсоса воздуха, так как струя газа создает здесь разрежение. Горловиной смесителя называется самая узкая цилиндрическая часть, предназначенная для направления и стабилизации воздушного потока. Постепенно горловина смесителя расширяется, образуя диффузор. В диффузоре происходит перемешивание газа с воздухом и превращение скоростного напора газовоздушного потока в статический, необходимый для преодоления последующих сопротивлений горелки.

Горелочный насадок, или газораспределитель представляет собой устройство с прорезями или отверстиями для выхода газовоздушной смеси. Форма и расположение отверстий зависят от формы обогреваемой поверхности и конструкции горелки. Площадь и размер отверстий определяются теплопроизводительностью горелки и теплотой сгорания газа.

Расстояние между отверстиями горелки принимается таким, чтобы обеспечивалось быстрое распространение пламени от одного отверстия к другому и чтобы не происходило слияния факелов. На практике расстояние между отверстиями равно не менее трех диаметров отверстий.

Регулятор воздуха чаще всего выполняется в виде диска, навертываемого на форсунку.

Инжекционные горелки низкого давления. Горелки этого типа получили очень большое распространение. Ими оборудованы все бытовые плиты и водонагреватели. Широко применяются инжекционные горелки в комму-

нально-бытовых установках и в небольших отопительных котлах. В меньшей степени они используются в промышленных печах и установках. Для сушки помещений в процессе строительства и при ремонте, а также для отопления животноводческих помещений и обогрева на стоянках автомашин применяются инжекционные горелки инфракрасного излучения. Эти горелки обеспечивают полный подсос воздуха. Горелки инфракрасного излучения все более широко применяются в технологических агрегатах. Инжекционные горелки низкого давления имеют небольшую производительность, обычно не превышающую 10 м³/ч природного газа. Они работают без разрежения или с небольшим разрежением в топке (1—3 мм вод. ст.). Шум при работе этих горелок незначителен. Для обеспечения нормальной работы горелок инфракрасного излучения давление газа перед горелками должно быть не менее 130 мм вод. ст. (1300 Па). Тепловую нагрузку обычно регулируют изменением

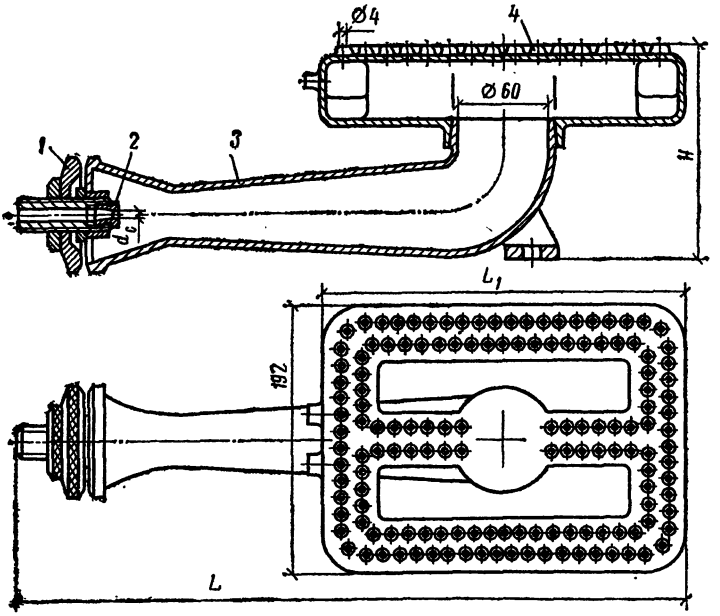


Рис. 10. Инжекционная горелка для котлов ВНИИСТО-Мч

1 — регулятор воздуха; *2* — сопло; *3* — смеситель; *4* — горелочный насадок

давления газа с помощью крана или регулятором давления.

Горелки бытовых плит. Конфорочные горелки бытовых плит конструируют с расчетом на теплопроизводительность 1600-1700 ккал/ч, а горелки духового шкафа — на теплопроизводительность 3000—4000 ккал/ч, что соответствует расходу природного газа 0,2 и 0,4 м³/ч. Конфорочные горелки могут также иметь повышенную или пониженную теплопроизводительность. Подсос первичного воздуха составляет 30—40% необходимого для сжигания газа. Лучшими являются горелки, обеспечивающие подсос большего количества воздуха, так как в этом случае уменьшается значение поступления вторичного воздуха и улучшается качество сжигания газа. КПД конфорочных горелок обычно колеблется в пределах 0,55—0,58 (при норме 0,55). В эксплуатации находятся несколько типов конфорочных горелок, но наибольшее распространение получили горелки с центральным каналом (рис. 9, *а*) и вертикальные горелки (рис. 9, *б*).

Горелки для котлов ВНИИСТО-Мч (КЧМ-1) применяются для 4- 5- и 8-секционных котлов ВНИИСТО-Мч и для других тепловых агрегатов соответствующей тепловой нагрузки (рис. 10). Горелка изготавливается из чугуна, разъемная. Насадки горелок прямоугольной формы с горелочными отверстиями в два ряда. Отверстия выполнены в приливах, что улучшает подвод вторичного воздуха к факелам и защиту от проскока пламени внутрь горелки. Техническая характеристика и основные размеры горелок приведены в табл. 11.

Горелки для чугунных секционных котлов. В чугунных секционных котлах и в других тепловых агрегатах с удлиненной топкой при соответствующей тепловой нагрузке применяются горелки типа ГКС (рис. 11).

Таблица 11. Горелки для котлов ВНИИСТО-Мч

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, ккал/ч	Номинальный расход газа, м³/ч	Пределы регулирования газа по расходу, м³/ч	Диаметр сопла, мм	*L*, мм	*L*₁, мм	Число отверстий	Масса, кг
305-01-01-00А	1 190	1,4	0,27—1,64	3,2	455	180	98	6,9
381-01-01-00А	17 850	2 1	0,41—2,46	4	487	264	142	8,9
2209-01-01-00	22 400	2,5	0,51—3,06	4,5	565	338	142	14,3

Горелки стальные, сварные. Изготавливаются нескольких размеров в зависимости от числа секций в котле и теплопроизводительности. Техническая характеристика и размеры этих горелок приведены в табл. 12. Горелки устойчиво работают при различной величине давления. Коэффициент инжекции горелки низкий ($\alpha' = 0{,}2—0{,}3$), и поэтому факел имеет высоту 0,3—0,6 м.

Горелки типа ПР (рис. 12) применяются для установки в вертикальных котлах малой мощности, а также

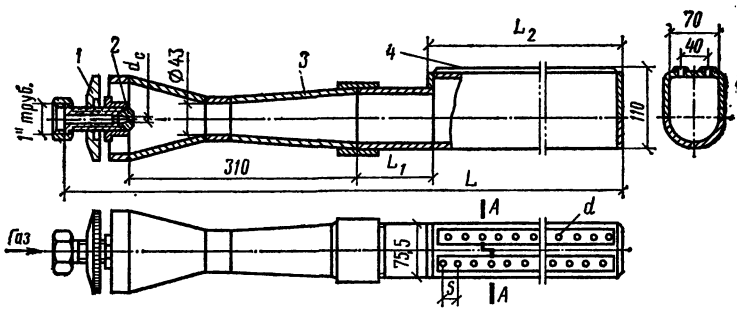


Рис. 11. Инжекционная горелка для секционных котлов типа ГКС

1 — регулятор воздуха; *2* — форсуика; *3* — смеситель; *4* — насадок

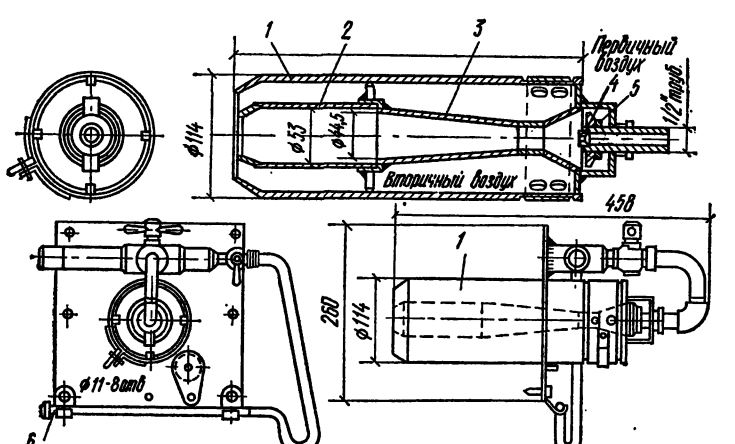


Рис. 12. Инжекционная горелка для пищеварочных котлов и ресторанных плит типа ПР

1 — кожух; *2* — насадок; *3* — смеситель; *4* — регулятор воздуха; *5* — форсунка; *6* — запальник

Таблица 12. Горелки типа ГКС

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, ккал/ч	Номинальный расход газа, м³/ч	Пределы регулирования газа по расходу, м³/ч	Диаметр сопла, мм	L, мм (см. рис. 11)	L_1, мм (см. рис. 11)	Число отверстий	Масса, кг
ГКС-6	39 950	4,7	0,92—5,52	5,5	1160	600	76	10,7
ГКС-8	44 200	5,2	1,01—6,1	6,5	1430	870	112	13,0
ГКС-10	51 800	6,1	1,19—7,16	7	1610	1050	134	14,8

Примечание. Номинальное давление 1300 Па (130 мм вод. ст.,); пределы регулирования 500—1800 Па (50—180 мм вод. ст.).

в топках пищеварочных котлов и ресторанных плитах. Особенностью этих горелок является организованная подача к основанию факела вторичного воздуха, при этом воздух подается под углом к горящей газовоздушной смеси, в результате чего улучшаются условия перемешивания струй. Недостаток этого типа горелок — недолговечность металлического конца, а также сравнительно большая длина пламени. Горелки изготавливают сваркой из стальных деталей. В топках может быть установлена одна горелка или блок, состоящий из нескольких (2—3) горелок, монтируемых на фронтовой плите. Техническая характеристика горелок и основные размеры приведены в табл. 13.

Горелки инфракрасного излучения работают по принципу беспламенного сжигания газа и относятся к горелкам полного предварительного смешения газа с воздухом, у которых газовоздушная смесь сгорает вблизи поверхности горелочного насадка без видимых факелов

Таблица 13. Горелки низкого давления типа ПР

Шифр горелки	Тепловая нагрузка, ккал/ч	Расход природного газа, м³/ч	Масса, кг	Число горелок (инжекторов) в комплекте (блоке)	Общая длина горелки, мм	Длина части горелки, помещаемой в топку, мм
ПР-310-00	18 000	2,12	14	1	458	200
ПР-259-00	36 000	4,24	21	2	458	220
ПР-258-00	54 000	6,25	28	3	458	220
ОГП-1-00	90 000	10,6	38	3	600	190

пламени. Горелочный насадок выполнен в виде пористой керамической плитки с мелкими сквозными отверстиями. Живое сечение отверстий составляет 45—50% поверхности плитки. Характерной особенностью инфракрасных горелок является способность передавать значительную часть тепла в виде излучения от раскаленной до температуры 750—950° С поверхности огневого насадка, при этом 50—60% тепла передается в виде лучистой энергии. Лучистый нагрев достаточно эффективен и экономически выгоден. Наилучшие результаты дают инфракрасные лучи, которые мало подвержены поглощению и рассеиванию и обладают большой проницаемостью. Обычно горелки инфракрасного излучения выполняют с инжекционным смесительным устройством типа трубки Вентури (рис. 13).

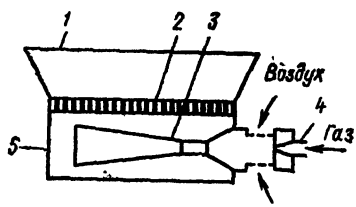


Рис. 13. Схема горелки инфракрасного излучения

1 — рефлектор; *2* — керамический насадок; *3* — инжектор-смеситель; *4* — форсунка; *5* — распределительная коробка

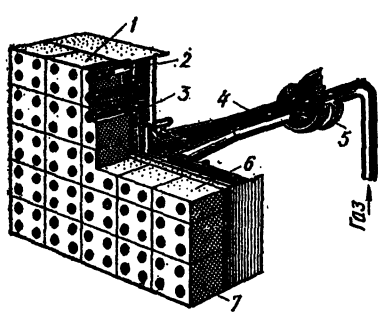


Рис. 14. Панельная излучающая горелка

1 — туннели; *2* — трубки; *3* — распределительная камера; *4* — смеситель; *5* — регулятор воздуха; *6, 7* — керамические призмы

Горелки состоят из тех же основных элементов, что и другие инжекционные горелки: сопла, инжекционно - смесительного устройства и горелочного насадка, — и имеют дополнительный элемент — рефлектор, служащий для направления потока лучистой энергии и защиты горелочного насадка от попадания влаги и задувания ветром. В связи с тем, что горелки инфракрасного излучения работают преимущественно на низком давлении и должны при этом обеспечивать полный подсос воздуха и равномерное перемешивание его с газом, необходимо правильно выбирать габариты горелок и обеспечивать их высококачественное изготовление и монтаж. Существуют горелки, в которых смесь

Таблица 14. Наиболее распространенные горелки инфракрасного излучения

Тип горелки	Тепловая нагрузка, ккал/ч	Расход газа, м³/ч		Давление газа, Па (мм вод. ст.)		Температура излучающей поверхности, °С	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
		природного	сжиженного	природного	сжиженного			
ГИИ-19А	6400	0,75	0,29	1300 (130)	1300 (130)	800—850	462×322×144	6
ГИИВ-2	3000—7000	0,75	0,3	600—2000 (60—200)	1200—4000 (120—400)	750—920	490×162×135	4,7
«Звездочка»	1300—2700	0,18—0,32	0,06—0,11	500—1600 (50—160)	1200—4000 (120—400)	750—920	230×175×120	1
ГИИБЛ	2200—4500	0,28—0,53	0,1—0,18	700—2500 (70—250)	1500—5000 (150—500)	720—920	255×160×113	1,7
ГРГ-1	1100—1700	0,13—0,2	0,05—0,08	600—1600 (60—160)	1800—4000 (180—400)	800—940	420×260×92	0,8
ГК-27У-1	6400	0,75	0,29	1300—2000 (130—200)	3000 (300)	800—850	546×297×115	3,4

распределяется по параболической или сферической поверхности специального рефлектора, выполненного из огнеупорного материала.

В промышленных печах и в котлах применяются панельные излучающие горелки. Одна из таких горелок, получившая применение при переработке нефти в трубчатых печах, показана на рис. 14. В этой горелке полностью подготовленная газовоздушная смесь поступает из смесителя горелки *4* в распределительную камеру *3*, из которой по трубкам *2*, привернутым к стенке камеры, выходит в туннели *1* керамических призм, надеваемых на трубку, где и сгорает. Отдельные горелки соединены между собой болтами и составляют сплошную излучающую поверхность. Горелки инфракрасного излучения работают на природном и сжиженном газе. Характеристика наиболее распространенных в коммунальном хозяйстве горелок приведена в табл. 14.

Для определения рекомендуемого расстояния излучателей от пола и между собой можно пользоваться следующими зависимостями

$$H/F \leqslant 0{,}1 \text{ и } a/H \leqslant 1{,}0,$$

где H — расстояние от пола до излучателя, м; F — обогреваемая площадь, м^2; a — расстояние между излучателями.

Инжекционные горелки среднего давления. Горелки этого типа устанавливаются в котлах малой мощности, промышленных печах и различных технологических агрегатах, работающих как под разрежением, так и с небольшим противодавлением в топке 10—30 Па (1—3 мм вод. ст.). В инжекционных горелках среднего давления весь необходимый для горения воздух поступает в качестве первичного и засасывается струей газа. Вследствие этого отпадает необходимость в применении дутьевых вентиляторов для подачи воздуха в топки. Пределы регулирования давления газа у инжекционных горелок среднего давления, за исключением горелок с пластинчатыми стабилизаторами, значительно меньше, чем у инжекционных горелок низкого давления. Верхний предел регулирования по давлению не превышает 40—50% и ограничивается вследствие появления в продуктах горения химического недожога. Нижний предел регулирования у большинства горелок близок к 10 кПа (1000 мм вод. ст.); номинальное давление этих горелок обычно принимается 30—50 кПа (3000—5000 мм вод. ст.). Пол-

нота сжигания газа достигается при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1{,}05—1{,}1$.

Преимуществом инжекционных горелок среднего давления является постоянство коэффициента инжекции. В связи с этим при изменении давления газа изменяется количество подсасываемого воздуха, а состав поступающей в топку газовоздушной смеси сохраняется примерно постоянным, что очень важно для обеспечения полноты сжигания газа. Недостатком инжекционных горелок среднего давления является возникновение сильного шума и вибрации во время работы. Поэтому при непосредственном расположении над котельной жилых помещений применять такие горелки не всегда возможно. Для уменьшения шума рекомендуется устанавливать на горелке глушитель, который закрывает торцовую часть, обращенную в сторону обслуживающего персонала, и служит своего рода преградой на пути звуковых волн. Вторым существенным недостатком большинства горелок этого типа является недостаточный диапазон регулирования, что вынуждает устанавливать на каждом котле или печи по несколько горелок с таким расчетом, чтобы при полной нагрузке можно было включить в работу все горелки, а при сокращении нагрузки выключать полностью одну или несколько горелок.

По способу осуществления процесса горения инжекционные горелки среднего давления можно разделить на горелки беспламенные (короткофакельные) и пламенные (длиннофакельные). У беспламенных горелок горение подготовленной газовоздушной смеси происходит в раскаленном огнеупорном керамическом туннеле или в раскаленном топочном объеме. При этом горение протекает с коротким видимым факелом или без видимого факела. Газовоздушная смесь у этих горелок поступает в туннель или топочный объем через горелочное отверстие (обычно круглого сечения в насадке), плотно примыкающее к туннелю или топочному объему. Стабилизатором горения этих горелок служит раскаленный туннель из огнеупорного материала или раскаленная футеровка топки. Для предохранения от проскока пламени в инжектор у некоторых конструкций беспламенных горелок предусматривается устройство водяного охлаждения горелочного насадка.

У инжекционных горелок среднего давления пламенного типа горение происходит в конце насадка. Для

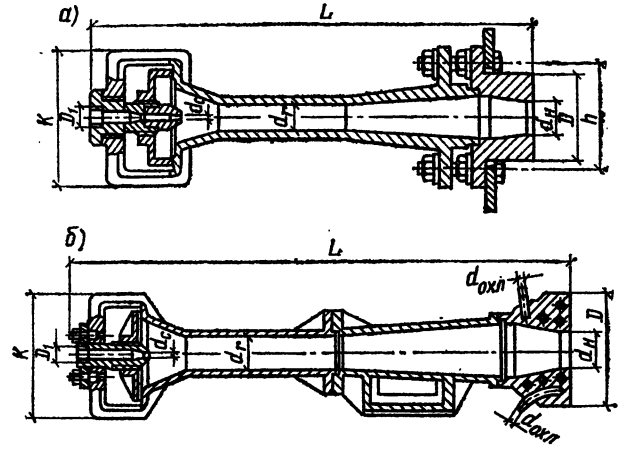


Рис. 15. Инжекционная горелка среднего давления Стальпроекта, тип «В»

а — без охлаждения насадка; *б* — с водоохлаждением насадка

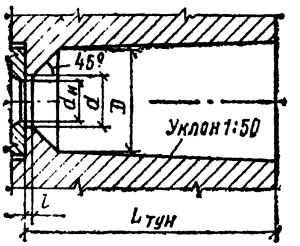


Рис. 16. Общий вид горелочного туннеля

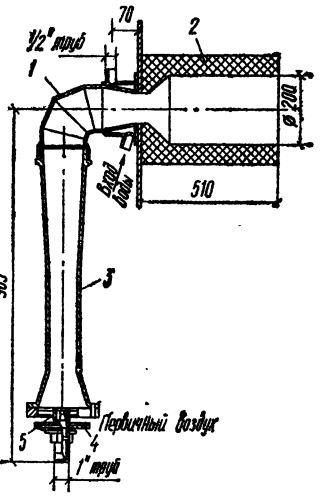


Рис. 17. Инжекционная горелка среднего давления, угловая, с керамическим туннелем ▶

1 — насадок; *2* — керамический туннель; *3* — смеситель; *4* — регулятор воздуха; *5* — форсунка

предотвращения наибольшей опасности при работе горелок — отрыва пламени — в топке оборудуют специальные горки из огнеупорных материалов. Раскаленные горелки обеспечивают воспламенение вытекающей из горелок газовоздушной смеси, тем самым предотвращая

отрыв пламени. Они также способствуют лучшей теплопередаче. В других типах пламенных горелок для предотвращения отрыва пламени предусматривается устройство особых полостей, куда отводится часть газовоздушной смеси для образования застойных зон пламени и постоянного воспламенения вытекающей из горелки смеси. По такому принципу сконструированы горелки с пластинчатыми и кольцевыми стабилизаторами горения.

Горелки беспламенного типа (туннельные) разработаны различными организациями — Стальпроектом, Мосгазпроектом, Ленгипроинжпроектом и др. Горелка состоит из форсунки, инжекционного смесителя и огнеупорного туннеля (насадка), в котором происходит процесс горения газовоздушной смеси. Материалом для изготовления огнеупорных туннелей обычно служит шамот. Туннели должны выдерживать переменный тепловой режим с температурой до 1600° С. Широкое применение получили инжекционные туннельные горелки типа Стальпроект. Они могут работать при давлении газа 10—140 кПа (от 1000 до 14 000 мм вод. ст.). Всего разработано 20 размеров горелок (рис. 15) с диаметром выходного отверстия горелочной головки (носика) $d_н$ от 15 до 235 мм, которые выбраны с таким расчетом, что две соседние горелки при одинаковых условиях отличаются по производительности на 25%. Корпус смесителя выполнен из чугуна. Конструкцией горелки предусмотрено водяное охлаждение горелочного насадка. Техническая характеристика и основные размеры инжекционных горелок среднего давления конструкции Стальпроекта даны в табл. 15.

Керамические туннели к беспламенным горелкам среднего давления могут выполняться на месте путем набивки огнеупорной массы с помощью шаблонов (рис. 16). Состав огнеупорной массы, %: порошок хромистого железняка 45, порошок обожженного магнезита 45, огнеупорная глина 10. Указанный состав разбавляется водой до тестообразного состояния и перед применением в него добавляется 2% жидкого стекла. Для устройства туннеля в кладке котла или печи подготавливается отверстие соответствующих размеров, образованное огнеупорным шамотным кирпичом класса *А*. Затем при помощи шаблонов туннели набивают огнеупорной массой слоем не менее 25 мм. Шаблон изготавливают из дерева и покрывают олифой. Перед установкой шаблон не-

Таблица 15. Инжекционные горелки Стальпроекта, тип «В» (см. рис. 15)

Типоразмер	Тепловая нагрузка при p=50 кПа (5000 мм вод. ст.), Мкал/ч		Размеры, мм										Масса, кг
			$Д_1$	Диаметр сопла при		$d_г$	$d_н$	$Д$	$К$	L	$h \times h$	$d_{охл}$	
	$Q_н$=4080	$Q_н$=8350		$Q_н$=4080	$Q_н$=8350								
B15dc	10,8	6,15	1/2	1,6	1,0	12	15	60	110	220	80×80	—	5,1
B18dc	15,5	9,2	1/2	2,0	1,2	14,5	18	60	110	250	80×80	—	5,3
B21dc	21,1	12,5	1/2	2,3	1,4	17	21	60	110	275	80×80	—	5,6
B24dc	27,6	15,7	1/2	2,6	1,6	19	24	80	135	300	100×100	—	8,8
B28dc	37,6	21,8	1/2	3,0	1,8	22,5	28	80	135	335	100×100	—	9,0
B32dc	48,3	27,5	1/2	3,5	2,1	22,5	32	80	135	375	100×100	—	9,8
B37dc	65,6	37,6	1/2	4,0	2,4	30	37	100	165	440	120×120	—	14,3
B42dc	84,2	48,8	1/2	4,5	2,7	33,5	42	100	165	490	120×120	—	14,8
B48dc	111	63,5	1/2	5,2	3,1	38,5	48	120	165	545	140×140	—	21,0
B56dc	151	85,3	3/4	6,1	3,6	45	56	120	215	625	140×140	—	26,0
B65dc	202	118	3/4	7,0	4,2	52	65	140	215	700	170×170	—	33,5
B75dc	269	156	3/4	8,1	4,8	60	75	140	215	800	170×170	—	35,2
B86dc	354	206	1	9,3	5,5	69	86	220	285	960	—	1/2	58,7
B100dc	479	272	1	10,8	6,4	80	100	260	285	1095	—	1/2	81,0
B116dc	646	380	1 1/2	12,6	7,5	93	116	300	330	1240	—	1/2	107
B134dc	863	490	1 1/4	14,5	8,6	107	134	350	360	1420	—	3/4	151
B154dc	1135	645	1 1/2	16,7	9,9	123	154	410	410	1615	—	3/4	216
B178dc	1520	862	1 1/2	19,3	11,4	142	178	470	475	1840	—	1	240
B205dc	2010	1140	2	22,2	13,2	164	205	490	555	2130	—	1	342
B235dc	2640	1510	2	25,4	15,1	188	235	510	605	240	—	1	401

обходимо покрыть тонким слоем мелкого просеянного шамотного порошка либо смочить известковым молоком и высушить.

Мосгазпроект разработал инжекционные горелки среднего давления беспламенного типа теплопроизводи-

Таблица 16. Инжекционные горелки среднего давления ($p_г^{ном}$ = 3000 мм вод. ст.) с керамическим туннелем Мосгазпроекта

Горелка	$Q_{ном}$, ккал/ч	$B_г^{ном}$ при $Q_р^н$ = 8500 ккал/м³, м³/ч	α	Длина горелки, мм	Длина туннеля, мм	Число горелок в блоке	Примечание
ГСД-13-00	85 200	10,05	1	600	300	1	—
ГСД-20-00	96 000	11,3	1	660	410	1	—
ИГВ-1-40-00	156 000	18,38	1	900	510	1	Водяное охлаждение
ИГВ-2-40-00	156 000	18,38	1	905	510	1	Туннель горелки под углом 90°
Г СД-35-00	156 000	18,38	1	930	510	1	Воздушное охлаждение
ОГСД-39-00	256 000	30	1	600	300	3	Блок из трех горелок ГСД-13-00
ОГСД-78-00	426 000	50,7	1	600	300	5	Блок из пяти горелок ГСД-13-00
ОГСД-1-117-00	678 000	80	1	600	300	8	Блок из восьми горелок ГСД-13-00
ОГСД-240-00	1 296 000	152,5	1	1115	510	6	Блок из шести горелок ГСД-35-00

тельностью 85 000— 1 296 000 ккал/ч. Горелки выполняют одноструйными или в виде блока на 3, 5, 6 и 8 струй. Для уменьшения габарита у отдельных типов горелок насадок делают под углом 90° (рис. 17). Техническая характеристика горелок Мосгазпроекта дана в табл. 16. Наиболее слабым местом туннельных горелок является керамический туннель, который вследствие высоких температур и переменного теплового режима быстро разрушается.

Горелки пламенного типа. Этот тип горелок получил широкое распространение в городском хозяйстве. Для

установки в водогрейных и паровых котлах, а также в печах и различных технологических аппаратах, топки которых находятся под разрежением, широко используют инжекционные горелки типа ИГК (рис. 18) конструкции Ф. Ф. Казанцева (Мосгазпроект).

Горелки типа ИГК отличаются тем, что в горелочном насадке имеется пластинчатый металлический стабилизатор, который выполнен из стальных пластин шириной 16 и толщиной 0,5 мм, собранных на стержнях. Пластины расположены на расстоянии 1,5 мм друг от друга. Зазоры между пластинами предназначены для прохода газовоздушной смеси. Стержни являются элементами, образующими зоны завихренных потоков горящей газовоздушной смеси, и предотвращают отрыв пламени от горелки при ее работе на больших расходах газа. Пластины предохраняют от проскоков пламени на форсунку. Горелки с пластинчатым стабилизатором горения работают устойчиво и обладают значительным диапазоном регулирования (1—50 кПа). Розжиг указанных горелок производится при открытых регуляторах первичного воздуха, что упрощает обслуживание. Недостатком таких горелок является относительно быстрое сгорание пластин. Поэтому их необходимо защищать от перегрева и при остановке котлов. Нельзя прикрывать регуляторы воздуха, так как стабилизатор не будет охлаж-

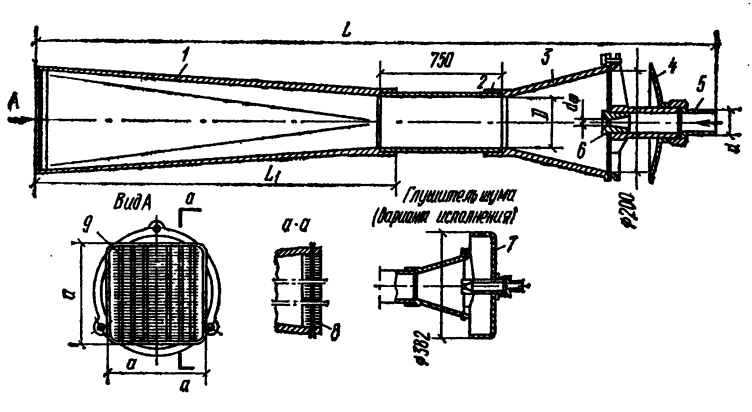


Рис. 18. Инжекционная горелка с пластинчатым стабилизатором типа ИГК

1 — горелочный насадок (с пластинчатым стабилизатором горения); *2* — горловина (смеситель); *3* — конфузор; *4* — регулятор воздуха; *5* — ниппель; *6* — форсунка; *7* — глушитель; *8* — шпилька; *9* — стабилизатор

даться воздухом, проходящим через горелку за счет разрежения топки. По этой причине не допускается установка горелок ИГК в топках, работающих без разрежения.

Горелки изготовляют прямые и угловые. Угловая горелка более компактна и требует меньше места для установки, но у нее несколько хуже аэродинамическая характеристика. Горелка ИГК работает с коэффициентом расхода первичного воздуха $\alpha=1{,}05—1{,}1$. В последнее время горелки ИГК подвергались модернизации. Усовершенствованы элементы инжектора, сделан переход к четырехсопловому аппарату в горелках производительностью 50 м³/ч и выше (рис. 19), повышена технологичность изготовления. Модернизированные горелки ИГК-М образуют следующий ряд производительности: 6, 15, 25, 35, 50, 90, 150 м³/ч (по газу с теплотой сгорания $Q_н^р=8500$ ккал/м³ и 30 кПа). Стабилизаторы горелок могут быть также U-образные (у горелки 1-ИПГ-2-10) или конусообразные (у горелки ИГК-1-6М). Техническая характеристика горелок типа ИГК приведена в табл. 17.

Горелки с кольцевыми стабилизаторами горения (рис. 20) состоят из сопел, инжекционных смесительных устройств и кольцевых стабилизаторов, устанавливаемых вместо керамических огнеупорных туннелей. Горелочный насадок с кольцевым стабилизатором обеспечивает устойчивое горение за счет того, что часть газовоздушной смеси из насадка проходит через ряд отверстий в кольце, при этом площадь поперечного сечения насад-

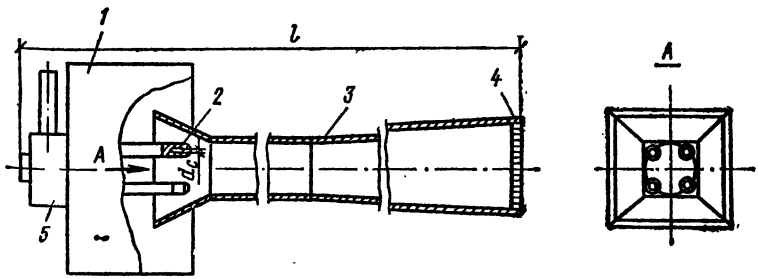


Рис. 19. Схема модернизированных инжекционных горелок типа ИГК-4-50, ИГК-4-90 М, ИГК-4-150

1 — глушитель; *2* — сопло (4 шт.); *3* — смеситель; *4* — стабилизатор; *5* — газовая камера

Таблица 17. Инжекционные горелки среднего давления типа ИГК

Первоначальные типоразмеры					Новые типоразмеры				
тип	тепловая нагрузка при давлении 30 кПа (3000 мм вод. ст.) и $Q_н$=8,5, Мкал/м³; Мкал/ч	диаметр сопла, мм	длина, мм	масса, кг	тип	тепловая нагрузка при давлении 30 кПа (3000 мм вод. ст.) и $Q_н$=8,5 Мкал/м³; Мкал/ч	диаметр сопла, мм	длина, мм	масса, кг
ИГК-10	42,5	2,8	860	4,2	ИГК-1-6М	51,0	3,0	453	2,0
ИГК-25	121,0	4,5	750	6,5	ИГК-1-15	121,0	4,5	650	6,5
ИГК-25М	113,0	4,3	750	12,5	ИГК-1-25М	212,0	6,0	700	7,1
ИГК-60	288,0	6,8	1000	12,2	ИГК-1-35	288,0	6,8	1000	12,2
ИГК-120	496,0	9,0	1327	29,0	ИГК-4-50М	425,0	4,1*	1180	15,5
ИГК-170	745,0	10,8	1596	40,0	ИГК-4-90М	765,0	5,8*	1472	35,5
ИГК-250	1130,0	13,2	1914	50,0	ИГК-4-150М	1275,0	5,5*	1935	47,0

* Горелки снабжены четырехсопловыми аппаратами.

ка значительно больше суммарной площади отверстий. В результате часть газовоздушной смеси выходит по периметру насадка горелки с малой скоростью, образуя устойчивое кольцо горящего газа, поджигающего основной поток газа. Инжекционные горелки среднего давления с кольцевыми стабилизаторами горения устанавливают в котлах, печах и различных технологических агрегатах. Во избежание обгорания насадков их следует изготовлять из жаропрочного чугуна. Горелки такого типа разработаны Ленгипроинжпроектом.

Многосопловые инжекционные горелки используют вместо односопловых с целью сокращения их размеров,

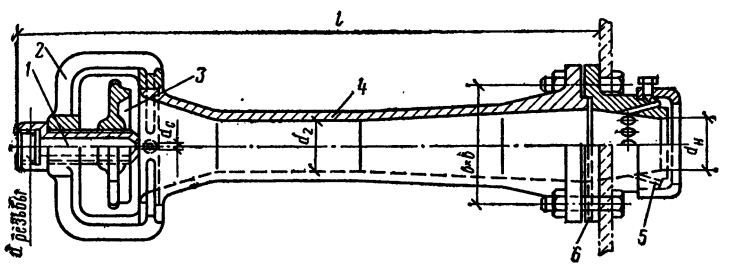
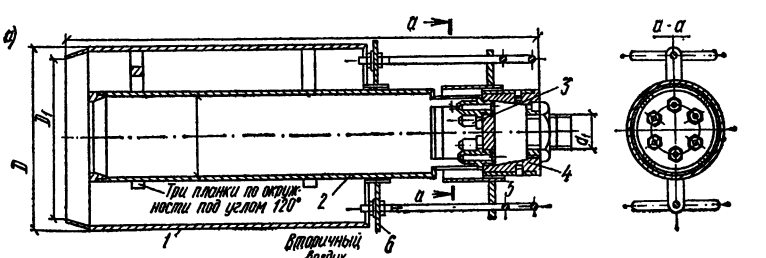


Рис. 20. Инжекционная горелка с кольцевым стабилизатором горения

1 — сопло; *2* — кронштейн; *3* — регулятор воздуха; *4* — инжекционный смеситель; *5* — кольцевой стабилизатор горения; *6* — горелочный насадок



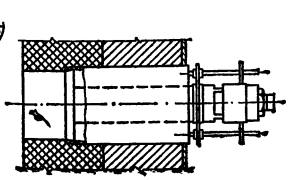


Рис. 21. Многосопловая инжекционная горелка неполного предварительного смешения

а — конструкция горелки; *б* — установка горелки в топке; *1* — корпус горелки; *2* — инжекторная трубка (смеситель); *3* — сопла (форсунки); *4* — сопловая коробка; *5* — заслонка первичного воздуха; *6* — заслонка вторичного воздуха

особенно при производительности более 100 м³/ч. Однако вследствие взаимного влияния струй, приводящего к ухудшению инжекционной способности горелок и снижению диапазона их регулирования, некоторые многосопловые горелки оказались неработоспособными или обеспечивали необходимый подсос воздуха только при разрежении в топке. Для обеспечения большой производительности тепловых установок с помощью инжекционных горелок применяют блоки из односопловых горелок типа ИГК или других конструкций. Из многосопловых инжекционных горелок следует отметить горелку типа ТЛ, разработанную тепловой лабораторией автозавода им. Лихачева, и горелку Укрнефтепроекта с горкой из огнеупорного материала, которая применяется для сжигания природного газа в жаротрубных котлах и печах (рис. 21). Горелка рассчитана на давление 5—8 кПа (от 500 до 800 мм вод. ст.) и состоит из сопловой головки, выполненной из газовой трубы, с тремя — восемью форсунками, установленными перпендикулярно плоскости ее обреза, и инжектора, изготовленного из стальной трубы. Инжектор устанавливается в горелочной амбразуре, в кольце из шамотной массы. Воздух в инжектор поступает через окна и с торца. Горелки Укрнефтепроекта при давлении 5—10 кПа инжектируют около 70% первичного воздуха, теоретически необходимого для горения (α=0,7). Остальное количество воздуха поступает к факелам пламени за счет разрежения в топке, которое для обеспечения подсоса воздуха должно быть не менее 25 Па. Вторичный воздух поступает по регулируемому заслонкой кольцевому отверстию вокруг инжектора. Заслонки первичного и вторичного воздуха обслуживаются одной рукояткой. Газовоздушная смесь через выходное отверстие горелочного насадка поступает в топку и сгорает на горке из битого шамотного кирпича. При более высоком давлении 0,03—0,08 МПа (0,3—0,8 атм) горелка может обеспечивать подсос полного количества воздуха. Однако в этом случае производительность и устойчивость работы горелки снижаются.

7. ГОРЕЛКИ С ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ ПОДАЧЕЙ ВОЗДУХА

В горелках с принудительной подачей воздуха или смесительных весь необходимый для горения воздух нагнетается вентилятором по воздухопроводам. Коэффици-

ент расхода первичного воздуха составляет $\alpha' \geqslant 1$. Газ и воздух подводятся к горелкам по отдельным трубам. По этому признаку в некоторых классификациях эти горелки называются двухпроводными. Преимущества газовых горелок с принудительной подачей воздуха следующие: простота конструкции, возможность применения в топках с различной величиной противодавления; возможность глубокой регулировки производительности и соотношения газа и воздуха, а также формы и характера факела; сравнительно малые габаритные размеры; незначительный шум при работе; возможность подогрева газа и воздуха, поступающих в горелку; возможность использования горелок большой единичной производительности (1000 м³/ч и более). Недостатком смесительных горелок является необходимость дутьевых установок и расход электроэнергии для дутья воздуха. Авторегулировка давления воздуха в зависимости от давления газа отсутствует. Горелки с принудительной подачей воздуха работают на газе низкого и среднего давления. У горелок с расходом газа до 1000 м³/ч обычно применяют низкое давление газа 1,3—2 кПа (130—200 мм вод. ст.), а у горелок большей производительности — среднее давление 30—50 кПа (3000—5000 мм вод. ст.).

Для лучшего смешения потоков газа и воздуха, поступающих в смесительную камеру горелки или топку, им придают различные направления. В частности, подают один поток внутрь другого, при этом поток газа (воздуха), имеющий большую скорость, оказывает инжектирующее воздействие на поток воздуха (газа). Газ в горелку нередко подают небольшими струями. Часто одному или обоим потокам придают вращательное (вихревое) движение с помощью различных устройств внутри камеры горелки. У горелки с принудительной подачей воздуха горение газовоздушной смеси факельное. В зависимости от конструкции и производительности горелок длина факела колеблется от 0,5 до 2 м и более. В раскаленных топках факел прозрачен. Химическая полнота сжигания газа достигается при коэффициентах избытка воздуха $\alpha = 1{,}05—1{,}2$. Горелки с принудительной подачей воздуха устанавливают в водогрейных и паровых котлах, печах, сушилках и различных технологических аппаратах.

Многоструйные горелки. Широкое распространение получили горелки Мосгазпроекта, типа ГСМ (горелки

Таблица 18. Многоструйные горелки Мосгазпроекта типа ГСМ

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, ГДж/ч (Гкал/ч)	Номинальный расход газа, м³/ч	Пределы регулирования по расходу, м³/ч	Диаметр отверстий горелочного насадка, мм	Расход воздуха при α=1,1, м³/ч	Масса, кг
1230-00	1,42(0,34)	39	7,6—45,8	3,1	386	41
			8,34—52,6	1,3		
1229-00	2,27(0,54)	63	12,3—74,0	3,1	625	60
			13,7—85,0	1,3		
1228-00	3,36(0,80)	94	18,3—110,0	3,1	930	78
			20,0—126,9	1,3		
1227-00	5,0(1,20)	140	27,2—164,1	3,1	1390	92
			30,0—189,0	1,3		
ГА-102	7,98(1,90)	226	44,0—296,4	4,3	2240	115
			48,4—300,6	2,1		
ГА-106	12,2(2,90)	340	66,3—440,0	4,3	3370	144
			72,8—459,6	2,1		
ГА-110	18,1(4,30)	508	99,0—596,0	4,3	5030	195
			98,9—676,0	2,1		
1702-00	33,6(8,00)	940	183,1—1103,0	4,3	9300	347
			200,1—1270,0	2,1		

Примечания: 1. Номинальное давление газа кПа (мм вод. ст.): низкое — 1,3 (130); среднее 30 (3000); воздуха 1 (100).
2. В числителе дробей показаны величины для низкого, в знаменателе — для среднего давления.

смесительные многоструйные) (рис. 22). Характеристика и размеры горелок приведены в табл. 18. Особенностью данной конструкции является возможность сжигания больших количеств газа со сравнительно коротким факелом. Для этого газ подается по нескольким насадкам, на которых устанавливаются наконечники (головки) с выходными отверстиями малого диаметра. К каждому насадку подается концентрический поток воздуха. На выходе воздушных потоков установлены лопатки,

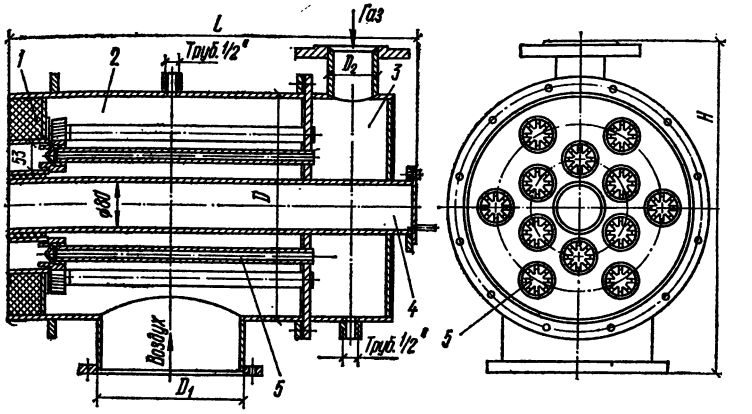


Рис. 22. Горелка с принудительной подачей воздуха Мосгазпроекта

1 — футеровка; *2* — воздушная камера; *3* — газовая камера; *4* — смотровая трубка; *5* — газовые трубки с горелочными насадками

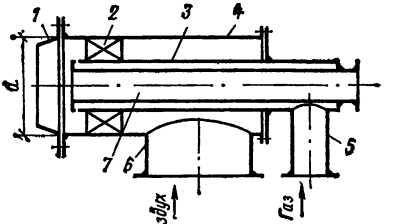


Рис. 23. Конструктивная схема вихревых горелок типа ГГВ

1 — насадок (носик); *2* — завихритель; *3* — газораспределительный коллектор; *4* — корпус; *5* — подвод газа; *6* — подвод воздуха; *7* — смотровая труба

придающие потоку воздуха вращательное движение, что обеспечивает хорошее смешение газа и воздуха. Со стороны топки горелка имеет тепловую защиту в виде футеровки из огнеупорного бетона, состоящего из шамотного порошка класса *А* —80% и глиноземистого цемента — 20%. В середине этой горелки устроена центральная трубка-гляделка, служащая одновременно для розжига, и которая может быть также использована для установки мазутной горелки в случае перерыва в газоснабжении.

Горелка рассчитана для работы на природном газе. Устойчиво работает с большим диапазоном регулирования. Пределы регулирования по давлению: низкому 0,05—1,8 (5—180), среднему 9—60 кПа (900—6000 мм вод. ст.). При монтаже необходимо обращать внимание

на плотность соединения газовой камеры с воздушной. Для контроля за давлением газа и воздуха в камерах приварены специальные патрубки. К недостаткам горелки относятся сравнительно большие поперечные размеры и масса, поэтому многоструйные горелки заменяются вихревыми и турбулентными.

Вихревые горелки. Конструктивное исполнение этих горелок самое разнообразное. В частности получили распространение вихревые горелки типа ГГВ Мосгазпроекта (рис. 23), имеющие следующий ряд производительности по расходу природного газа, м³/ч: 50, 75, 100, 150, 200, 350 и 500. Давление газа 13 кПа (1300 мм вод. ст.); давление воздуха —1 кПа (100 мм вод. ст.). Горелки имеют центральную подачу газа. Работает горелка следующим образом. Газ по патрубку *5* поступает в газораспределительный коллектор *3*, из которого через отверстия (по периметру) вытекает в закрученный поперечный поток воздуха. Воздух поступает по патрубку *6* в корпус *4* и, проходя завихритель *2*, закручивается. Газораспределительный коллектор с завихрителем соединен с корпусом горелки при помощи болтов, что позволяет при монтаже по-разному ориентировать подвод газа и воздуха, а также упрощает разборку и внутренний осмотр горелки. Внутри газового коллектора помещена смотровая труба *7*, которая может использоваться для размещения мазутной форсунки механического или парового распыливания, а также форсунки воздушного распыливания для сжигания легких топлив. Завихритель горелки осевой, лопаточный, с углом подъема 45° обеспечивает интенсивность крутки, равную 1,0. Горелки ГГВ устойчиво работают в интервале нагрузки от

Таблица 19. Вихревые горелки типа ГГВ

Шифр горелки (расход газа)	Наружный диаметр, мм	Общая длина, мм	Масса, кг
ГГВ-50	152	500	20
ГГВ-75	170	540	22
ГГВ-100	190	600	24
ГГВ-150	220	710	30
ГГВ-200	245	800	39
ГГВ-350	292	900	58
ГГВ-500	380	1050	80

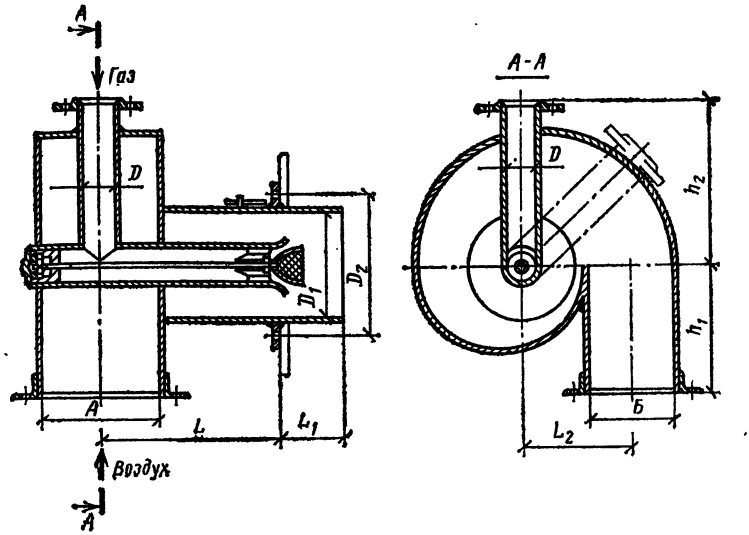


Рис. 24. Турбулентная (вихревая) горелка среднего давления

10% до номинальной, обеспечивая полноту сгорания газа при коэффициенте расхода воздуха 1,05—1,1. Горелки могут устойчиво работать без туннеля и с туннелем. Характеристика горелки приведена в табл. 19.

Турбулентные горелки устанавливают в котлах промышленных предприятий и электростанций. Работают они как на низком, так и на среднем давлении. Турбулентная горелка среднего давления с центральной подачей газа показана на рис. 24. Газ подается по центральной трубе и закручивается винтовыми направляющими, установленными на выходе из трубы. Расход газа регулируется изменением давления газа или положением установочного конуса. Воздух, поступивший через улитку, получив вращательное движение, хорошо перемешивается с газом. Коэффициент расхода воздуха $\alpha = 1{,}01—1{,}05$. Горелки устанавливают в цилиндрической или конической амбразуре из огнеупорного кирпича. Горение протекает с небольшим прозрачным факелом. Номинальное давление газа 30, воздуха — 4 кПа.

Газотурбинные горелки являются горелками с принудительной подачей воздуха, в которых давление газа,

поступающего в горелки, используется для привода вентилятора. В горелках этого типа весь необходимый для горения воздух поступает в качестве первичного. Давление воздуха, нагнетаемого вентилятором горелки, позволяет устанавливать горелки в топках с небольшим противодавлением 30—50 Па (3—5 мм вод. ст.) или с рекуперативным подогревом воздуха. Достоинства газотурбинных горелок: автоматическое поддержание заданного соотношения количеств газа и воздуха во всем рабочем диапазоне производительности горелок, небольшие габаритные размеры и масса при сравнительно большой производительности. Горелки устанавливаются в топках печей и котлов. Газотурбинные горелки бывают двух типов: турбореактивные, использующие для вращения ва-

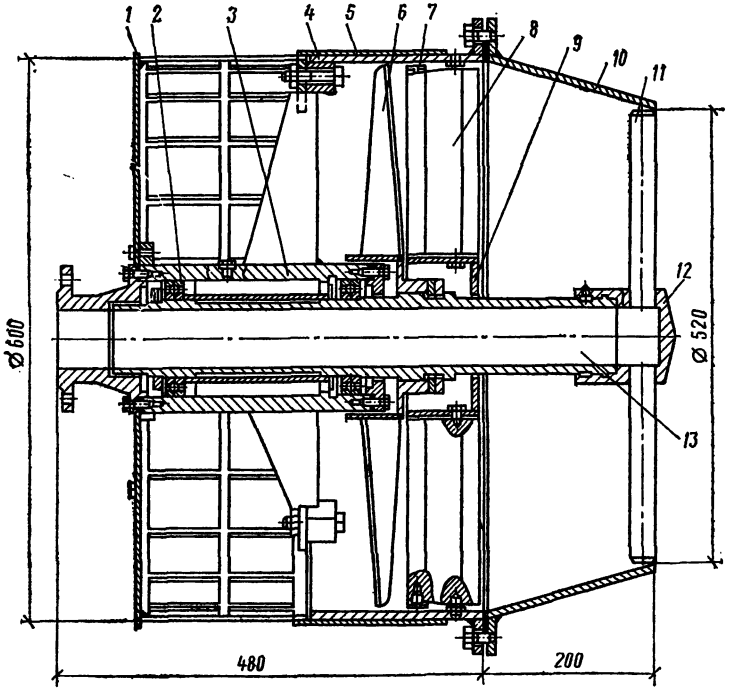


Рис. 25. Турбореактивная горелка ГГТР-с-1000

1 — экран для глушения шума; *2* — шарикоподшипники; *3* — корпус подшипникового узла; *4* — корпус горелки; *5* — поворотное кольцо воздушного регистра; *6* — осевой вентилятор; *7* — поводковое кольцо; *8* — направляющий аппарат; *9* — обтекатель; *10* — головка горелки; *11* — полые лопатки; *12* — ступица; *13* — полый вал

ла вентилятора реактивную силу истечения газа из сопел в полых лопатках турбины, и турбореактивные, у которых вытекающие из сопел струи газа приводят во вращение лопатки турбинки, укрепленной на валу вентилятора.

Турбореактивная газотурбинная горелка конструкции Гипрониигаза (рис. 25) состоит из следующих основных элементов: полого вала *13*, укрепленного в ступице *12*, полых лопаток реактивной турбинки *11*, осевого вентилятора *6*, направляющего аппарата *8*, подшипникового узла, воздушного регистра *5*, корпуса *4* и головки *10*. Газ по полому валу поступает в полые лопатки реактивной турбинки и вытекает через сопловые отверстия, установленные под углом 15° к плоскости вращения. Под действием реактивной силы истекающего газа турбинка и связанные с ней вал и вентилятор приводятся во вращение в сторону, противоположную истечению газа. Воздух, засасываемый осевым вентилятором, подается через направляющий аппарат в головку горелки, на выходе из которой перемешивается с газом, вытекающим из турбинки. Поворотом направляющего аппарата с поводковым кольцом *7* достигается регулировка длины факела и угла закрутки его. За счет хорошего перемешивания коэффициент избытка воздуха составляет всего лишь 1,01—1,05. Длина факела не превышает трех калибров горелки от обреза ее устья. Для уменьшения шума горелки при ее работе служит экран. Турбореактивные горелки Гипрониигаза разработаны пяти типоразмеров производительностью от 50 до 1000 м³/ч. Кроме описанных выше существует еще большое количество конструкций горелок с принудительной подачей воздуха.

Для вертикально-водотрубных котлов с экранированными топками типа ДКВР, оборудованных для подачи угля пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ), применяются *вертикально-щелевые* горелки. Для установки на промышленных печах различного назначения, сушилках и других тепловых агрегатах с небольшим объемом топок нашли применение горелки *типа ГНП* (ВНИИПИтеплопроекта). Во вращающихся печах промышленности строительных материалов применяются *длиннофакельные* горелки. Существуют также горелки *погружные* для выпаривания жидкости и плавки легкоплавких материалов, а также другие типы горелок.

8. КОМБИНИРОВАННЫЕ ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

Комбинированные газовые горелки предназначены для работы установок как на газе, так и на другом виде топлива (мазуте или угольной пыли). В горелках некоторых конструкций возможны одновременное сжигание обоих видов топлив. На газовом топливе установки обычно работают в летний период, когда расход газа другими потребителями сокращается. В зимний период эти установки переводят на мазут или угольную пыль. Иногда для выравнивания суточной неравномерности газопотребления котлы или печи переводят на газовое топливо, только в ночное время. В тех случаях, когда самое кратковременное прекращение подачи топлива может привести к порче ценной продукции или даже к выходу из строя агрегата, конструкции горелок должны позволять быстрый переход с одного вида топлива на другой. Наиболее простыми по конструкции являются газомазутные горелки, работающие с принудительной подачей воздуха. Горелки для одновременного сжигания газа и угольной пыли более сложны и громоздки. Комбинированные горелки чаще всего применяются на котлах электростанций и ТЭЦ. Ими оборудуют крупные газопотребляющие установки промышленных предприятий и котлы районных котельных. Для сохранения постоянства тепловых нагрузок агрегатов при переходе с газа на резервное топливо желательно, чтобы у комбинированных горелок теплопроизводительность газовой части горелки и горелки на резервном топливе была бы одинаковой.

Газомазутные горелки позволяют переход с жидкого на газообразное топливо и наоборот в течение нескольких минут. Они просты в изготовлении и монтаже и в большинстве случаев обеспечивают экономичное сжигание обоих видов топлива. Чаще всего применяются для установки в промышленных печах и на котлах электростанций (горелки большой теплопроизводительности). Большинство конструкций горелок может работать как на холодном, так и на нагретом воздухе.

Горелки НГМГ (рис. 26) и ГМГ (аналогичной конструкции) наиболее широкое применение получили для установки в отопительных котлах. Указанные горелки низкого давления изготовляет завод «Ильмарине». Горелки выпускаются двух типоразмеров на 8,38 и 16,76 ГДж/ч (2 и 4 Гкал/ч). Газ в горелки поступает под

давлением 2,5 кПа (250 мм вод. ст.) и выходит из круглых горелочных отверстий в насадке конической формы. Воздух для горения газа и мазута в горелках НГМГ по-

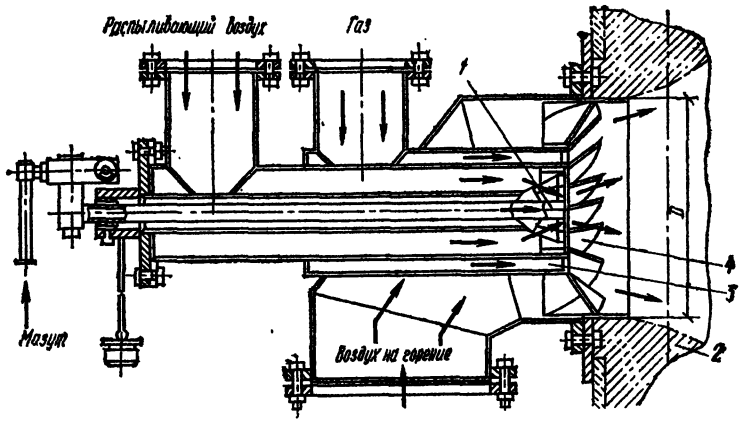


Рис. 26. Низконапорная газомазутная горелка типа НГМГ

1 — мазутная форсунка; *2* — амбразура; *3* — газопроводящее устройство; *4* — направляющее устройство для воздуха

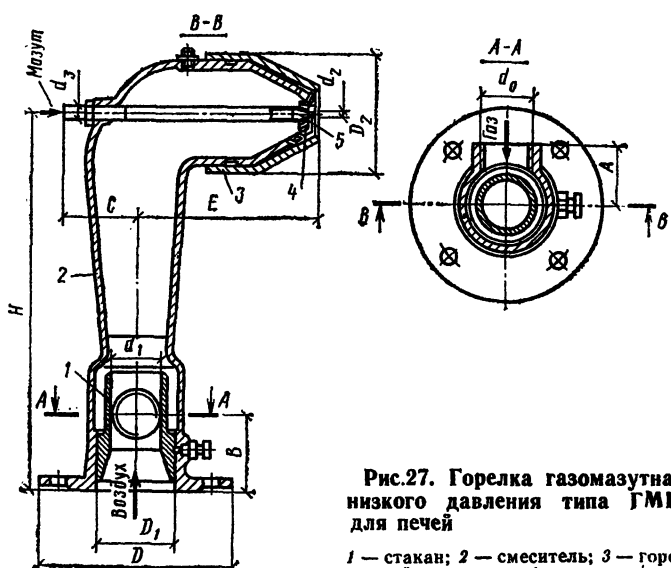


Рис.27. Горелка газомазутная низкого давления типа ГМН для печей

1 — стакан; *2* — смеситель; *3* — горелочный насадок; *4* — завихритель; *5* — мазутная форсунка

ступает под давлением 1,5 кПа. У горелок ГМГ давление турбулизирующего воздуха снижено до 1,2—1,5 кПа, что позволило обеспечить поступление воздуха от дутьевых вентиляторов. Для этого трубопровод турбулизирующего воздуха включен в основной трубопровод до регулировочных шиберов воздуха на горение. Причем влияние турбулизирующего воздуха возрастает и расход его становится постоянным. Газ с воздухом перемешиваются в топке, вследствие чего получается факел большой длины. Мазут подводится к горелке по центральной трубе и распыливается воздухом под давлением 2,5 кПа. Необходимый коэффициент расхода воздуха для достижения хорошего сжигания топлива составляет 1,15—1,25. Горелки просты по конструкции и удобны в обслуживании. Недостаток горелок — большая длина пламени мазутной форсунки, достигающая 2,5—3 м, и сильный шум при работе горелок.

В горелках ГМГ несколько изменена конструкция насадка. Здесь газовые струи из отверстий в конической поверхности направляются под углом к оси горелки, что улучшает процесс смещения и полнота сжигания достигается при коэффициенте расхода воздуха 1,10—1,15. Техническая характеристика горелок НГМГ и ГМГ приведена в табл. 20.

Таблица 20. Горелки НГМГ и ГМГ

Шифр горелок	Расход		Основные размеры, мм			
			L		D	
	газа, м³/ч	мазута, кг/ч	НГМГ	ГМГ	НГМГ	ГМГ
НГМГ-2; ГМГ-2	250	210	845	920	276	265
НГМГ-4; ГМГ-4	500	421	1025	1164	363	363

Горелки ГМН низкого давления Укргипрогорпромгаза применяются для печей и технологических установок (рис. 27). Горелки устанавливают в агрегатах, в которых необходимо поддерживать высокую температуру. Конструкция предусматривает предварительное смешение газа с воздухом. Коэффициент расхода воздуха, обеспечивающий полное сжигание газа, $\alpha=1{,}05$. Горелки работают на холодном и горячем воздухе. Изготовляются литыми из чугуна, пяти типоразмеров, произво-

Таблица 21. Горелки ГМН

Шифр горелки	Номинальная величина			Масса, кг	Основные размеры, мм					
					D	D_1	D_2	H	C	L
	тепловой мощности, ккал/ч	расхода мазута, кг/ч	расхода воздуха ($\alpha = 1{,}05$), м³/ч							
ГМН-12	93 500	8	120	6,5	140	50	88	255	85	120
ГМН-17	144 500	12	170	9,0	160	70	100	285	95	140
ГМН-30	255 000	20	300	15,0	190	80	125	365	81	180
ГМН-45	382 500	32	450	22,0	210	100	150	460	83	220
ГМН-70	59 500	48	700	40,0	240	125	175	555	93	260

дительностью от 12 до 70 м³/ч. Техническая характеристика горелок приведена в табл. 21.

Переход с газа на мазут и обратно осуществляется включением соответствующего вида топлива. Горелка также может одновременно работать на обоих видах топлива. Давление газа для нормальной работы горелки 1,3 кПа (130 мм вод. ст.). Нижний предел регулирования горелок по давлению 0,4 кПа (40 мм вод. ст.), что соответствует 50% нагрузки.

Газомазутная горелка Мосэнергопроекта (рис. 28) предназначена для установки на котлах электростанций, обладает большой производительностью. Проектная мощность горелки по природному газу 1500 м³/ч. Горелка сконструирована по схеме «труба в трубе» и рассчитана на давление газа 3—4 кПа (300—400 мм вод. ст.). Шесть таких горелок установлены на котлах одной московской электростанции. Газовая горелка встроена в амбразуру мазутной горелки. Газ из продольных щелей выходит перпендикулярно закрученному потоку воздуха, что обеспечивает хорошее перемешивание газовоздушной смеси. Сжигание газа происходит со светящимся факелом при отсутствии продуктов химической неполноты сгорания. Во внутреннем канале газовой горелки вставлена мазутная форсунка, которую при работе на газе можно вынимать или передвигать внутри горелки.

Газомазутные кольцевые горелки ЦКТИ предназначены для сжигания газа и жидкого топлива в котлах электростанций разной производительности (рис. 29).

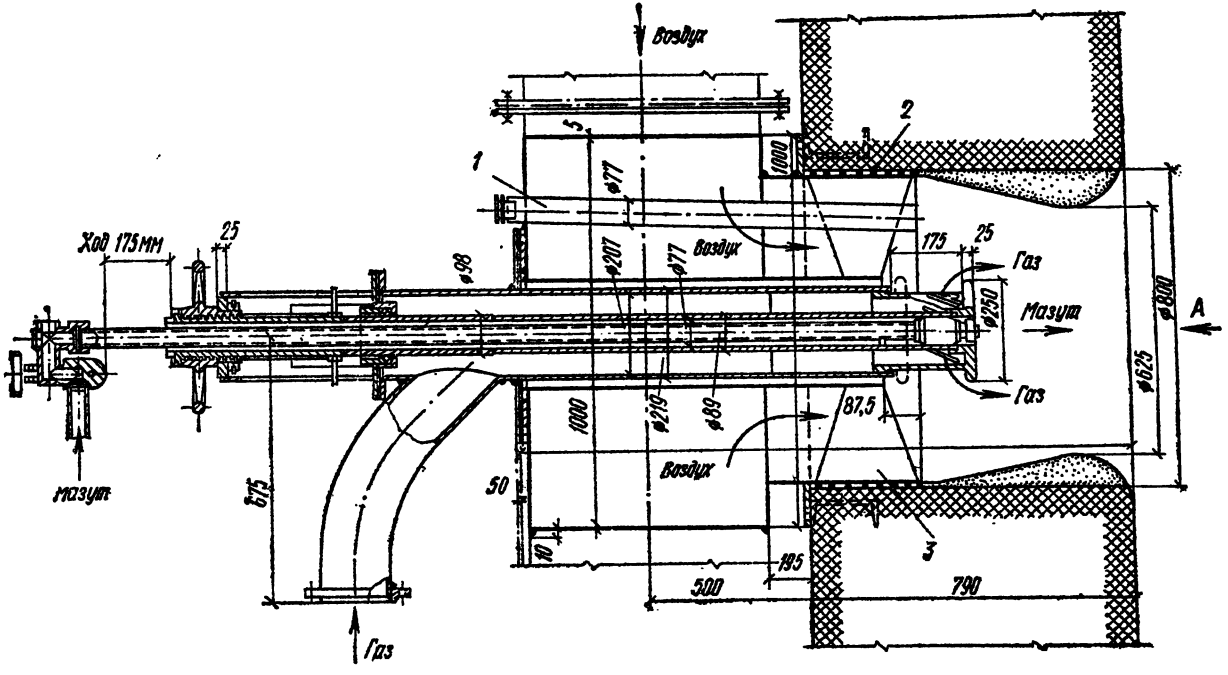


Рис. 28. Газомазутная горелка «труба в трубе» конструкции Мосэнергопроекта

1 — труба для розжига; *2* — асбестовый шнур; *3* — завихритель

Работают на холодном и нагретом воздухе. В горелке использована система периферийной выдачи газа в глубине амбразуры через круглую газораспределительную камеру. Для закручивания воздушного потока применен регистр осевого типа с пластинчатыми воздухонаправляющими лопатками. Горелка работает без химической неполноты горения при коэффициенте избытка воздуха за пароперегревателем $\alpha=1{,}05$ (на газе) и $\alpha=1{,}1$ (на мазуте). Характеристика горелок приведена в табл. 22.

Пылегазовые горелки применяются главным образом на электростанциях, ТЭЦ и реже в крупных промышленных котельных, ранее работавших на пылеугольном топливе. В отопительных котельных такие горелки применения не нашли, так как там обычно используется куско-

Таблица 22. Газомазутная горелка ЦКТИ

Техническая характеристика	Типоразмер				
	I	II	III	IV	V
Производительность горелки:					
по газу, м³/ч	550	1650	3100	4600	7500
по мазуту, т/ч	0,5	1,45	2,7	4,0	6,5
Давление перед горелкой, кПа (мм вод. ст.):					
газа	4(400)	6(600)	12(1200)	20(2000)	70(7000)
воздуха	0,75(75)	0,65(65)	0,80(80)	0,50(50)	1,10(110)
Диаметр, мм:					
обода регистра	400	750	800	1100	1100
амбразуры	350	640	800	1050	1050
устья амбразуры	550	750	1250	1400	1400
Число лопаток регистра	18	18	18	18	18
Диаметр выходных отверстий, мм	6/6*	12/6	7/7	11/8	8/8
Число газовыходных отверстий	90	30/54	180	41/82	164
Длина выступающей части горелки, мм	870	1150	1300	1520	1520

* Значения в числителе относятся к первому ряду отверстий, знаменателе — ко второму.

вое топливо. При оборудовании котлов пылегазовыми горелками стараются максимально сохранить существующее оборудование. Газовые горелки обычно встраивают в пылеугольные. Ниже приведены некоторые конструкции пылегазовых горелок.

Пылегазовая горелка ТКЗ с встроенным газовым соплом и центральной раздачей газа (рис. 30). Горелка сконструирована по схеме «труба в трубе». Газ и воздух

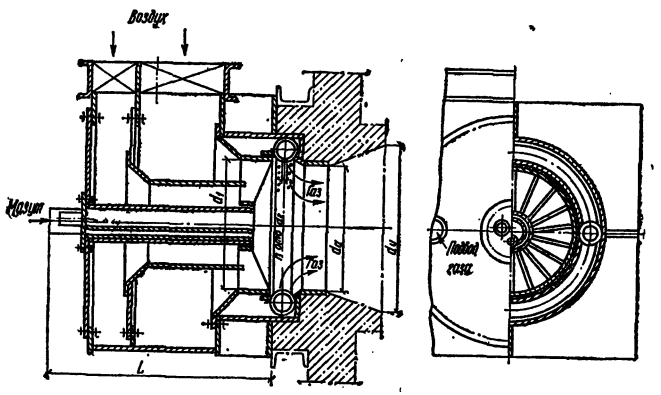


Рис. 29. Газомазутная горелка ЦКТИ

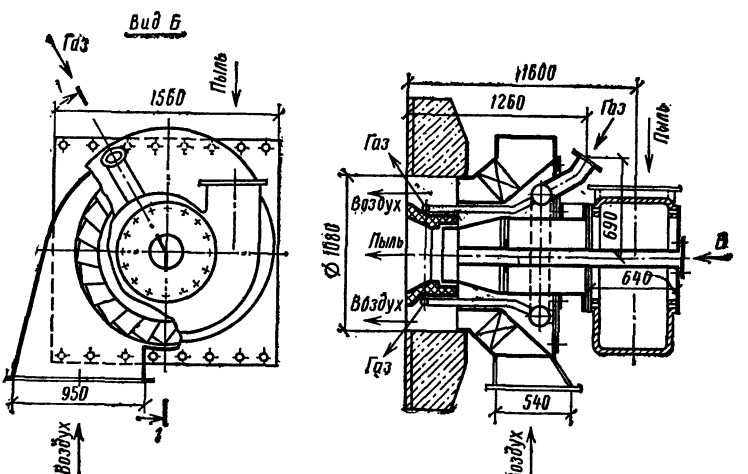


Рис. 30. Пылегазовая горелка ТКЗ

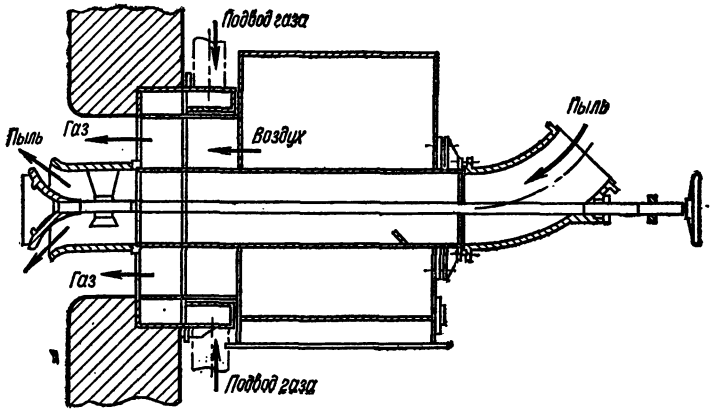


Рис. 31. Пылегазовая горелка с периферийной раздачей газа

в топку котла вводятся раздельно. Установленное газовое сопло с косыми прорезями и улиточный подвод воздуха обеспечивают хорошее перемешивание газа и воздуха непосредственно на выходе из горелки, при этом получается светящийся факел. Горелка проста в изготовлении и надежна в эксплуатации. Максимальная производительность горелки по газу при $Q_н^р = 35\,000$ кДж/м³ (8500 ккал/м³) составляет 3500 м³/ч. Наибольшее распространение горелки этого типа получили на электростанциях Мосэнерго. Для предохранения наконечника газовой горелки от сгорания при работе котла на пылеугольном топливе он втягивается из топки в трубу на 200 мм.

Пылегазовая горелка с периферийной раздачей газа (с внутренним газовым кольцом) и смешением воздуха и газа в пределах самой горелки (предварительное смешение) показана на рис. 31. Горелки выполнены на базе пылеугольных горелок ОРГРЭС-ТКЗ. производительностью 2100—4000 м³/ч. При сжигании газа этот тип горелок дает прозрачный несветящийся факел. Газовое кольцо располагается на расстоянии 250—500 мм от края обмуровки. Газ выходит по периферии через отверстия диаметром 8 мм перпендикулярно направлению движения воздуха.

9. РАСЧЕТ ИНЖЕКЦИОННЫХ ГОРЕЛОК НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

При проектировании газовых установок обычно расчет горелок не производят, а подбирают готовые горелки исходя из теплопроизводительности и условий работы установок. При необходимости расчета, исходными данными для определения основных конструктивных элементов инжекционной горелки принимают: номинальный расход газа горелкой $V_г$ м³/ч давление газа перед соплом горелки p мм вод. ст.; плотность газа $\gamma_г$ кгс/м³; теплота сгорания газа $Q_н$ ккал/м³. Номинальный расход газа одной горелкой $V_г$ зависит от общей теплопроизводительности и числа устанавливаемых горелок. Обычно эти горелки конструируют на расход природного газа в пределах 10 м³/ч. Номинальное расчетное давление газа перед горелкой, т. е. давление газа, обеспечивающее нормальную теплопроизводительность горелки и достаточную энергию газовой струи для подсоса воздуха, определяется по эмпирической формуле

$$p = 1{,}14\frac{Q_н}{100} + 8,$$

где p — давление газа перед горелкой, мм вод. ст.; $Q_н$ — теплота сгорания газа.

Для природного газа с теплотой сгорания 8200 ккал/м³ номинальное давление газа перед горелкой должно быть

$$p = 1{,}14 \cdot \frac{8200}{100} + 8 = 102 \text{ мм вод. ст.}$$

Размеры основных конструктивных элементов горелки с достаточной для практики точностью могут быть определены по следующим формулам.

Площадь поперечного сечения газового сопла, мм²:

$$F_1 = \frac{V_г}{3600 \cdot w_г},$$

где $w_г$ — скорость истечения газа из сопла, м/с.

Скорость истечения газа из сопла вычисляется в зависимости от выбранной формы сопла, давления и плотности газа по формуле

$$w_г = \varphi\sqrt{\frac{2g \cdot p}{\gamma_г}},$$

где g — ускорение силы тяжести 9,81 м/с²; φ — коэффициент истечения, принимаемый: для сопла с углом конуса 25° — 0,8; с углом конуса 45° — 0,7; с углом конуса 8° — 0,87.

Для цилиндрического сопла коэффициент истечения зависит от отношения длины цилиндрической части сопла к диаметру сопла $\left(\frac{l_{D_1}}{D_1}\right)$ и колебания в пределах 0,75—0,90.

По найденной площади поперечного сечения сопла определяется диаметр сопла D_1, мм:

$$D_1 = \sqrt{\frac{4F_1}{3,14}}.$$

Площадь отверстий горелочного насадка F определяется по эмпирической формуле

$$F = \frac{2,778 \cdot V_\Gamma (L+1)}{v_{\text{р.п}}\left[1 + 1,75\left(1 - \frac{L}{L_\text{т}}\right)\right]},$$

где F — площадь отверстий горелочного насадка, см²; V_Γ — номинальный расход газа в м³/ч; $v_{\text{р.п}}$ — максимальная скорость распространения пламени газовой смеси в трубке диаметром 25,4 мм в м/с (для природного газа $v_{\text{р.п}}$=0,36 м/с); $L_\text{т}$ — теоретическое количество воздуха, необходимое для горения газа, м³/м; L — первоначальное количество воздуха, подаваемое в смеситель, равное 0,3—0,6 $L_\text{т}$. Для большинства промышленных горелок Мосгазпроект принимает $L_\text{т}$= =0,5.

Площадь горловины инжекционного смесителя F_2 принимается равной 0,4 площади отверстий горелочного насадка

$$F_2 = 0,4 \cdot F, \text{ см}^2. \text{ Отсюда } D_2 = \sqrt{0,5 \cdot F}.$$

Диаметр горловины инжекционного смесителя D_2 может быть также определен по формуле

$$D_2 = D_1 \sqrt{(1+n)\left(1 + n\frac{\gamma_\text{в}}{\gamma\gamma_\Gamma}\right)},$$

где n — объемная кратность инжекции, принимается для искусственного газа 2—2,5 и для природного — 4—5, что соответствует 50—60% теоретической потребности воздуха.

Сечение устья диффузора F_3 рассчитывается в зависимости от площади отверстий горелочного насадка в см² и принимается равным

$$F_3 = (1,1 \div 3) F.$$

Размеры инжектора принимают:

а) расстояние l_1 от обреза сопла до горловины

$$l_1 = (2 \div 2{,}4)\, D_2;$$

б) длина горловины

$$l_2 \approx D_2;$$

в) длина диффузора в зависимости от угла раскрытия диффузора α

$$l_3 = \frac{D_3 - D_2}{2 \cdot \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}} \text{ или } l_3 = 14{,}47\,(D_3 - D_2).$$

Угол раскрытия диффузора α принимается от 4 до 7°. Высота пламени должна быть такой, чтобы нагреваемые поверхности не омывались внутренним конусом факела пламени. Соприкосновение пламени с нагреваемой поверхностью всегда приводит к возникновению химической неполноты горения, так как при этом происходит резкое охлаждение реагирующих компонентов газа и нарушение реакции горения. Для инжекционных горелок низкого давления высоту внутреннего конуса пламени можно определить по эмпирической формуле

$$H_{\text{внутр}} = \frac{k \cdot R \cdot d^2}{1000},$$

где $H_{\text{внутр}}$ — высота внутреннего конуса пламени, мм; k — коэффициент, зависящий от процента первичного воздуха и состава газа. Для природного газа при проценте первичного воздуха 40 и 60 величина коэффициента соответственно равна 1,35 и 0,95, а для бутана — 2,29 и 1,46; R — удельная тепловая нагрузка горелки, ккал/ч×см²; d — диаметр отверстия насадка горелки, мм.

Удельная тепловая нагрузка определяется по формуле

$$R = \frac{V_{\text{г}} \cdot Q_{\text{н}}}{F},$$

где $Q_{\text{н}}$ — теплота сгорания газа, ккал/м³; $V_{\text{г}}$ — номинальный расход газа горелкой, м³/ч; F — площадь отверстий горелочного насадка, см².

Задаваясь высотой внутреннего конуса пламени $H_{\text{внутр}}$, можно определить диаметр отверстия насадка d и площадь отверстия, а отсюда и число отверстий. Обычно отверстия располагают в несколько рядов, что определяется конструктивными соображениями.

Пересчет горелок при изменении характеристик газа. В практике встречается необходимость переделки горе-

лок при изменении теплоты сгорания и плотности газа, в частности при переводе оборудования с сжиженного на природный газ. В этом случае приходится производить пересчет горелок. У инжекционных горелок низкого давления ($\alpha<1{,}0$) пересчет сводится к определению нового диаметра газового сопла d_1 по формуле

$$d_1 = d\sqrt{\frac{Q_н}{Q'_н}}\sqrt{\frac{p\cdot\gamma'_г}{p_1\cdot\gamma_г}},$$

где d — диаметр газового сопла при работе на газе первоначальной теплоты сгорания, мм; $Q_н$ и $Q'_н$ — первоначальная и действительная теплота сгорания газа, ккал/м³; $\gamma_г$ и $\gamma'_г$ — первоначальная и действительная плотности газа, кгс/м³; p — расчетное давление газа (первоначальное), мм вод. ст.; p_1 — давление газа при работе на газе иного состава, мм вод. ст.

Когда давление газа в сети достаточно для сохранения тепловой нагрузки горелки, можно изменить давление газа перед горелкой (при сохранении конструктивных размеров), при этом новое давление определяется по формуле

$$p_1 = p\frac{\gamma'_г}{\gamma_г}\cdot\left(\frac{Q_н}{Q'_н}\right)^2.$$

Однако в этом случае необходимо проверочным расчетом убедиться, что величина предела регулирования горелки не меньше установленной величины. У инжекционных горелок среднего давления ($\alpha>1$) для сохранения неизменной тепловой нагрузки горелки при переходе на газ иного состава новый диаметр сопла d_1, при котором обеспечивается подсос необходимого количества воздуха, определяется по формуле

$$d_1 = d\sqrt{\frac{(1+V_0\alpha)\left(1+V_0\alpha\frac{\gamma_в}{\gamma_г}\right)}{(1+V_1\alpha_1)\left(1+V_1\alpha_1\frac{\gamma_в}{\gamma'_г}\right)}},$$

где V_0 и V_1 — количество воздуха, теоретически необходимое для горения при заданном составе газа, м³/м³; α и α_1 — коэффициент избытка воздуха; $\gamma_в$ — плотность инжектируемого воздуха, кгс/м³.

Для сохранения расчетной тепловой нагрузки горелки с принудительной подачей воздуха ($\alpha\geqslant1{,}0$) необходимо изменить площадь газовыходных отверстий, однако

отношение скоростей газа и воздуха должно оставаться постоянным. Расчет новой площади газовыходных отверстий производится по формуле

$$F_1 = F\frac{Q_н}{Q'_н} \text{ при } w_г = w'_г,$$

где F — площадь газовыходных отверстий при сжигании газа первоначальной теплоты сгорания, м².

ГЛАВА III. ТРУБЫ И АРМАТУРА ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРУБАХ

Газ к потребителям транспортируется по наружным и внутренним газопроводам, которые монтируют из труб. Наибольшее применение для газопроводов получили стальные трубы. В последнее время применяются также полиэтиленовые и винипластовые трубы. Проводились опыты по применению асбестоцементных труб. Однако из-за небольшой прочности эти трубы широкого применения не получили. Размер труб характеризуется условным проходом, наружным и внутренним диаметром. Под условным проходом $D_у$ труб, фасонных частей и арматуры понимают их номинальный внутренний диаметр. ГОСТ 355—67 регламентирует следующий ряд условных проходов: 3, 6, 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800 и 1000 мм. Постоянной величиной для труб является наружный диаметр $D_н$. Внутренний диаметр $D_{вн}$ — величина переменная, зависящая от толщины стенок. Для трубопроводов, фасонных частей и арматуры (по ГОСТ 356—68) установлены давление условное $p_у$, рабочее $p_р$ и пробное $p_{пр}$. Давление условное соответствует рабочему давлению при температуре среды до 200° С. Для более высокой температуры среды рабочее давление принимается меньшим, чем условное. ГОСТ 356—68 регламентирует следующий ряд $p_у$ и $p_{пр}$: $p_у$=1,0; 2,5; 4, 6, 10, 16, 25, 40, 64 кгс/см²; $p_{пр}$=2,0; 4, 6, 9, 15, 24, 38, 60 96 кгс/см². Пробное давление соответствует гидравлическому давлению, при котором испытываются трубы на заводе. Из этого ряда видно, что пробное давление выше рабочего в 1,5 раза, а для труб с рабочим давлением 1 кгс/см²—

в 2 раза. Следует иметь в виду, что пробное давление далеко не соответствует давлению, на которое испытываются газопроводы. Величина испытательного давления газопроводов регламентируется правилами, и оно во много раз ниже пробного давления.

2. СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Стальные трубы пришли на смену чугунным, которые раньше использовали при строительстве газопроводов. Несмотря на меньшую долговечность по сравнению с чу-

Таблица 23. Номенклатура стальных труб для газопроводов

Трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенок, мм	Область применения
Электросварные прямошовные по ГОСТ 10704—63 и ГОСТ 10705—63 группы «В» из спокойной мартеновской стали	10—114	⩾2,0	Подземные и надземные газопроводы, рассчитанные на давление до 1,2 МПа (12 кгс/см²)
Электросварные прямошовные по ГОСТ 10704—63 и ГОСТ 10706—63 группы «В» из спокойной мартеновской стали	426—1220	⩾4,0	Подземные и надземные газопроводы, рассчитанные на давление до 1,2 МПа (12 кгс/см²)
Бесшовные горячекатаные по ГОСТ 8731—74 и ГОСТ 8732—70 из спокойной мартеновской стали	57—426	⩾2,5	То же
Электросварные по ГОСТ 20295—74	159—820	⩾2,0	Подземные и надземные импульсные газопроводы, рассчитанные на давление до 1,2 МПа (12 кгс/см²)
Водогазопроводные (газовые) неоцинкованные (черные) обыкновенные и легкие по ГОСТ 3262—62	10—150	⩾2,0	Подземные и надземные газопроводы, рассчитанные на давление до 0,005 МПа (0,05 кгс/см²)
Водогазопроводные (газовые) неоцинкованные (черные) обыкновенные и легкие по ГОСТ 5.1124—71	15—80	>2,0	Газопроводы, рассчитанные на давление до 0,3 МПа (3 кгс/см²)

гунными, эти трубы получили широкое распространение, так как обеспечивают большую плотность и прочность соединений и ускоряют процесс строительства благодаря большой их длине. Если чугунные трубы допускают внутреннее давление в несколько атмосфер, то стальные трубы могут изготавливаться на давление в несколько десятков и даже сотен атмосфер, что позволяет использовать их для газопроводов различного назначения и давлений. Применение стальных труб требует меньшего по сравнению с чугунными расхода металла на единицу длины газопровода и меньших затрат труда при строительстве. Однако существенным недостатком стальных труб является то, что они сильно подвержены коррозии. Поэтому перед укладкой в землю их надо покрывать антикоррозионными покрытиями, а в процессе строительства и эксплуатации осуществлять активную электрическую защиту.

Промышленность выпускает большое число различных типов труб, но для газопроводов разрешается применять только такие, которые обладают необходимой прочностью и пластичностью, хорошо свариваются. Содержание углерода в металле труб не должно превышать 0,27%, а минимальная величина относительного удлинения сталей должна быть не менее 18%. Качество труб для газопроводов строго регламентировано соответствующим ГОСТом и техническими условиями на изготовление. Для сооружения газопроводов разрешается применять стальные бесшовные, сварные прямошовные и спиральношовные трубы, приведенные в табл. 23. Сортамент некоторых наиболее употребляемых типов стальных труб приведен в табл. 24—26.

Электросварные трубы (ГОСТ 10704—63 и ГОСТ 10705—63) часто используют для строительства уличных газопроводов низкого давления. Для газопроводов среднего и высокого давления обычно применяют бесшовные горячекатаные трубы (ГОСТ 8731—66 и ГОСТ 8732—70). Водогазопроводные трубы (газовые ГОСТ 3262—62) изготовляют из хорошо сваривающихся сталей. Применяются они чаще всего для внутридомовых газопроводов, а также для вводов и внутридворовых газопроводов на прямых участках. Отводы (колена) должны выполняться из бесшовных труб. ГОСТ предусматривает выпуск труб оцинкованных и неоцинкованных, легких, обыкновенных и усиленных. Для газопроводов

Таблица 24. Сортамент наиболее употребляемых стальных электросварных труб (ГОСТ 10704—63*)

Наружный диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м трубы при толщине стенки (мм), кг															
	3	3,2	3,5	3,8	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	14,0
32	2,15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
38	2,59	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
45	3,11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
51	3,55	3,79	4,10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
57	4,00	4,25	4,62	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
60	4,22	4,49	4,88	5,27	5,52	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
76	5,40	5,75	6,26	6,76	7,40	7,93	8,75	9,80	—	—	—	—	—	—	—	—
89	6,36	6,77	7,38	7,98	8,38	9,38	10,36	11,7	—	—	—	—	—	—	—	—
108	7,77	8,29	9,02	9,76	10,26	11,49	12,70	14,5	—	—	—	—	—	—	—	—
133	—	10,25	11,18	12,11	12,73	14,26	15,78	17,6	—	—	—	—	—	—	—	—
159	—	—	—	—	—	17,15	18,99	20,82	22,64	26,24	29,79	—	—	—	—	—
168	—	—	—	—	—	—	20,10	22,04	23,97	27,79	31,57	—	—	—	—	—
219	—	—	—	—	—	—	26,39	28,96	31,52	36,60	41,63	46,61	—	—	—	—
273	—	—	—	—	—	—	—	—	—	45,92	52,28	—	—	—	—	—
325	—	—	—	—	—	—	—	—	—	54,89	62,54	70,14	—	—	—	—
(377)	—	—	—	—	36,79	41,34	45,86	50,39	54.89	63,87	72,80	81,68	90,51	—	—	—
426	—	—	—	—	—	—	51,91	57,03	62,14	72,33	82,46	92,56	102,6	112,6	122,5	—
530	—	—	—	—	—	—	—	—	77,53	90,28	102,98	115,62	128,23	140,78	153,29	—
630	—	—	—	—	—	—	—	—	92,33	107,54	122,71	137,81	152,89	167,91	182,88	—
720	—	—	—	—	—	—	—	—	—	123,1	140,5	157,8	175,1	192,3	209,5	—

Примечание. Трубы, диаметр которых заключен в скобки, будут поставляться в дальнейшем.

Таблица 25. Сортамент наиболее употребляемых бесшовных горячекатаных труб (ГОСТ 8732—70)

Наружный диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м трубы при толщине стенки (мм), кг											
	3	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6	7	8	9	10	11
57	4,00	4,62	5,23	5,83	6,41	6,99	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59	12,48
60	4,22	4,88	5,52	6,16	6,78	7,39	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29
70	4,96	5,74	6,51	7,27	8,01	8,75	9,47	10,88	12,23	13,54	14,80	16,01
76	5,40	6,26	7,10	7,93	8,75	9,50	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28	17,63
89	—	7,38	8,38	9,38	10,36	11,33	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16
108	—	—	10,26	11,49	12,70	13,90	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31
133	—	—	12,73	14,26	15,78	17,29	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10
159	—	—	—	17,15	18,99	20,82	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15
168	—	—	—	—	20,10	22,04	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59
219	—	—	—	—	—	—	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43
273	—	—	—	—	—	—	—	45,92	52,28	58,60	64,86	71,07
325	—	—	—	—	—	—	—	—	62,54	70,14	77,68	85,18
377	—	—	—	—	—	—	—	—	—	81,68	90,51	99,29
426	—	—	—	—	—	—	—	—	—	92,55	102,59	112,58

Примечание. Бесшовные горячекатаные трубы выпускают длиной от 4 до 12,5 м.

Таблица 26. Сортамент стальных водогазопроводных труб (ГОСТ 3262—62)

Условный проход, мм	Наружный диаметр, мм	Трубы				Резьба				
		обыкновенные		усиленные		Наружный диаметр в основной плоскости, мм	Число ниток на дюйм	Длина до сбега, мм		
		Толщина стенки, мм	Теоретическая масса 1 м, кг	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса 1 м, кг			конической резьбы	цилиндрической резьбы	
									длинной	короткой
6	10,2	2,0	0,40	2,5	0,47	—	—	—	—	—
8	13,5	2,2	0,61	2,8	0,74	—	—	—	—	—
10	17,0	2,2	0,80	2,8	0,98	—	—	—	—	—
15	21,3	2,8	1,28	3,2	1,43	20,956	14	15	14	9,0
20	26,8	2,8	1,66	3,2	1,86	26,442	14	17	16	10,5
25	33,5	3,2	2,39	4,0	2,91	33,250	11	19	18	11,0
32	42,3	3,2	3,09	4,0	3,78	41,912	11	22	20	13,0
40	48,0	3,5	3,84	4,0	4,34	47,805	11	23	22	15,0
50	60,0	3,5	4,88	4,5	6,16	59,616	11	26	24	17,0
70	75,5	4,0	7,05	4,5	7,88	75,187	11	30	27	19,5
80	88,5	4,0	8,34	4,5	9,32	87,887	11	32	30	22,0
90	101,3	4,0	9,60	4,5	10,74	100,334	11	35	33	26,0
100	114,0	4,5	12,15	5,0	13,44	113,034	11	38	36	30,0
125	140,0	4,5	15,04	5,5	18,24	138,435	11	41	38	33,0
150	(165,0)	4,5	17,81	5,5	21,63	163,836	11	45	42	36,0

Примечание. Трубы поставляются длиной от 4 до 12 м.

применяют неоцинкованные обыкновенные и усиленные.

Для подземных газопроводов толщина стенок труб должна быть не менее 3 мм, а для надземных — не менее 2 мм. При меньшей толщине стенок в результате коррозий трубы быстро выходят из строя. Стальные трубы подземных газопроводов соединяют преимущественно сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения допускаются в местах установки отключающих устройств, компенсаторов, регуляторов давления, контрольно-измерительных приборов и другой арматуры, а также при монтаже изолирующих фланцев. Во всех случаях резьбовые и фланцевые соединения должны быть расположены в местах, доступных для осмотра. Широко используемые ранее для внутридомовых газопроводов резьбовые соединения в настоящее время в основном применяются при сборке газопроводов из узлов, изготовленных на трубозаготовительных заводах или в мастерских. Основной недостаток резьбовых и фланцевых соединений — недостаточная плотность, особенно при воздействии на газопроводы динамических нагрузок. Стальные трубы соединяют ручной электродуговой, автоматической и полуавтоматической, стыковой контактной и ручной газовой сваркой. В городских условиях наиболее широко применяют ручную электродуговую и газовую сварку. Последнюю применяют только для соединения газопроводов низкого и среднего давления из труб малых диаметров, главным образом внутренних газопроводов. Основные требования, предъявляемые к сварным соединениям, заключаются в обеспечении высокой прочности и плотности сварных швов, что достигают применением качественных труб и электродов, хорошей подготовкой концов свариваемых труб при высокой квалификации сварщика.

Качество сварки всех стыков подземных газопроводов проверяют внешним осмотром и после этого подвергают механическим испытаниям. Кроме того, строительно-монтажная организация осуществляет физические методы контроля: рентгено- или гаммаграфирование и магнитографирование в сочетании с просвечиванием. Предел прочности сварного шва должен быть не менее нижнего предела прочности основного материала труб по ГОСТу, а угол загиба — не менее 120° при всех видах электродуговой сварки и не менее 100° при газовой и контактной сварке.

Основным типом сварных соединений гладкостенных трубопроводов является *V*-образное соединение, которое выполняют без подкладных колец и с подкладными кольцами различных конструкций (рис. 32). Фланцевые соединения применяют преимущественно для монтажа запорной арматуры и регулирующей аппаратуры. Для городских газопроводов наиболее часто применяют плоские приварные фланцы (рис. 33), рассчитанные на условное давление p_y=0,25; 0,6; 1; 1,6 МПа (2,5; 6; 10 и 16 кгс/см^2). Присоединительные размеры и толщину фланцев выбирают в зависимости от условного давления, приведенного в табл. 27. Качество фланцевых соединений в значительной степени зависит от подготовки уплотнительных поверхностей. Плоскости соединяемых фланцев должны быть строго параллельны. Каждый фланец по окружности должен иметь уплотнительные канавки. Число канавок и их размеры определяются диаметром газопровода и давлением, но во всех случаях их должно быть не менее двух. На практике иногда применяют фланцы, изготовленные в мастерских, без канавок. Применение таких фланцев для газопроводов должно быть категорически запрещено. Недопустимо также применение фланцев недостаточной толщины.

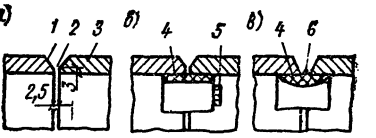


Рис. 32. Подготовка труб для сварки V-образным швом

а — без подкладного кольца; *б* — с гладким подкладным кольцом; *в* — с подкладным кольцом с буртиком; *1* — кромка трубы, подготовленная для сварки; *2* — зазор; *3* — труба; *4* — подкладное кольцо; *5* — прихватка; *6* — буртик подкладного кольца

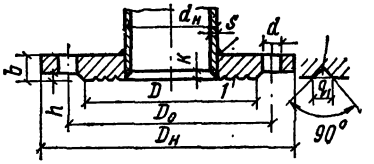


Рис. 33. Плоский приварной фланец

1 — канавка; *2* — сварка; *b* — толщина фланца; *h* — высота соединительного выступа; *d* — диаметр болтовых отверстий; $d_н$ — наружный диаметр трубы

Важным элементом фланцевого соединения являются прокладки. От качества прокладок зависит плотность соединений и срок службы их. Наибольшее распространение получили паронитовые прокладки, пропитанные в цилиндровом масле и покрытые графитовым порошком. На практике нередко прокладки смазывают суриком или

Таблица 27. Размеры стальных приварных фланцев (ГОСТ 1255—67), рассчитанных на p_y=1 и 1,6 МПа (10 и 16 кгс/см²), мм

Условный проход, D_y	Труба, $d_н \times s$	Фланец										Масса, кг
		$D_н$	D_0	при p_y, МПа		D	h	k	d	число канавок	размер резьбы, мм	
				1,0	1,6							
50	57×3,5	160	125	15	19	10,2	3	4	18	4	16	2,06/2,58
70	76×4	180	145	17	21	12,2	3	5	18	4	16	2,80/3,42
80	89×4	195	160	17	21	138	3	5	18	4	16	3,19/3,71
100	108×4	215	180	19	23	158	3	5	18	8	16	3,96/4,73
125	133×4	245	210	21	25	188	3	5	18	8	16	5,40/6,38
150	159×4	280	240	21	25	212	3	5	23	8	20	6,92/7,81
200	219×6	335	295	21	27	268	3	7	23	12	20	8,05/10,10
250	273×8	390	350	23	28	320	3	9	27	12	24	10,65/14,49
300	325×8	440	400	24	28	378	4	9	27	12	24	12,90/17,78
350	377×9	500	460	24	30	438	4	10	27	16	24	15,85/22,88
400	246×9	565	515	26	34	490	4	10	30	16	27	21,56/31,00
520	529×9	670	620	28	44	610	4	10	33	20	30	27,70/57,01
600	630×9	780	725	31	45	720	5	10	40	20	36	39,40/80,30

белилами, что не рекомендуется делать, так как при этом прокладки «прикипают» к уплотнительным поверхностям фланцев и замена их на действующих газопроводах связана со значительными трудностями. При транспортировке природного газа применяют прокладки из маслобензостойкой листовой технической резины толщиной 3—5 мм. Применение резиновых уплотнений при подаче искусственных газов не допускается, так как от действия газа резина разрушается. На газопроводах в местах высокой температуры (у котлов и печей) в качестве прокладок используется асбестовый картон.

Резьбовые соединения чаще всего применяются на внутридомовых газопроводах в местах установки кранов и для присоединения газовых приборов. В СССР приняты две основные системы резьбы: метрическая и дюймовая, размеры которых точно установлены стандартом. Метрическая (механическая) резьба применяется для нарезки болтов, а дюймовая (трубная) — для нарезки труб. Механическая резьба отличается от трубной большой глубиной резьбы. Поэтому ее нельзя применять для нарезки тонкостенных труб, так как этим сильно уменьшается прочность стенок труб. Болты же нельзя нарезать трубной резьбой, так как она не обеспечивает надежность болтового соединения. Трубная резьба бывает цилиндрическая и коническая. Цилиндрическая резьба имеет по всей длине одну и ту же глубину нарезки (рис. 34, *а*) и одинаковые диаметры резьбы, за исключением двух последних ниток (сбег резьбы), которые заклинивают соединительную муфту при навертывании ее на трубу. Коническая резьба (рис. 34, *б*) имеет неодинаковые диаметры витков, которые изменяются по конусу от внешнего края нарезки к ее концу. Для цилиндрических резьбовых соединений в качестве уплотнителя применяют льняную чесаную прядь, пропитанную суриком или белилами, замешанными на натуральной олифе. В качестве уплотнителя применяют также специальную безмасляную фитинговую пасту. Трубные соединения на конической резьбе более герметичны, не тре-

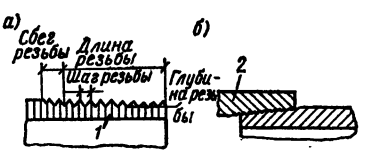


Рис. 34. Типы трубной резьбы

а — цилиндрическая; *б* — «конус на конус»; *1* — труба; *2* — муфта с конической резьбой

буют уплотнительных материалов и их смазывают только для облегчения свинчивания. Резьбы бывают короткие и длинные. Трубы с длинной резьбой применяют для соединения готовых узлов или при присоединении приборов, а также для разъединения труб при ремонте и демонтаже. Все стальные трубы перед укладкой в землю покрывают антикоррозионными изоляционными покрытиями. Основными видами покрытий стальных подземных газопроводов являются битумные. В качестве усиливающей обертки изоляционных покрытий в последнее время получил распространение стеклохолст. Для изоляции уличных газопроводов также начинают применять полиэтиленовые липкие ленты.

Антикоррозионные покрытия подземных газопроводов должны обладать следующими свойствами: иметь механическую прочность, обеспечивающую сохранность покрытия в процессе строительства и при эксплуатации; хорошо прилипать к металлу; быть диэлектрическими; быть стойкими к разрушению от биологического воздействия и не содержать компонентов, вызывающих коррозию металла труб. Тип и конструкцию изоляционного покрытия выбирают в зависимости от коррозионной активности грунта. Различают следующие типы изоляции труб: нормальную, усиленную и весьма усиленную. Коррозионная активность грунта оценивается по удельному сопротивлению и различается: низкая, средняя, повы-

Таблица 28. Типы изоляционных покрытий стальных газопроводов

Минимальная величина удельного сопротивления, Ом·м	Коррозионная активность грунта	Рекомендуемые типы изоляционных покрытий
>100	Низкая	Нормальная изоляция для газопроводов низкого давления с толщиной стенок труб не менее 5 мм; усиленная изоляция для остальных газопроводов
⩾20—100	Средняя	Усиленная изоляция
⩾10—20	Повышенная	Весьма усиленная изоляция
⩾5—10	Высокая	Весьма усиленная изоляция и катодная поляризация
<5	Весьма высокая	То же

шенная, высокая и весьма высокая. Типы покрытий подземных газопроводов для защиты от почвенной коррозии выбирают в зависимости от коррозионной активности грунта и назначения газопроводов в соответствии с табл. 28. На территории городов и других населенных пунктов изоляция принимается весьма усиленная независимо от коррозионной активности грунтов.

3. ПОЛИЭТИЛЕНОВЫЕ ТРУБЫ

Полиэтиленовые трубы применяют в основном при строительстве распределительных газопроводов низкого давления. Главным преимуществом этих труб является высокая антикоррозионная стойкость, в связи с этим перед укладкой в грунт полиэтиленовые трубы антикоррозионными покрытиями не покрывают. Однако эти трубы имеют механическую прочность во много раз меньшую, чем стальные. Кроме того, они имеют большой коэффициент линейного расширения и не стойки при попадании нефтепродуктов, масел и жиров. Полиэтиленовые трубы имеют следующие основные физико-механические характеристики:

Плотность, г/см³	0,94—0,96
Предел прочности при растяжении и изгибе МПа (кгс/см²) . .	20—25(200—250)
Относительное удлинение при растяжении, %	400
Коэффициент линейного расширения	$2{,}2 \cdot 10^{-4}$
Прочность сварного раструбного соединения при гидравлических испытаниях (трубы типа «Г»), МПа (кгс/см²)	3,6—4,2(36—42)

Для строительства газопроводов применяются трубы из полиэтилена высокой плотности (ПВП), удовлетворяющие требованиям МРТУ. Основные характеристики этих труб приведены в табл. 29.

Трубы типа «СЛ», рассчитанные на условное давление до 0,4 МПа (4 кгс/см²), применяют при строительстве газопроводов низкого давления. Трубы типа «С» с $p_{усл}=0{,}6$ МПа (6 кгс/см²) применяют для газопроводов среднего давления, а типа «Т» с $p_{усл}=1$ МПа (до 10 кгс/см²) — для газопроводов высокого давления. Укладывают полиэтиленовые трубы на глубине не менее 1,0 м от поверхности земли до верха трубы, чтобы на

Таблица 29. Характеристика полиэтиленовых труб

Наружный диаметр, $D_н$, мм	Легкий тип «А»		Среднелегкий тип «СЛ»		Средний тип «С»		Тяжелый тип «Т»	
	толщина стенок, мм	масса 1 м, кг	толщина стенок, мм	масса 1 м, кг	толщина стенок, мм	масса 1 м, кг	толщина стенок, мм	масса 1 м, кг
50+0,9	—	—	2,0+0,5	0,32	2,9+0,7	0,45	4,6+0,9	0,68
63+1,1	—	—	2,5+0,6	0,51	3,6+0,8	0,71	5,8+1,1	1,08
75+1,2	2,0+0,5	0,49	2,9+0,7	0,70	4,3+0,9	1,06	6,9+1,2	1,53
90+1,4	2,2+0,6	0,63	3,5+0,8	1,02	5,1+1,0	1,54	8,2+1,4	2,18
110+1,6	2,7+0,8	0,97	4,3+0,9	1,51	6,3+1,2	2,14	10,0+1,7	3,24
140+2,4	3,5+0,9	1,58	5,4+1,0	2,41	8,0+1,4	3,44	12,8+2,1	5,26
160+2,7	4,0+1,0	2,06	6,2+1,2	3,17	9,1+1,6	4,47	14,6+2,4	6,86
225+3,7	5,5+1,2	3,94	8,7+1,5	6,20	12,8+2,1	8,80	—	—

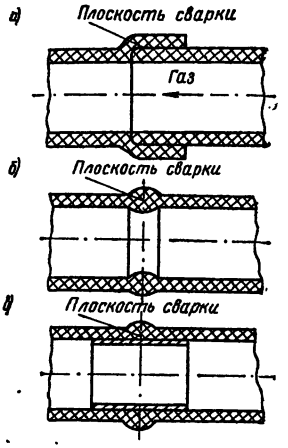


Рис. 35. Типы соединений полиэтиленовых труб

а — враструб; *б* — встык; *в* — встык с подкладным металлическим кольцом

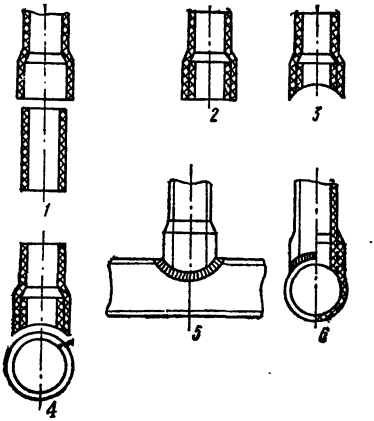


Рис. 36. Соединение сваркой полиэтиленовых труб с помощью приварного патрубка

1, 2, 3, 4, 5, 6 — последовательность изготовления приварного патрубка

трубу по возможности оказывали меньшее влияние температурные напряжения. Полиэтиленовые трубы соединяют контактной сваркой (враструб, встык и встык с подкладными металлическими кольцами), показанной на рис. 35, а также с помощью приварного патрубка (рис. 36). Ответвления от полиэтиленовых газопроводов рекомендуется присоединять в стальные вставки, смонтированные при строительстве полиэтиленового трубопровода. Вставки выполняют в мастерских и на место строительства доставляют в готовом виде. Возможно также присоединение ответвлений с помощью стандартных полиэтиленовых литых фасонных частей (тройников и крестовин), которые приваривают к трубам контактной сваркой враструб.

4. ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

Для включения отдельных участков газопроводов или для отключения потребителей и приборов служат запорная арматура или устройства. Арматуру устанавливают: на основных газопроводах высокого и среднего давления для выключения отдельных участков (чаще

всего через 2—3 км); на ответвлениях от газопроводов высокого или среднего давления; при пересечениях газопроводами естественных и искусственных препятствий (рек, железных дорог, автомагистралей и т. п.); на ответвлениях к промышленным предприятиям или группе домов; на вводах к отдельным зданиям; перед приборами. Запорная арматура газопроводов должна обеспечивать: надежность и герметичность отключения; быстроту закрытия и открытия; надежность в эксплуатации и простоту обслуживания; минимальное гидравлическое сопротивление.

На магистральных (уличных) газопроводах, как правило, устанавливают *задвижки.* Краны применяют преимущественно на вводах диаметром до 80 мм, так как открывание и закрывание кранов больших диаметров связано с необходимостью применения значительных физических усилий и в этих случаях более целесообразно устанавливать задвижки. Применение самосмазывающихся кранов устраняет этот недостаток, однако выпуск таких кранов пока ограничен. *Гидрозатворы* устанавливают как на уличных газопроводах, так и на вводах, но только для газопроводов низкого давления. Одно время широко применялись гидрозатворы на вводах в жилые дома вместо задвижек в колодцах. Однако с введением цокольных вводов отпала необходимость установки как задвижек в колодцах, так и гидрозатворов. Сейчас краны применяются на цокольной части ввода. На внутренних газопроводах преимущественно устанавливают *краны.* На газопроводах больших диаметров (на промышленных предприятиях) устанавливают также задвижки.

Места установки запорной арматуры на магистральных газопроводах выбирают в зависимости от назначения этой арматуры (для отключения или переключения и т. п.), стремясь обеспечить свободный доступ к ним. Например, не рекомендуется устанавливать запорную арматуру на газопроводах, расположенных в местах пересечения магистральных проездов и в полосе интенсивного уличного движения из-за трудности доступа к запорным устройствам и нарушения уличного движения. Желательно отключающие устройства устанавливать на магистральных газопроводах, проложенных на скверах, бульварах и на широких тротуарах. Запорные устройства на вводах наиболее целесообразно устанавливать на

тротуарах, а также на внутренних проездах. На ответвлениях к коммунальным и промышленным объектам запорные устройства должны устанавливаться вне территории объекта (перед забором), чтобы к ним был обеспечен свободный доступ.

На подземных газопроводах отключающая арматура должна устанавливаться в колодцах, исключающих проникание в них грунтовых вод. При применении чугунной и стальной арматуры, присоединяемой к газопроводу с помощью фланцев, рядом с ней в колодце ставят компенсатор. На газопроводах для сжиженных газов отключающую арматуру устанавливают в колодцах глубиной не более 0,6 м. В полевых условиях, а также на непроезжей части сельских населенных пунктов колодцы должны возвышаться над уровнем земли на 0,4—0,5 м и иметь легко открывающееся металлическое покрытие. Заметим, что полного и надежного отключения газовой сети с помощью задвижек достигнуть не всегда удается. Известно, что задвижка, обеспечивающая хорошее перекрытие газопроводов, может пропустить значительное количество газа. Объясняется это тем, что в корпусе задвижки скапливаются пыль и окалина, которые мешают плотной посадке запорных дисков. К тому же в процессе эксплуатации диски истираются. Эти обстоятельства следует учитывать при проектировании и строительстве газопроводов. Между задвижками необходимо предусматривать специальные устройства, с помощью которых можно сбросить (стравить) в атмосферу газ, поступающий в газопровод за счет неплотного закрытия задвижек. Для этих целей могут быть использованы *конденсатосборники* или специальные *сбросные*

Таблица 30. Условные проходы арматуры, фитингов и трубопроводов

Условный проход, мм	Соответствующая трубная резьба, дюйм	Условный проход, мм	Соответствующая трубная резьба, дюйм	Условный проход, мм	Соответствующая резьба, дюйм	Условный проход, мм
8	1/4	40	1 1/2	150	6	600
10	3/8	50	2	200	8	800
15	1/2	70	2 1/2	250	10	1000
20	3/4	80	3	300	12	—
25	1	100	4	400	—	—
32	1 1/4	125	5	500	—	—

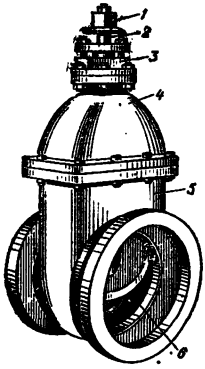
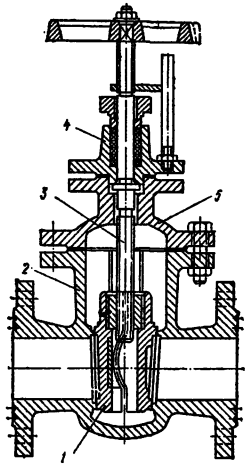


Рис. 37. Задвижка (общий вид)

1 — головка (квадрат); *2* — шпиндель (шток); *3* — сальник; *4* — крышка; *5* — корпус; *6* — диск (шибер)



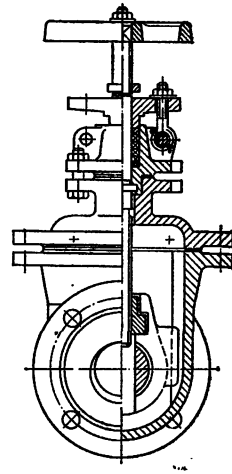


Рис. 38. Клиновая двухдисковая задвижка с невыдвижным шпинделем типа 30ч 17бк

1 — диск (шибер); *2* — корпус; *3* — шпиндель (шток); *4* — сальник; *5* — крышка

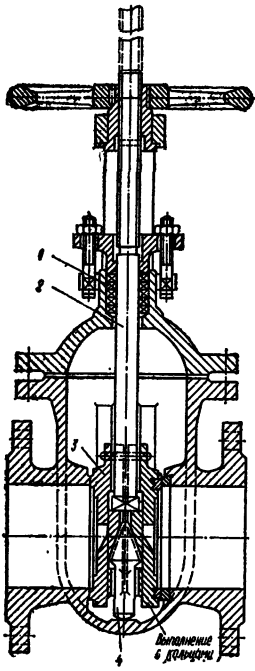


Рис. 39. Параллельная двухдисковая (шиберная) задвижка с выдвижным шпинделем типа 30ч7бк

1 — сальник; *2* — шпиндель (шток); *3* — диск (шибер); *4* — распорный клин

(продувочные) *свечи*. Условные проходы арматуры, фитингов и трубопроводов приведены в табл. 30.

Задвижки являются широко распространенной запорной арматурой. Закрывание и открывание проходного отверстия газопровода с помощью задвижки обеспечивается опусканием и подъемом запорного механизма вдоль уплотняющихся поверхностей. Материалом для задвижек газопроводов низкого давления служит чугун, а для высоких давлений — сталь. Задвижка состоит (рис. 37) из корпуса *5* с крышкой *4*, шибера или диска *6*, шпинделя или штока *2* с сальником *3*. Различают

задвижки с выдвижным и невыдвижным шпинделем (штоком). При вращении невыдвижного штока диск наворачивается на червяк штока и поднимается по штоку, а при вращении выдвижного штока диск поднимается вместе со штоком. Задвижки к газопроводу приваривают или устанавливают на фланцах. Все чугунные задвижки на газопроводах устанавливают только на фланцах. Стальные задвижки к газопроводам высоких давлений желательно присоединять сваркой.

Существует два основных типа задвижек: клиновые и параллельные. У клиновых задвижек (рис. 38) запорные уплотняющие поверхности наклонены к вертикальной оси корпуса. Клиновой затвор при закрытом положении прижимается своими поверхностями к уплотнительным поверхностям корпуса и перекрывает проход газа. У параллельных задвижек запорные поверхности параллельны площади поперечного сечения трубопровода. По принципу действия параллельные задвижки подразделяют на задвижки с распорными клиньями, самоуплотняющиеся задвижки без распорных устройств, задвижки с механическими управляемыми дисками, а также задвижки со смазкой. Наибольшее распространение для газопроводов получили шиберные задвижки с распорными клиньями (рис. 39), у которых запорные поверхности раздвигаются и плотно прижимаются к зеркалу при помощи специальных клиньев (одного или двух). Плотности прилегания достигают шлифовкой или вставкой специальных колец из нержавеющего металла (чаще всего из бронзы). В газовых задвижках применять уплотнительные кольца не рекомендуется из-за трудности достижения необходимой плотности посадки колец и их коррозии. Задвижки для газопроводов приведены в табл. 31.

Краны и вентили. Газовые краны представляют собой прототип пробочных кранов. Они представляют собой устройства, у которых запорный орган выполнен в виде конической (1 : 7) пробки, притертой к гнезду в корпусе. По способу герметизации пробки в корпусе краны делятся на сальниковые и натяжные (рис. 40). Сальниковые краны более герметичны, чем натяжные, но с течением времени у них сальниковое уплотнение высыхает и может пропускать газ. Поэтому за сальниковыми кранами необходим более внимательный уход. По конструкции присоединения краны разделяют на *муфтовые, цап-*

Таблица 31. Задвижки, устанавливаемые на газопроводах

Наименование	Условные проходы, мм	Условное давление, МПа (кгс/см²)	Тип и условное обозначение	Применение
Параллельные двухдисковые с выдвижным шпинделем чугунные фланцевые без колец с маховиком	80, 100, 200, 250, 300, 350, 400	0,4(4)	30ч 7бк	Газопроводы, рассчитанные на давление до 0,3 МПа (3 кгс/см²)
Клиновые двухдисковые с невыдвижным шпинделем чугунные фланцевые без колец:				
с маховиком	50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600	0,6(6)	30ч 17бк	Газопроводы, рассчитанные на давление до 0,6 МПа (6 кгс/см²)
с электроприводом	50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800	0,6(6)	30ч 917бк	То же
Клиновые с выдвижным шпинделем фланцевые или сварные стальные:				
с маховиком	50, 80, 100, 200, 250, 300, 400, 500	1,6(16)	ЗКЛ-2-16	Газопроводы, рассчитанные на давление от 0,6 до 12 МПа и установки сжиженного газа
с маховиком	50, 80, 100, 150, 200, 250	2,5(25)	30с 64нж	Газопроводы, рассчитанные на давление от 0,6 до 1,2 МПа и установки сжиженного газа

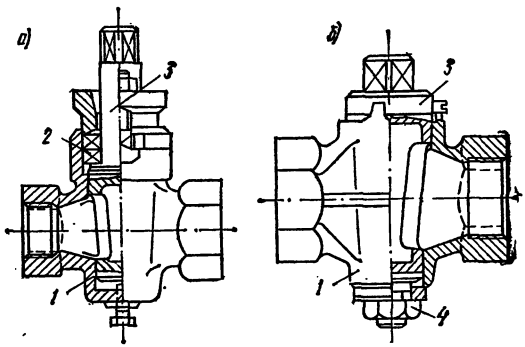


Рис. 40. Газовые пробковые краны

а — сальниковый; *б* — натяжной; *1* — корпус крана; *2* — сальниковая набивка; *3* — пробка; *4* — натяжная гайка

ковые и *фланцевые.* Муфтовые и цапковые краны для соединения с газопроводом имеют трубную резьбу, при этом цапковые краны одновременно служат сгонами. В последнее время начали широко применять специальные краны *с принудительной смазкой* (рис. 41). Опыт эксплуатации этих кранов показал, что они являются лучшим видом запорной арматуры для газопроводов. Краны со смазкой не требуют больших усилий при закрывании и открывании, достаточно просты и надежны в эксплуатации. Такие краны герметично закрывают проход, даже если в газе содержится примесь окалины и пыли, и применимы для установки их на трубопроводах большого диаметра, работающих при повышенном давлении.

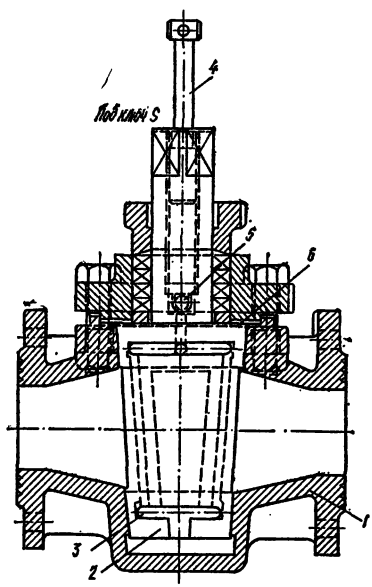


Рис. 41. Кран чугунный фланцевый со смазкой под давлением типа 11ч 7бк

1 — корпус; *2* — пробка; *3* — канавки для смазки; *4* — винт; *5* — обратный клапан; *6* — диафрагма

Принцип действия кранов со смазкой под давлением основан на законе Паскаля: роль жидкости выполняет смазка, а роль поршня — небольшой нарезной болт, под давлением которого смазка подается во внутреннюю камеру крана. Давление смазки по канавкам передается на всю площадь меньшего торца конусной пробки и несколько приподнимает ее. Образующийся между корпусом и пробкой зазор заполняется масляной пленкой, обеспечивающей легкость поворачивания пробки и защиту поверхности от повреждения. Пробка прижимается к уплотнительной поверхности корпуса усилием упругой диафрагмы либо упругой набивкой сальника (в зависимости от конструкции крана). Это усилие подбирается такой величины, чтобы пробка не была отжата от седла корпуса под давлением среды в трубопроводе. Смазочные каналы внутри крана пересекают поверхность соприкосновения пробки с корпусом.

Конструкции кранов со смазкой различаются по положению пробки, представляющей собой усеченный конус. Для малых трубопроводов и низких давлений сред применяют краны с обычным положением пробки в корпусе, когда головка (квадрат) для управления кранов расположена со стороны большого основания конуса. Отечественной промышленностью выпускаются краны со смазкой для высокого давления (стальные) и для низкого давления (чугунные и бронзовые). Материалом для пробковых кранов чаще всего служит бронза и чугун. Предпочтение следует отдавать бронзовым кранам, так как они отличаются большой прочностью и герметичностью. Краны должны удовлетворять требованиям ГОСТ 9702—61. Параметры кранов приведены в табл. 32.

Вентили в городском газоснабжении используются преимущественно на газопроводах для сжиженных углеводородных газов и для импульсных трубопроводов высокого давления. В связи с небольшими проходами вентили обладают большим гидравлическим сопротивлением и поэтому на газопроводах низкого давления не устанавливаются.

Гидрозатворы. Гидрозатворы — наиболее примитивные запорные устройства, действующие по принципу сифона. При необходимости в гидрозатвор через трубку заливают воду, и образующийся водяной затвор пере-

Таблица 32. Параметры кранов для газопроводов

Краны	Условные проходы, мм	Условное давление, МПа (кгс/см²)	Тип и условное обозначение	Применение
Пробковые натяжные муфтовые:				
латунные или бронзовые	15, 20, 25	0,1(1)	11Б 10бк	Газопроводы низкого давления
чугунные	25, 32, 49, 50, 70	0,1(1)	11ч 3бк	Газопроводы низкого давления
комбинированные	15, 20	0,1(1)	—	То же
латунные или бронзовые	15, 20, 25	0,1(1)	11Б 11бк	Газопроводы давления до 0,1 МПа (1 кгс/см²)
чугунные	25, 32, 40, 50, 70	0,1(1)	11ч 5бк	То же
Сальниковые муфтовые:				
бронзовые	15, 20, 25, 40, 50	1(10)	11б 6бк	Газопроводы давления до 0,6 МПа (6 кгс/см²)
чугунные	15, 20, 25, 32, 40, 50, 70, 80	1(10)	11ч 6бк	То же
Сальниковые фланцевые	25, 32, 40, 50, 70, 80	1(10)	11ч 8бк	»
Фланцевые со смазкой	25, 32, 40, 50, 70, 80, 100	0,6(6)	11ч, 7бк	»
Муфтовые со смазкой	15, 20, 25	0,6(6)	11ч 17бк	Газопроводы давления до 0,6 МПа (6 кгс/см²)
Стальные, фланцевые, со смазкой и ручным приводом	50, 80, 100, 150, 200	1,6(16)	КСР и КСП	Газопроводы, рассчитанные на давление до 1,6 МПа (16 кгс/см²) и установки сжиженного газа

Продолжение табл. 32

Краны	Условные проходы, мм	Условное давление, МПа (кгс/см²)	Тип и условное обозначение	Применение
Со смазкой, с червячной передачей:				
фланцевые	50, 80, 100, 150, 200, 300	6,4(64)	11с 320бк	Газопроводы, рассчитанные на давление до 1,6 МПа (16 кгс/см²) и установки сжиженного газа
с концами под приварку	80, 100, 150, 200, 300	6,4(64)	11с 320бк	То же
с концами под приварку для безколодезной установки	400, 500 700	6,4(64)	11с 321бк	»

крывает проход газа. Применяются гидрозатворы только для газопроводов низкого давления, так как для газопроводов среднего и высокого давления потребовался бы затвор большой глубины (в несколько метров). Гидрозатвор позволяет производить лишь полное выключение газопровода. Регулировать же величину потока газа и его давление с помощью гидрозатвора нельзя. Преимущество гидрозатворов состоит в герметичности отключения, а также в про-

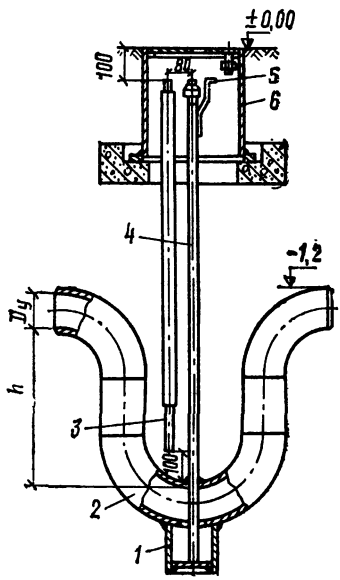


Рис. 42. Гидрозатвор на гнутых отводах для электрических измерений

1 — стальной горшок; *2* — отвод; *3* — заземляющий электрод сравнения; *4* — стояк (для заполнения водой); *5* — стальная пластина для присоединения электроизмерительного прибора; *6* — ковер

стоте конструкции. В то же время они имеют и существенные недостатки. При влажном газе их необходимо постоянно проверять и удалять из них конденсат. Заглублять гидрозатворы следует ниже зоны промерзания, так как в противном случае скапливающийся конденсат в зимнее время замерзает и образует ледяную пробку. Но, с другой стороны, наличие гидрозатворов позволяет уменьшить число конденсатосборников. При наличии сухого газа заглублять гидрозатворы ниже зоны промерзания грунта необязательно. Одна из конструкций гидрозатворов показана на рис. 42. Глубина затвора h должна быть не менее величины давления газа.

5. КОНДЕНСАТОСБОРНИКИ

Конденсатосборники служат для сбора и удаления конденсирующихся паров воды в газе, а также воды, проникающей в результате неплотностей трубопровода. Их устанавливают в наиболее низких точках газопровода при изменении направления уклона, а также в местах пересечений (обводок) подземных сооружений (рис. 43). Места установки конденсатосборников необходимо назначать с таким расчетом, чтобы эксплуатация их не была затруднена. Крайне нежелательно устанавливать конденсатосборники в местах расположения газопровода на перекрестках улиц, в трамвайных путях, у подъездов общественных и административных зданий, а также в местах, где затруднен ремонт их из-за наличия каких-либо сооружений. Существуют различные виды конденсатосборников, которые подразделяют на две группы:

конденсатосборники низкого давления (конденсат удаляют с помощью насоса);

конденсатосборники высокого или среднего давления (конденсат удаляют давлением газа).

В настоящее время разрешено применять конденсатосборники только сварной конструкции. На ранее построенных газопроводах нередко

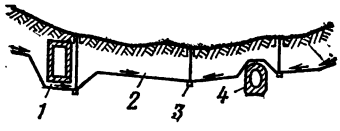


Рис. 43. Места установки конденсатосборников на газопроводе

1 — туннель; *2* — газопровод; *3* — конденсатосборник; *4* — коллектор

можно встретить конденсатосборники на резьбовых соединениях. Конденсатосборники низкого давления (рис. 44) представляют собой стальной сварной сосуд для сбора конденсата, в который опущен стояк, выходящий к поверхности дорожного покрытия под ковер. Стояк заканчивается муфтой с пробкой. Через стояк с помо-

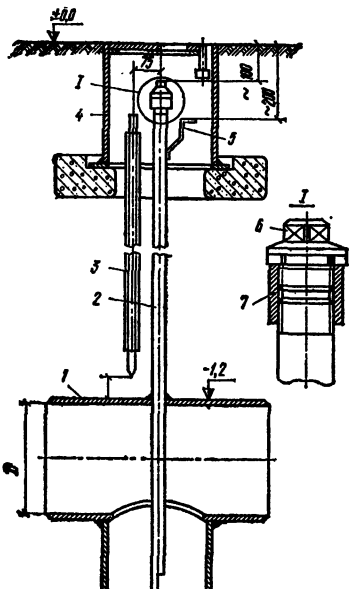
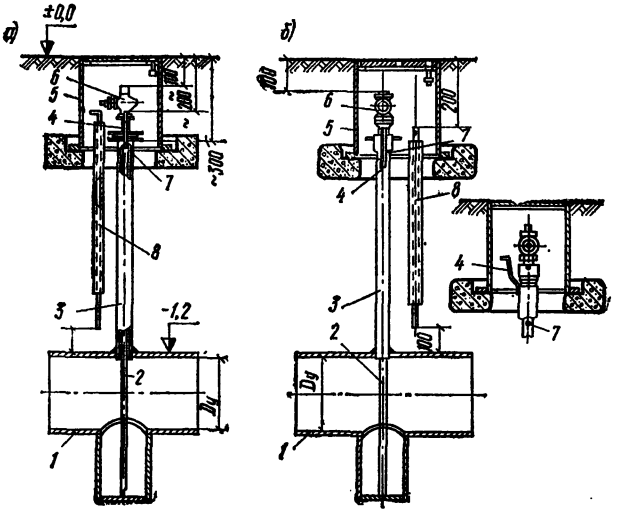


Рис. 44. Конденсатосборник низкого давления

1 — корпус; *2* — стояк; *3* — электрод заземления (сравнения); *4* — ковер; *5* — контактная пластина; *6* — пробка; *7* — муфта

Рис. 45. Конденсатосборник высокого давления

а — на фланцах; *б* — на резьбе; *1* — корпус; *2* — конденсационный стояк; *3* — кожух (газовый стояк); *4* — контактная пластина; *5* — ковер; *6* — кран; *7* — отверстие; *8* — электрод заземления



щью насоса, который ввертывается в муфту, конденсат отсасывают на поверхность или собирают в специальную автоцистерну. Конденсатосборники высокого (среднего) давления отличаются от конденсатосборников низкого давления наличием второго стояка. Это объясняется тем, что при давлении более 15—20 кПа (при среднем и высоком давлении) конденсат газа по стояку поднимается вверх до поверхности земли или дорожного покрытия. В связи с этим в зимнее время охлажденный конденсат, превратившись в лед, может разорвать стояк. Но если даже разрыва и не произойдет, то размораживание (отогрев) стояка для удаления конденсата связано с большими трудностями, вследствие этого скопившееся большое количество конденсата может помешать нормальному проходу газа. Для предотвращения замерзания конденсата устраивают второй стояк (газовый), назначение которого состоит в том, чтобы противодавлением газа не давать возможности конденсату подниматься по стояку к поверхности земли. Для этого у поверхности земли оба стояка соединяют между собой. Конструктивное исполнение конденсатосборников высокого давления может быть разнообразным. У одних, например, стояки могут быть расположены параллельно, у других — один в другом («труба в трубе») (рис. 45). Конденсат из таких конденсатосборников откачивают следующим образом. Открывают кран на конденсационном стояке, а кран на газовом (уравнительном) стояке закрывают. В результате этого действие противодавления по газовому (уравнительному) стояку прекращается и конденсат выдавливается газом на поверхность.

6. КОМПЕНСАТОРЫ

Компенсаторы служат для предохранения арматуры и газопроводов от воздействия температурных напряжений, а также для обеспечения возможности демонтажа фланцевой арматуры и смены прокладок. Они бывают линзовые и гибкие из бесшовных труб. Компенсаторы устанавливают на открыто прокладываемых газопроводах и после чугунных задвижек по ходу газа. (Следует иметь в виду, что стальные газопроводы при изменении температуры на 1° С удлиняются или укорачиваются на 1,2 мм на каждые 100 м). При проектировании и строи-

тельстве газопроводов стремятся к тому, чтобы число специально устанавливаемых компенсаторов было минимальным. Для этого максимально используют есте-

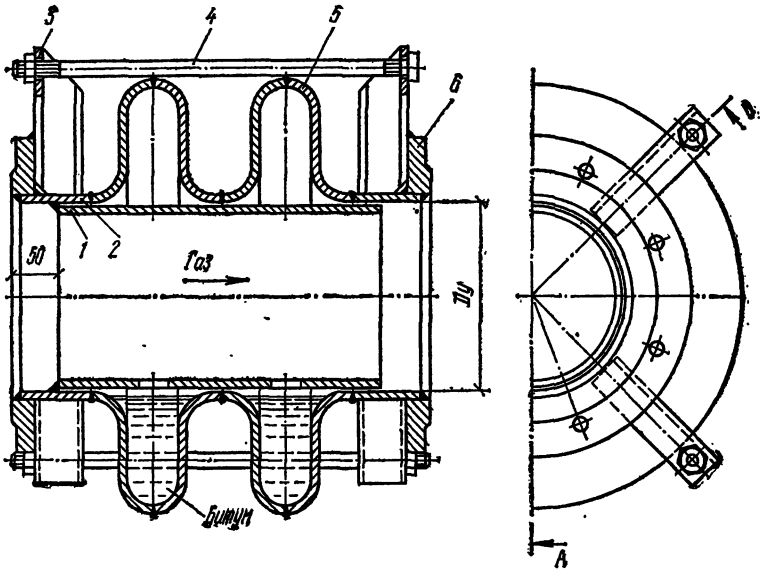


Рис. 46. Компенсатор двухлинзовый

1 — направляющая труба (рубашка); *2* — патрубок; *3* — кронштейн; *4* — тяга; *5* — полулинза; *6* — фланец

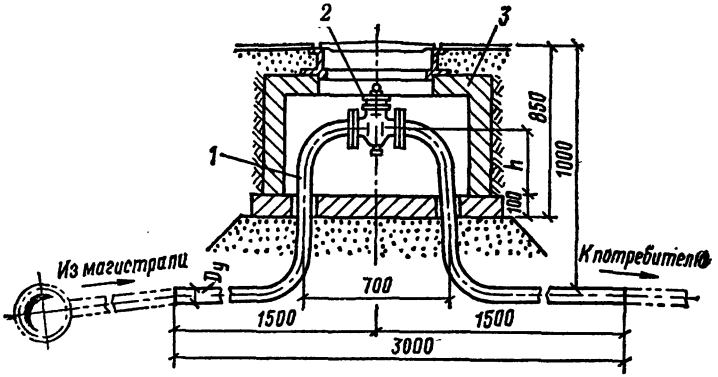


Рис. 47. Установка крана на гнутых отводах в мелком колодце

1 — гнутый отвод двойной; *2* — кран; *3* — колодец

ственную гибкость труб — самокомпенсацию. Линзовые компенсаторы (рис. 46) применяют на газопроводах с давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см²). Они состоят из последовательно включенных в трубопровод линз — волн из стали толщиной 3—5 мм. В зависимости от размера, толщины и внутреннего давления одна волна может деформироваться (удлиняться или укорачиваться) на 5—10 мм. Включение в один компенсатор более 4—6 волн нецелесообразно, так как это приводит к изгибу компенсатора относительно оси. На практике наиболее часто применяют компенсаторы в 2—3 линзы (волны). К крайним линзам приваривают два отрезка трубы с фланцами для присоединения к газопроводу. К фланцам приваривают четыре кронштейна, которые стягиваются болтами для создания зазора при смене арматуры или прокладок компенсатора. Для уменьшения потерь давления внутрь компенсатора вставлен патрубок, диаметр которого соответствует диаметру основного газопровода. С одной стороны патрубок приваривают, чтобы не препятствовать подвижности линз.

Для лучшей работы при установке компенсатор целесообразно подвергать предварительной растяжке или сжатию в зависимости от температуры и условий работы газопровода. После монтажа стяжные болты компенсатора обязательно должны быть отпущены. Гнутые компенсаторы из цельнотянутых труб бывают П-образные и лирообразные. Основным недостатком таких компенсаторов являются их большие габариты, что ограничивает их применение на трубопроводах больших диаметров. В практике газоснабжения гнутые компенсаторы (отводы) получили применение при установке на газопроводах кранов и задвижек в мелких колодцах (рис. 47).

ГЛАВА IV. НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ И СООРУЖЕНИЯ НА НИХ

1. ТРАССИРОВКА ГАЗОПРОВОДОВ

Наружные газопроводы составляют основу газовых сетей. К ним относятся: уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые и межпоселковые газопроводы.

При трассировке газопроводов и выборе проездов, по которым они должны прокладываться, основными критериями являются:

а) направление и ширина проезда; б) вид дорожного покрытия и загруженность проезда наземными и подземными сооружениями, а также интенсивность движения транспорта; в) планировка кварталов; г) наличие естественных и искусственных препятствий.

При выборе трасс магистральных газопроводов высокого и среднего давления направление и ширина проездов являются основными критериями. Для прокладки выбирают проезды, направление которых должно соответствовать принятой схеме сети. При этом ширина проездов должна обеспечивать необходимые разрывы от газопроводов до зданий и сооружений С повышением давления повышается сложность и опасность выполнения эксплуатационных работ, в связи с этим увеличивают разрывы, а также стремятся предотвратить или сократить возможность проникания газа в здания и сооружения при возникновении утечек. Строительными нормами и правилами величина разрывов регламентирована в зависимости от величины давления в газопроводах и эти разрывы принимаются тем большими, чем выше давление газа. Необходимая величина разрывов (по СНиП II-37-76) приведена в табл. 33.

Разрывы от железнодорожных путей имеют назначение исключить воспламенения газа от проходящих поез-

Таблица 33. Минимальные расстояния (разрывы) между газопроводами и объектами, м

Давление газа в газопроводе, кПа (кгс/см²)	Здания и сооружения (до обреза фундамента)	Железная дорога (до ближайшего рельса)	Трамвайные пути (до ближайшего рельса)	Силовые кабели	Водопровод	Канализация, водостоки	Теплосеть (до канала или стенки)	Деревья (до ствола)
⩽5 (⩽0,05)	2,0	3,0	2,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,5
>5⩽300 (>0,05⩽3)	4,0	4,0	2,0	1,0	1,0	1,5	2,0	1,5
>300⩽600 (>3⩽6)	7,0	7,0	3,0	1,0	1,5	2,0	2,0	1,5
>600⩽1200 (>6⩽12)	10,0	10,0	3,0	2,0	2,0	5,0	4,0	1,5

дов при утечках и во время производства работ на газопроводах. Следует указать, что соблюдение указанных разрывов сокращает случаи проникания газа в здания и сооружения при повреждениях газопроводов, но полностью не исключает их. Для прокладки газопроводов выбирают проезды с неусовершенствованными дорожными покрытиями, мало загруженные подземными сооружениями, а также с небольшой интенсивностью движения транспорта. Лучше всего газопроводы располагать в специально выделенной для прокладки подземных коммуникаций технической зоне или в полосе зеленых насаждений.

Газопроводы низкого давления в городах и районах старой застройки приходится прокладывать почти по всем проездам, так как кварталы имеют периферийную застройку и не имеют внутренних проездов. Городская сеть в этих районах принимает форму замкнутых колец. По широким проездам, и прежде всего по проспектам и бульварам, газопроводы нередко прокладывают по обеим сторонам проезда. В кварталах новой застройки с внутренними проездами, а также с большими дворами трассировка газопроводов по уличным проездам не яв-

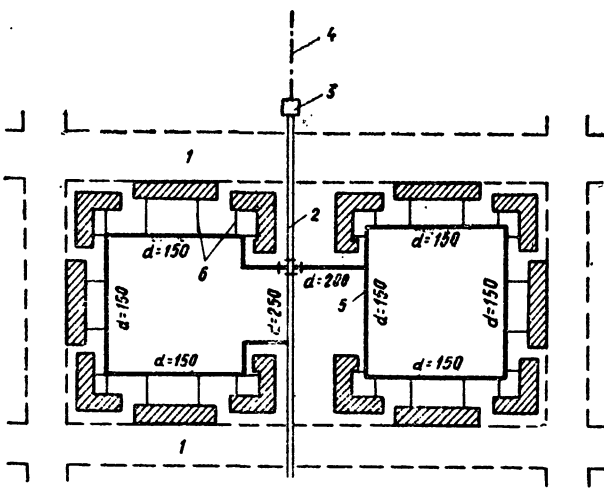


Рис. 48. Совмещенная прокладка уличных и дворовых газопроводов

1 — городской проезд; *2* — распределительный газопровод низкого давления; *3* — ГРП; *4* — газопровод высокого (среднего) давления; *5* — внутриквартальные газопроводы; *6* — вводы

ляется рациональной. В этом случае наиболее выгодно прокладывать газопроводы по внутриквартальным проездам или внутри дворов, совмещая уличные газопроводы с дворовыми разводками (рис. 48). При выборе схемы и трассировке газопроводов низкого давления имеет значение, по каким проездам города, имеющим различные геометрические отметки, прокладывать основные распределительные газопроводы и размещать регуляторные пункты. Природные газы, как известно, легче воздуха, поэтому стремятся вверх, создавая дополнительное или гидростатическое давление, определяемое по формуле

$$H_г = \pm l(\gamma_в - \gamma_г),$$

где $H_г$ — изменение давления газа при изменении высоты положения газопровода, кПа (кгс/м²); l — разность геометрических отметок, м; $\gamma_в$ — плотность воздуха, равная 1,293 кгс/м³; $\gamma_г$ — плотность газа, кгс/м³ (при 0° С и 760 мм рт. ст.).

Знак плюс относится к более высоким отметкам, а знак минус — к более низким по отношению к исходной плоскости. Для газа плотностью 0,82 кгс/м³ при разности отметок 100 м величина гидростатического давления составит:

$$H_г = 100(1{,}293 - 0{,}82) = 4700 \text{ кПа } (47 \text{ кгс/м}^2).$$

При движении газа вверх гидростатическое давление уменьшает потери на трение, а при движении вниз увеличивает их. Поэтому основные питающие газопроводы низкого давления и регуляторные пункты располагают на проездах с наименьшими отметками. В этом случае давление в сети и у потребителей выравнивается. В противном случае, при удалении от регулятора, оно резко падает, и при большой разности отметок (более 400—500 м) газ под низким давлением вообще не будет поступать на нижележащие проезды. В городах, имеющих большую разность отметок, сеть низкого давления необходимо проектировать и строить раздельно по зонам с самостоятельными пунктами питания через ГРП. Естественные и искусственные препятствия влияют не только на трассировку газопроводов, но и на выбор схемы сети. Число переходов через эти препятствия (реки, водоемы, железнодорожные пути и др.) стремятся свести к минимуму. Однако при этом не должна нарушаться надежность газоснабжения. В частности, не следует отказываться от кольцевания основных газопроводов.

Переходы через водные преграды, как правило, осуществляют в две нитки. При проектировании основных газопроводов высокого и среднего давления нежелательно их трассировать вблизи и параллельно электрифицированным железным дорогам из-за повышенной опасности повреждения газопроводов блуждающими токами.

2. УСЛОВИЯ ПРОКЛАДКИ ГАЗОПРОВОДОВ

На территории городов и других населенных пунктов все уличные газопроводы независимо от их назначения и давления газа укладывают в грунт. Надземная прокладка газопроводов допускается при переходах через естественные и искусственные препятствия. На территориях промышленных и коммунальных предприятий рекомендуется применять преимущественно надземную прокладку газопроводов по стенам зданий, на опорах и по кровлям. Внутриквартальные и дворовые газопроводы прокладывают как в грунте, так и по стенам зданий и на опорах. В последнем случае условия прокладки открытых газопроводов должны быть согласованы с органами архитектурного надзора. При использовании сжиженных газов наружная прокладка газопроводов не допускается. Допускается прокладка газопроводов с давлением до 5 кПа (0,05 кгс/см^2) совместно с другими подземными сооружениями в проходных коллекторах, оборудованных постоянно действующей естественной вентиляцией. Если по проезду предусматривается прокладка двух газопроводов различного назначения (давления), то наиболее желательно их прокладывать в одной траншее. При этом расстояние между трубами должно обеспечивать возможность выполнения ремонтных работ и принято равным 0,4 м для труб диаметром до 300 мм и не менее 0,5 м для труб диаметром более 300 мм.

Вводы газопроводов в жилые здания делают в нежилые помещения, доступные для осмотра газопроводов (например, лестничные клетки, кухни, коридоры). Вводы газопроводов в общественные здания, здания детских и лечебных учреждений, учебных заведений, предприятий общественного питания и объектов коммунально-бытового назначения могут осуществляться в лестничные клетки, коридоры или непосредственно в помещения, где устанавливаются газовые приборы. В промышленных и коммунальных предприятиях вводы газопроводов преду-

сматривают непосредственно в помещения, где находятся агрегаты, использующие газ, или в смежные с ними помещения, при условии соединения этих помещений открытым дверным проемом. Газопроводы, прокладываемые в грунте, заглубляют на такую величину, которая гарантировала бы защиту от механических повреждений. При этом влияние возможных динамических нагрузок не должно вызывать в трубах опасных напряжений. Грунт для газопроводов является не только защитой от механических повреждений, но также и хорошей тепловой изоляцией. Поэтому, чем больше глубина заложения газопроводов, тем надежнее они предохранены от механических повреждений и динамических нагрузок и тем в лучших температурных условиях находятся. Однако увеличение глубины заложения усложняет производство строительно-монтажных работ и повышает стоимость строительства. Газопроводы, транспортирующие осушенный газ, в непучинистых и слабопучинистых грунтах допускается прокладывать в зоне промерзания грунта. Минимальная глубина заложения газопроводов на проездах с усовершенствованными покрытиями (асфальтобетонными, бетонными и др.) должна быть не менее 0,8 м, а на участках без усовершенствованных дорожных покрытий — не менее 0,9 м до верха трубы. В местах, где нет движения транспорта, глубину заложения газопроводов уменьшают до 0,6 м.

При транспортировании влажного газа газопроводы прокладывают ниже зоны промерзания грунта с уклоном не менее 0,002 и устанавливают конденсатосборники в низших точках. Вводы газопроводов влажного газа прокладывают с уклоном в сторону распределительного газопровода. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается излом газопровода в профиле с установкой конденсатосборника в низшей точке. Для газопроводов, транспортирующих осушенный газ, создание уклонов и установка конденсатосборников не обязательны. Однако на практике и для такого газа нередко газопроводы прокладывают с уклоном и в наиболее низких точках устанавливают конденсатосборники, особенно при низком давлении, чтобы предотвратить случаи закупорок водой, остающейся в газопроводах во время строительства, а также водой, которая может проникнуть в случае нарушения плотности труб. К влаж-

ным газам преимущественно относятся искусственные: коксовый, генераторный, крекинговый и др. Природные газы, особенно после их компрессования, считаются осушенными, и конденсат из них в газопроводах не выпадает, так как имеющиеся пары воды конденсируются и удаляются на компрессорных станциях при повышении давления газа. Чтобы иметь представление, как влияет давление на влажность газа, достаточно указать, что в природном газе при давлении 300 кПа (3 кгс/см^2) и температуре 0° С может содержаться водяных паров 4,6 г/м^3, а при той же температуре, но при давлении 5000 кПа (50 кгс/см^2) — только 0,14 г/м^3. В газе с влажностью 0,14 г/м^3 конденсация водяных паров при давлении 300 кПа (3 кгс/см^2) может происходить только при температуре ниже —25° С. Такой температуры в грунте на глубине 0,5 м и ниже не бывает. Поэтому газопроводы можно прокладывать в зоне промерзания грунта, на глубине 0,9—0,6 м.

Теплоизолирующие свойства грунта важны не только для предотвращения замерзания конденсата, но также для защиты газопроводов от температурных напряжений. Известно, что изменение температуры приводит к возникновению температурных напряжений в газопроводе, величина которых может быть определена по формуле

$$\sigma = \alpha E t,$$

где σ — механическое напряжение, Па (кгс/см^2); α — коэффициент термического линейного расширения материала труб (для стали α = =0,000012); t — разность температур, °С.

При изменении температуры на 1° С в стальной трубе возникает напряжение 2,5 МПа (25 кгс/см^2). Величина напряжений, возникающих в газопроводе за счет изменения температуры, прямо пропорциональна разности температур, которые были в момент строительства и фактически имеются в газопроводе. За температуру газопровода при строительстве обычно принимают температуру наружного воздуха, при которой отдельные незасыпанные участки труб соединяются вместе. Поэтому при монтаже газопроводов в летнее время не рекомендуется сваривать между собой отдельные незасыпанные участки в дневное время, когда температура воздуха достигает максимума. Лучше это делать утром. Перед соединением отдельных участков газопровод желатель-

но присыпать грунтом. Минимальная температура бывает зимой. Она соответствует температуре грунта, окружающего трубу. Поэтому чем меньше глубина прокладки газопровода, тем ниже температура газопровода. При прокладке газопровода в мерзлом грунте температура будет минусовой. Если принять максимальную температуру газопровода летом (при строительстве) равной 22° С и минимальную температуру грунта на глубине заложения газопровода минус 10° С, то разность температур будет 32° С и температурные напряжения составят $25 \cdot 32 = 800$ кгс/см², хотя они ниже допустимых (1200—1400 кгс/см²), но на открытых участках газопроводов напряжения могут быть и еще бо́льшими, особенно на мостах, эстакадах и т. д. В последнем случае необходимо предусматривать устройства для восприятия этих напряжений. Такими устройствами являются компенсаторы. Если не обеспечивается самокомпенсация (за счет изгибов труб), то применяют компенсаторы линзовые и П-образные. Применение сальниковых компенсаторов для газопроводов не допускается из-за их недостаточной плотности.

Следует отметить, что в зимнее время температура грунта на глубине 0,5 м и более изменяется в среднем на 4—5° С на каждые 0,5 м. Поэтому при уменьшении глубины заложения газопровода с 1,3 до 0,8 м напряжения увеличиваются на 10 МПа (100 кгс/см²), или на 8% допустимых, что необходимо учитывать. Не рекомендуется при строительстве соединять незасыпанные участки газопровода в жаркое время, а также зимой оставлять открытыми (незасыпанными) действующие или законченные монтажом газопроводы. При прокладке газопроводов в скальных, а также в коррозионных (например, шлак, строительный мусор, перегной) и с небольшой несущей способностью (менее 0,25 кгс/см²) грунтах предусматривают устройство под газопровод основания из песчаного грунта (не содержащего щебня и других крупных твердых включений) толщиной не менее 20 см, а также газопровод засыпают на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы тем же песчаным грунтом, чтобы изолировать газопровод от неблагоприятного влияния местного грунта и для обеспечения равномерной нагрузки на газопровод. Если газопровод прокладывают параллельно другим трубопроводам, глубина заложения которых значительно больше глубины

прокладки газопровода, то стремятся, чтобы при раскопке для строительства или ремонта этих сооружений не нарушилось основание (постель) под газопроводом, т. е. чтобы газопровод находился вне призмы обрушения (рис. 49). Практически для обычных грунтов, у которых угол естественного откоса близок к 45°, расстояние от газопровода до края траншеи сооружения должно быть равно или более разности глубин заложения сооружения и газопровода:

$$L \geqslant H_2 - H_1,$$

где H_2 — глубина заложения сооружения; H_1 — глубина прокладки газопровода.

Для центральной части СССР при глубине заложения газопровода 1 м (до низа трубы) и водопровода 2,2 м это расстояние должно быть не менее 2,2—1 = =1,2 м; при этом расстояние между трубами составит 1,5—1,8 м. Для предотвращения повреждения газопровода или сооружения при просадке, а также для обеспечения выполнения ремонтных работ важное значение имеет расстояние по вертикали между газопроводом и другими подземными сооружениями. Эти расстояния при пересечении с трубопроводами (водопровод, канализация, телефонная канализация, водостоки и др.) должны быть в свету не менее 0,15 м, а между газопроводом и электрокабелями — не менее 0,5 м. Допускается уменьшение расстояния между газопроводом и кабелем до 0,25 м при условии прокладки кабеля в футляре.

Часто при прокладке газопроводов встречаются теплофикационные каналы, колодцы и другие подземные сооружения. В этом случае приходится делать обводки газопровода, а при возможности — пересекать эти сооружения. Пересечения всегда делают в футляре из трубы большого диаметра. Концы футляра заделывают смоляным канатом и битумом. Газопроводы прокладывают в футлярах также при пересечении железных дорог, путей трамвая и магистральных автодорог. При укладке газопроводов в зоне мерзлого грунта следует учиты-

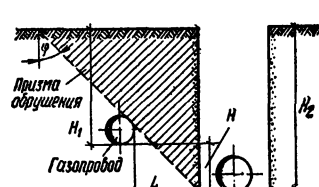


Рис. 49. Расположение газопровода и более глубокого трубопровода относительно друг друга

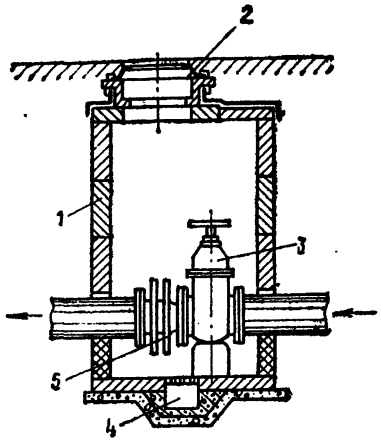


Рис. 50. Колодец для задвижки с компенсатором

1 — колодец; *2* — люк; *3* — задвижка; *4* — приямок (для воды); *5* — компенсатор линзовый

вать возможность пучения грунта. Явление пучения присуще некоторым видам грунтов, главным образом глинистым, в отдельных районах страны. Распространяется вспучивание обычно на 0,65—0,70 глубины промерзания. Поэтому при прокладке газопроводов в таких грунтах их следует заглублять ниже границы вспучивания, а на стояки конденсатосборников необходимо надевать футляры из труб большого диаметра. При прокладке газопровода в мерзлом грунте на дне траншеи делают песчаную подушку и газопровод присыпают песчаным грунтом на высоту не менее 0,2 м.

3. КОЛОДЦЫ

Колодцы на газопроводах в основном служат для размещения задвижек и кранов. Их делают из кирпича и сборного железобетона. Колодцы должны быть водонепроницаемы с хорошей гидроизоляцией стенок и днища. Желательно перекрытие колодцев делать съемным (из плит) для обеспечения необходимых условий безопасности при ремонте и замене задвижек. По возможности верх колодца должен быть раскрывающимся (полевого типа). Трубы в стенах колодцев заделывают так, чтобы обеспечивать водонепроницаемость в условиях мокрых грунтов и возможность независимой осадки стен колодца и газопровода. Чаще всего трубы заделывают смоляным канатом в гильзе, концы которой заливают битумом. При сооружении колодцев расстояния от стенок и днища колодца до задвижки и компенсатора должны обеспечивать свободное пользование различными инструментами. Колодец для задвижки с компенсатором показан на рис. 50.

4. КОНТРОЛЬНЫЕ ПРОВОДНИКИ

Контрольные проводники (пункты) служат для электрических измерений. Они представляют собой изолированные стальные стержни, приваренные к трубе и выведенные на поверхность (рис. 51). Верхнюю часть контрольного проводника выводят под ко́вер. Под ко́вер также выводят заземляющий электрод сравнения. Наибольшее распространение получили стальные электроды сравнения (рис. 51, *а*). Электрод заглубляют на ту же глубину, что и газопровод. Стационарными стальными электродами сравнения можно пользоваться, не допуская большой ошибки только в первые месяцы после постройки газопровода, пока они еще не имеют ржавчины, влияющей на измерения. В дальнейшем применяют переносные электроды, которые забивают в грунт рядом с контрольным проводником. В настоящее время начинают применять стационарные медно-сульфатные электроды сравнения (рис. 51, *б*). Контрольные пункты с такими электродами сравнения устанавливают через 500 м. Конструктивное исполнение контрольных пунктов может быть самое разнообразное. При отсутствии на действующих газопроводах специальных контрольных пунктов для электрических измерений могут быть использованы конденсатосборники, обнаженные участки

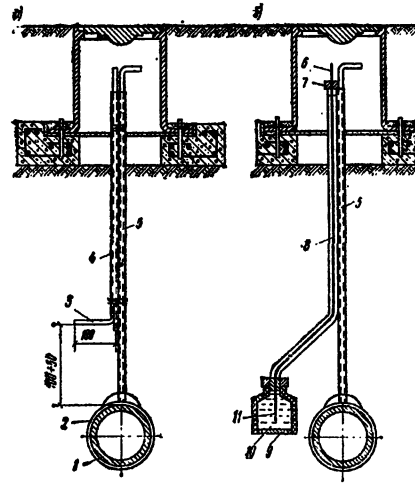


Рис. 51. Контрольный проводник на газопроводе

а — стальной; *б* — медно-сульфатный; *1* — стенка трубопровода; *2* — изоляция трубопровода; *3* — стальной стержень; *4* — резиновая трубка (изоляция); *5* — стальной стержень в резиновой трубке; *6* — медный изолированный провод; *7* — пробка; *8* — стальная трубка; *9* — пористый фосфор; *10* — медный купорос с незамерзающим наполнителем; *11* — медный стержень

газопроводов в колодцах и на мостах, вводы в дома и т. п. Расстояние между точками замеров потенциалов газопровода должно быть 200—300 м.

ГЛАВА V. ВНУТРЕННИЕ ГАЗОПРОВОДЫ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Внутренние газопроводы служат для подачи газа из уличных распределительных газопроводов к газовым приборам и установкам. К ним относятся ответвления от уличных газопроводов, дворовые газопроводы с вводами в здания, а также внутридомовые или внутрицеховые разводки. Ответвления и дворовые газопроводы, хотя и являются подземными газопроводами, всегда рассматриваются как составная часть газооборудования дома и проектируются вместе с внутренним газооборудованием. Внутренние газопроводы, так же как и уличные сети, подразделяют по величине давления на газопроводы низкого, среднего и высокого давления. Во внутренних газовых сетях жилых и общественных зданий, детских и лечебных учреждений, учебных заведений, предприятий общественного питания, парикмахерских и т. п. допускается только низкое давление. Однако следует полагать, что по мере организации выпуска надежных

Таблица 34. Давление газа перед бытовыми газовыми приборами, Па (мм вод. ст.)

Используемый газ	Номинальное	Максимальное	Минимальное
1. Природный газ чисто газовых и газонефтяных месторождений, смеси сжиженных углеводородных газов с воздухом и другие газы с низшей теплотой сгорания 32 800—42 000 Дж/м³ при давлении газа на выходе из ГРП 3000 Па	2000(200)	2800(280)	1000(100)
2. Искусственные и смешанные газы с $Q_н$=14 700—18 900 Дж/м³	1300(130)	1800(180)	650(65)
3. Сжиженные углеводородные газы с низшей теплотой сгорания 92 000—117 000 Дж/м³ (22 000—28 000 ккал/м³)	3000(300)	3600(360)	2000(200)

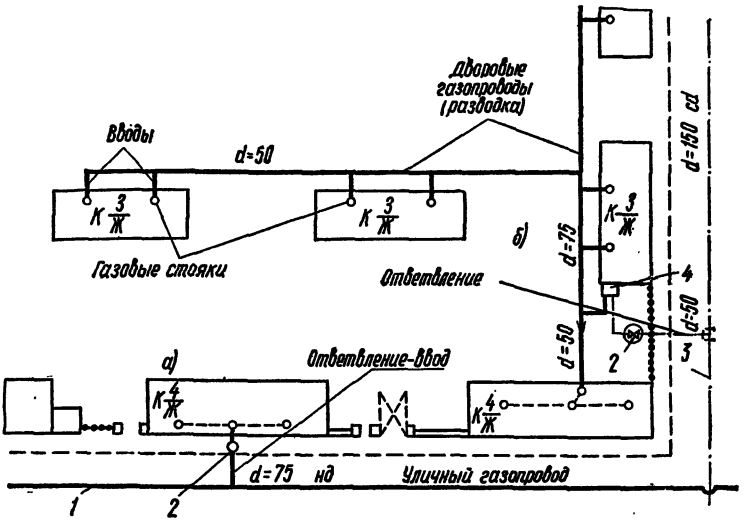


Рис. 52. Схема газоснабжения жилых домов природным газом

а — от уличного газопровода низкого давления; *б* — от газопровода высокого среднего) давления с установкой шкафного регуляторного пункта; *1* — газопровод низкого давления; *2* — отключающее устройство; *3* — газопровод высокого (среднего) давления; *4* — шкафной регуляторный пункт

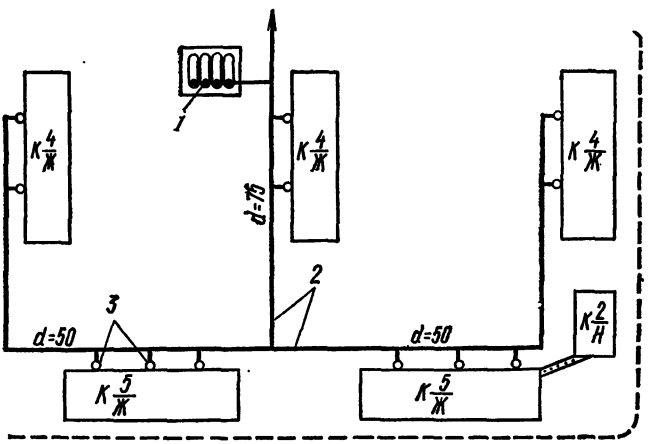


Рис. 53. Схема газоснабжения жилых домов сжиженным газом от подземных емкостей (резервуаров)

1 — подземные емкости; *2* — подземные газопроводы; *3* — цокольные вводы (с краном)

5. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВ

В настоящее время газ стал одним из основных видов топлива и удельный вес его в топливном балансе страны все время увеличивается. Если в 1960 г. доля газового топлива составляла 7,9%, то в 1970 г. она увеличилась до 18%. В 1975 г. удельный вес газового топлива достиг 22%. Сейчас нет ни одной отрасли народного хозяйства, где бы не применялось газовое топливо. Наиболее широко газ используется для коммунально-бытовых целей и, прежде всего, для приготовления пищи и горячей воды в квартирах, а также для целей отопления. Широко используется газ в металлургической промышленности и машиностроении, в промышленности строительных материалов, на предприятиях химической промышленности, в том числе в качестве исходного сырья. Все более широкое применение находит газ в сельском хозяйстве для отопления теплиц и животноводческих помещений, а также для сушки сельскохозяйственной продукции и хранения скоропортящихся продуктов в контролируемой атмосфере. Большое количество природного газа сжигается в топках котлов электростанций для выработки энергии и горячей воды. Структура использования газа по видам потребителей характеризуется следующими цифрами (%):

Коммунально-бытовые нужды (включая мелкие отопительные котельные)	13
Промышленность (без электростанций)	57
В том числе:	
химическая	6
металлургическая	16
цементная	5
машиностроение и металлообработка	10
нефтяная и газовая	8
стройматериалов	5
легкая	2
пищевая	3
прочие отрасли	2
Электростанции	26
Сельское хозяйство	0,5
Прочие потребители и потери	3,5

ГЛАВА II. ГОРЕЛКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗОВ

1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О ПРОЦЕССЕ СЖИГАНИЯ ГАЗОВ И ИХ ОСОБЕННОСТИ

Важнейшей задачей при использовании газообразного топлива является обеспечение его рационального сжигания. Из всех видов топлива правильно сжечь газ, пожалуй, наиболее сложно. Для этого необходимо знать теоретические основы горения, правильно выбрать газогорелочные устройства, рассчитать подачу необходимого для горения воздуха и количество удаляемых продуктов сгорания, а также обеспечить хорошую эксплуатацию установок. Неправильные решения этих вопросов приводят в одних случаях к большому перерасходу газа, в других случаях из-за плохой организации процесса сжигания газа в продуктах сгорания появляется большое количество углерода или его окиси, что влечет за собой весьма нежелательные последствия.

Горение газообразного топлива есть химический процесс соединения его горючих компонентов с кислородом воздуха, протекающий с интенсивным выделением тепла, создающего резкое повышение температуры вступившей в реакцию смеси. Процесс горения горючих газов можно расчленить на три стадии, или фазы:

смешение газа с воздухом;

нагрев смеси до температуры воспламенения и активация реагирующих газов;

горение или реакция окисления горючих газов кислородом воздуха, сопровождающаяся выделением тепла.

Нагрев газа и воздуха может предшествовать их смешению. Смешение и нагрев могут также протекать одновременно. Время, необходимое для осуществления процессов горения, будет зависеть от последовательности и способов их проведения. Время, необходимое для завершения процесса горения, от момента выхода газов из смесительного устройства горелки равно:

$$\tau = (\tau_{см} + \tau_{нагр} + \tau_{гор}),$$

где τ — суммарное время завершения процесса, с; $\tau_{см}$ — время, необходимое для смешения газа и воздуха, с; $\tau_{нагр}$ — время для нагрева смеси до температуры воспламенения и активации реагирующих газов, с; $\tau_{гор}$ — время для завершения химической реакции горения, с.

квартирных регуляторов давление будет повышаться. В газопроводах промышленных предприятий разрешается как низкое, так и среднее и высокое, не свыше 0,6 МПа (6 кгс/см²), давление, а для технологических целей величина давления может быть повышена до 1,2 МПа (12 кгс/см²). Давление газа во внутренних сетях жилых домов определяется величиной давления перед газовыми приборами, которое принимают по табл. 34. Все внутренние газопроводы выполняют из стальных труб и прокладывают открыто.

2. СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛЫХ ДОМОВ

Газоснабжение жилых домов чаще всего осуществляют от уличных газопроводов низкого давления. Если уличные газопроводы низкого давления отсутствуют или недостаточной мощности, то источником газоснабжения дома или группы домов может служить газопровод среднего или высокого давления, но при обязательном условии оборудования регуляторного пункта, чтобы в жилой дом газ подавался только под низким давлением. Чаще всего для этих целей используют шкафные установки с регуляторами типа РД-М. Схема газоснабжения дома непосредственно от уличного газопровода низкого давления и группы домов — от газопровода среднего давления через шкафной регуляторный пункт показана на рис. 52, где шкафной регуляторный пункт размещен на торцевой стене дома. Многие города и поселки в настоящее время газифицируют сжиженным газом. Для этого применяют баллонные установки или подземные резервуары. Первые применяют для газоснабжения небольших домов, а от резервуаров снабжают газом многоэтажные дома или целые районы. Схема газоснабжения группы жилых домов от подземных резервуаров показана на рис. 53. При проектировании установок сжиженного газа необходимо соблюдать расстояния между резервуарами и зданиями или сооружениями в соответствии с табл. 35. Групповые резервуарные установки сжиженного газа располагают в местах, имеющих удобный подъезд для больших автоцистерн. При газоснабжении сжиженным газом требования к газопроводам предъявляются такие же, как и при подаче природного газа, с той разницей, что газопроводы сжиженного газа не разрешается вводить в подвалы, так как жидкий газ

Таблица 35. Минимальные расстояния между резервуарами групповых установок и зданиями или сооружениями, м

Характеристика зданий и сооружений	Наземные резервуары общим объемом, м³			Подземные резервуары общим объемом, м³					
	до 5	свыше 5 до 10	свыше 10 до 20	до 10	свыше 10 до 20	свыше 20 до 50	свыше 50 до 100	свыше 100 до 200	свыше 200 до 300
Общественные здания	40	—	—	15	20	30	40		75
Жилые, коммунально-бытовые и другие здания вне зависимости от степени огнестойкости:									
с проемами в стенах	20	—	—	10	15	20	40		75
без проемов в стенах	15	—	—	8	10	15	40		75
Здания на территории промышленных предприятий	15	20	25	8	10	15	25	35	45

тяжелее воздуха и в случае утечки из подвала его трудно удалить и он будет скапливаться. В связи с этим вводы сжиженного газа делают только наружные (цокольные).

3. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Основными элементами системы газоснабжения дома являются: ответвления от уличных распределительных газопроводов, дворовые газопроводы, вводы, настенная разводка, стояки, квартирные газопроводы.

Ответвления служат для подачи газа из уличного газопровода к дому. На тротуаре или у линии застройки домов на ответвлении обычно устанавливают отключающее устройство. Если ответвление одновременно служит вводом в дом, то отключающее устройство устанавливают на цокольной части ввода. На практике число ответвлений всегда стремятся свести к минимуму, чтобы сократить поперечные раскопки улиц.

Дворовые газопроводы или разводки являются развитием ответвлений при подаче газа в несколько точек (подъездов или корпусов). В последнее время все более широкое распространение вместо дворовых подземных газопроводов получают настенные газопроводы, выполняющие ту же задачу. Для сжиженных газов настенная прокладка газопроводов вследствие возможности конденсации газа и образования гидравлических пробок не разрешается.

Вводами называют участки газопроводов, ответвляющихся от дворового газопровода к домовому стояку. Ввод заканчивается отключающим устройством, обычно краном, который устанавливают у внутренней стены при вводе газопровода в помещение или у наружной стены на цокольном вводе (рис. 54). При установке отключающих устройств внутри здания допускается размещать их в лестничных клетках, тамбурах и коридорах. Лучшим местом ввода газопровода в жилом доме являются лестничные клетки, откуда легко наблюдать за газопроводом и при необходимости отключать систему. Вводы также устраивают непосредственно в кухни. В последнем случае их делают цокольными с установкой отключающих устройств с наружной стороны. Здесь наиболее приемлема настенная разводка газопроводов. В ряде случаев ответвления от уличных газопроводов одновременно являются вводами в здания. Поэтому на практике часто не делают различия между ответвлением и вводом, называя ответвления вводами.

Настенная разводка позволяет осуществлять подачу газа от одного ввода к нескольким стоякам. При этом отпадает необходимость в прокладке дворовых газопроводов.

Газовые стояки служат для подачи газа от ввода в квартирные разводки. Их прокладывают через все этажи вертикально. Выполняют только из стальных труб, соединяемых сваркой. Опыты применения неметаллических труб для внутридомовых газопроводов пока широкого распространения не получили. В жилых домах газовые стояки, как правило, прокладывают в кухнях (рис. 55). Допускается прокладывать стояки в лестничных клетках и коридорах. Прокладка стояков в жилых помещениях, ванных комнатах и санитарных узлах не допускается. Если стояк обслуживает два этажа и более, то у основания стояка должен быть установлен от-

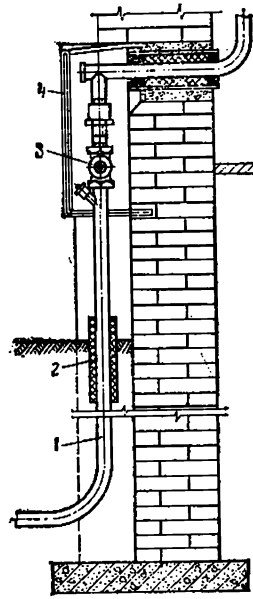


Рис. 54. Устройство цокольного ввода в здание

1 — ввод; *2* — футляр; *3* — кран; *4* — защитный короб

ключающий кран. В целях предотвращения повреждений газопроводов при осадке зданий, а также для защиты стояков от коррозии в местах пересечения трубами междуэтажных перекрытий и лестничных площадок их необходимо прокладывать в футлярах (гильзах) из труб большого диаметра. Нижний обрез футляра устанавливают заподлицо с низом перекрытия, а верхний конец выводят на 5 см выше пола или лестничной площадки. Пространство между газопроводом и футляром заделывают просмо-

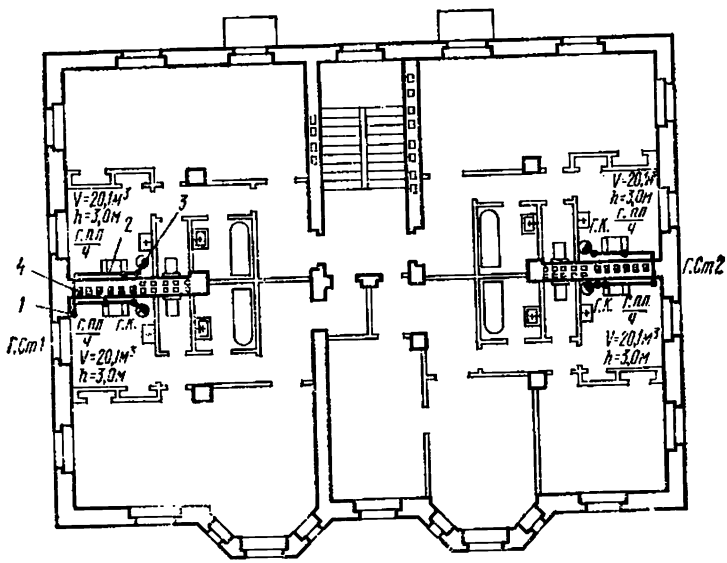


Рис. 55. Расположение газовых стояков на кухнях

1 — стояк; *2* — плита; *3* — водонагреватель; *4* — дымоходы

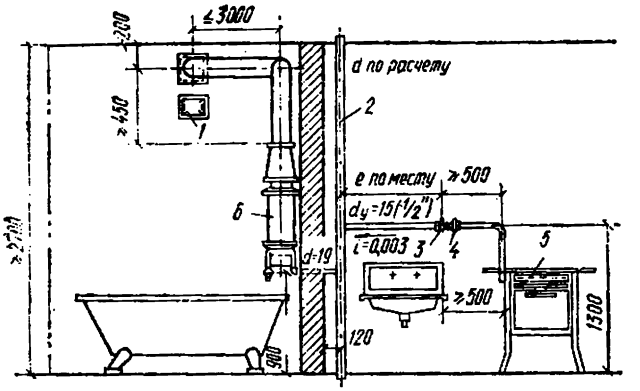


Рис. 56. Подводка газопроводов к газовым приборам

1 — дверка для чистки дымохода; *2* — стояк; *3* — кран; *4* — сгон; *5* — газовая плита; *6* — газовый водонагреватель

ленной пеньковой или льняной прядью с битумом, а сам футляр — цементом. Футляры также устанавливают в местах пересечения газопроводами (вводами) стен и перегородок из пустотелых или пористых материалов

Квартирная газовая разводка служит для подачи газа от стояков к газовым приборам. Она состоит из квартирных вводов (при расположении стояков в лестничных клетках), разводящих газопроводов и опусков к приборам. Опуски к приборам должны выполняться отвесно. Газопроводы разрешается прокладывать только по нежилым помещениям (кухни, коридоры). При вынужденной прокладке через жилую комнату необходимо иметь разрешение органов технического надзора при условии соединения труб сваркой без какой-либо арматуры и фитингов. Перед каждым газовым прибором на опуске должен быть установлен кран. После отключающих кранов устанавливают сгоны, если краны не цапковые. В новых домах при близком расположении приборов к стоякам подводку к плитам и водонагревателям нередко делают на высоте присоединительных патрубков приборов или на высоте 1,2—1,3 м (рис. 56).

4. ГАЗОПРОВОДЫ КОММУНАЛЬНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Коммунальные и промышленные предприятия обычно расходуют большое количество газа, измеряемое сот-

ниями и даже десятками тысяч кубических метров в час. Поэтому эти предприятия в большинстве случаев присоединяют к газопроводам высокого или среднего давления, и нередко под таким давлением газ подается к

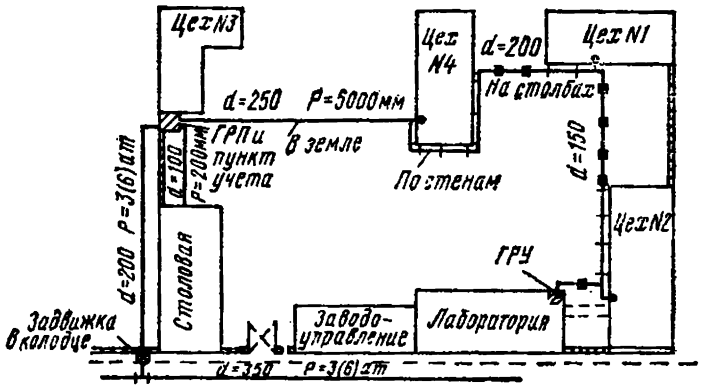


Рис. 57. Схема газоснабжения предприятия

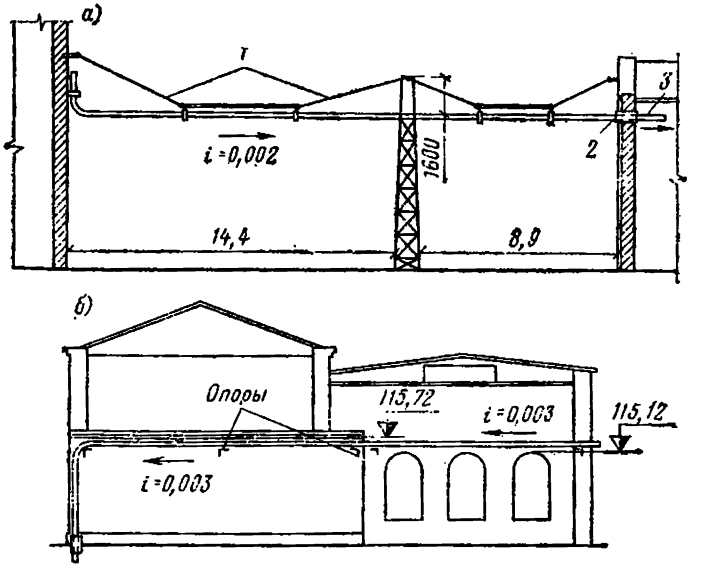


Рис. 58. Прокладка газопроводов на предприятии

а — на столбах; *б* — по стенам; *1* — растяжки; *2* — футляр; *3* — газопровод в цехе

газопотребляющим установкам. Иногда в район промышленных предприятий прокладывают специальные газопроводы, в которых поддерживают более высокое давление, чем в остальных сетях города.

Газ на территорию предприятия обычно подают по подземному газопроводу. Для обеспечения большей надежности газоснабжения желательно делать второй ввод от другого магистрального газопровода и на территории предприятия эти вводы соединять между собой. На промышленных предприятиях, использующих газ для технологических целей, очень часто для разных установок требуется различная величина давления. Для снижения давления и поддержания его на заданном уровне на вводе газопровода на территории предприятия оборудуют газорегуляторный пункт (ГРП), в котором нередко также размещают пункт учета газа. Кроме того, для отдельных цехов и крупных газопотребляющих установок оборудуют местные редуцирующие установки (ГРУ), снижающие давление газа до необходимой величины. Схема газоснабжения предприятия показана на рис. 57. Вводы газопроводов в цехи промышленных предприятий и котельные, как правило, устраивают непосредственно в помещениях, где находятся агрегаты, использующие газ. При устройстве ввода газопровода на территории коммунального или промышленного предприятия, обычно перед забором, устанавливают отключающее устройство. Чаще всего для этих целей используют задвижку с линзовым компенсатором или кран в колодце. Отключающее устройство также устанавливают на вводе в цех, как правило, внутри здания.

Газопроводы, прокладываемые на территории предприятия (межцеховые) могут быть как подземные, так и надземные. К подземным газопроводам предъявляют такие же требования, как и к уличным. Широко распространена надземная прокладка особенно для небольших территорий и при большом количестве подземных коммуникаций. Надземную прокладку газопроводов производят по наружным стенам зданий, несгораемым покрытиям, отдельно стоящим колоннам (опорам) и эстакадам из несгораемых материалов (рис. 58). Трубы и арматуру надземных газопроводов для защиты от коррозии окрашивают. При транспортировании влажного газа газопроводы покрывают тепловой изоляцией и укладывают с уклоном не менее 0,003 с установкой в низ-

Таблица 36. Минимальная высота прокладки надземных газопроводов

Место прокладки	Высота, м
В непроезжей части территории в местах прохода людей	2,2
На свободной территории вне проезда транспорта и прохода людей	0,5
В местах:	
пересечения автомобильных дорог	4,5
пересечения путей неэлектрифицированной железной дороги (до головки рельса)	5,6
пересечения электрифицированных участков железных дорог и трамвайных путей (до головки рельса)	7,1
пересечения с контактной сетью троллейбуса	7,3
пересечения внутризаводских железнодорожных путей для перевозки жидкого чугуна или горячего шлака (до головки рельса)	10
То же, при устройстве тепловой защиты газопровода	6

ших точках дренажных штуцеров (для спуска конденсата). Желательно внутренний диаметр таких газопроводов увеличивать на один размер (на возможную пленку льда).

Надземные газопроводы, пересекающиеся с воздушными линиями электропередач (ЛЭП), должны проходить ниже ЛЭП на расстоянии 1—5 м в зависимости от величины напряжения. В местах пересечения с линиями электропередачи на газопроводе устанавливают ограждения для защиты от падения на него провода. Высота прокладки надземных газопроводов зависит от места прокладки и наличия искусственных сооружений, которые пересекаются газопроводами. Минимальная высота прокладки надземных газопроводов от нижней точки конструкции перехода газопровода до поверхности земли приведена в табл. 36. Газопроводы разрешается прокладывать по опорам или эстакадам совместно с другими трубопроводами при условии обеспечения свободного осмотра и ремонта каждого из трубопроводов. Совместная прокладка газопроводов и электролиний не допускается. Пролет между опорами стальных газопроводов при транспортировке сухого газа определяется по условиям прочности, а при подаче влажного газа — по

Таблица 37. Величины пролетов стальных газопроводов

Диаметр условного прохода, мм	Расстояние между опорами, м		Диаметр условного прохода, мм	Расстояние между опорами, м	
	по условиям прочности	по условиям прочности при уклоне 0,000		по условиям прочности	по условиям прочности при уклоне 0,000
15	9,5	2,5	250	37,5	14,5
20	10,5	3	300	41,5	16,5
25	12	3,5	350	43	18,5
32	13	4	400	46,5	20,5
40	15	4,5	450	50	22,5
50	16,5	5	500	53,5	24
70	20	6	600	58	28
80	21,5	6,5	700	60	31
100	24	7	800	64	34
125	26,5	8	900	68	37
150	28,5	10	1000	70	40
200	33,5	12	1200	78	46

условиям допустимого прогиба, чтобы в газопроводе (в прогибе) не скапливалась вода. Максимальный прогиб газопровода должен быть ограничен величиной

$$\Delta = 0{,}02D_y,$$

где D_y — условный диаметр газопровода.

Рекомендуемые величины пролетов для стальных газопроводов приведены в табл. 37.

Газопроводы внутри зданий коммунальных и промышленных предприятий, как правило, прокладывают открыто. Допускается скрытая прокладка в бороздах стен, закрываемых легко снимаемыми щитами, имеющими отверстия для вентиляции. В предприятиях общественного питания, лабораториях, а также в некоторых цехах промышленных предприятий допускается прокладка подводящих газопроводов к отдельным агрегатам и газовым приборам с заделкой в бетонном полу. В цехах промышленных предприятий допускается также прокладка газопроводов в каналах пола со съемными несгораемыми щитами. Однако такая прокладка недопустима, если по условиям производства возможно попадание в каналы кислот и других жидкостей, вызывающих коррозию газопровода. Нельзя прокладывать газопроводы в каналах пола на предприятиях пищевой промыш-

лениости и предприятиях общественного питания, так как в каналы могут попадать пищевые продукты (отходы), создающие антисанитарные условия. При открытой прокладке газопроводов внутри помещений необходимо соблюдать определенные расстояния от строительных конструкций, технологического оборудования и трубопроводов другого назначения, обеспечивающие возможность монтажа, осмотра и ремонта газопроводов и установленной на них арматуры. Нельзя прокладывать газопроводы, пересекая оконные и дверные проемы и в местах возможного воздействия коррозионно-активных жидкостей и газов. При прокладке газопроводов в зоне непосредственного теплового излучения топок производственных агрегатов предусматривают тепловую защиту труб. Прокладка газопроводов через помещения, где газ не используется, допускается только для газопроводов низкого и среднего давления при выполнении следующих условий: соединение газопроводов сваркой; отсутствие какой-либо арматуры; обеспечение беспрепятственного круглосуточного доступа эксплуатационного персонала в помещения. Не допускается прокладывать газопроводы транзитом через подвальные помещения, помещения взрывоопасных производств, через склады взрывоопасных и горючих материалов, помещения электрораспределительных устройств и подстанций.

В цехах промышленных предприятий и котельных на газопроводе у каждого агрегата устанавливают последовательно два отключающих устройства, причем вторым отключающим устройством служат кран, задвижка или вентиль, устанавливаемые непосредственно перед горелкой. Монтируемая на газопроводах арматура должна быть доступна для обслуживания, осмотра и ремонта. При расположении арматуры на высоте более 2 м предусматривают площадки из несгораемого материала с маршевыми лестницами или дистанционный привод.

Газопроводы цехов промышленных предприятий и котельных оборудуют специальными продувочными линиями с запорными устройствами, присоединяющимися к газопроводам между отключающими устройствами агрегатов. Продувочные линии предназначены для того, чтобы обеспечить сброс газовоздушной смеси из газопровода при пуске газа и полностью исключить возможность попадания газа в топочное пространство агрегатов при их отключении за счет соединения участка газо-

провода между отключающими устройствами с атмосферой. Концы продувочных линий выводят выше карниза здания не менее чем на 1 м, при этом должна быть исключена возможность попадания продувочных газов в здания, расположенные рядом. Допускается объединять несколько продувочных линий с одинаковым давлением. На продувочных линиях предусматривают штуцера с кранами для отбора пробы с целью определения окончания продувки. Выводы продувочных линий заземляют при расположении здания вне зоны грозозащиты. Все внутрицеховые газопроводы, а также открыто проложенные дворовые газопроводы окрашивают в установленный цвет, отличный от цвета других трубопроводов (чаще всего в желтый).

ГЛАВА VI. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

Регуляторы давления предназначены для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне и являются связующим звеном между сетями высокого, среднего и низкого давления. Регуляторы давления устанавливают на распределительных газопроводах в газорегуляторных пунктах, на газораспределительных и газгольдерных станциях, а также у коммунально-бытовых и промышленных потребителей и перед отдельными газопотребляющими установками. По принципу действия различают регуляторы *прямого* и *непрямого* действия. В регуляторах *прямого* действия изменение конечного (выходного) давления создает усилие, необходимое для осуществления регулирования его величины (рис. 59). Основными элементами этого регулятора являются корпус *1*, клапан *8* и рабочая мембрана *5*. Под действием груза *3* и собственного веса мембрана вместе с клапаном опускается вниз и образует отверстие для прохода газа, в результате чего после регулятора (клапана) постепенно повышается давление. Это давление по соединительной трубке *6* передается в подмембранное пространство *2* и оказывает на мембрану действие, обратное действию веса груза и клапана. Мембрана с

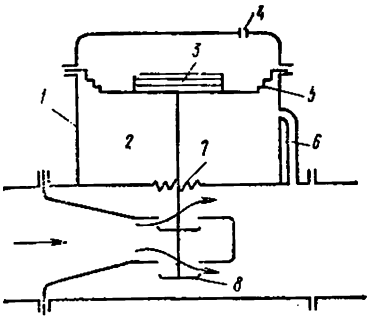


Рис. 59. Схема регулятора давления прямого действия

1 — корпус регулятора; *2* — подмембранное пространство; *3* — груз; *4* — дыхательное отверстие; *5* — мембрана (рабочая); *6* — соединительная трубка; *7* — мембрана малая (диафрагма); *8* — клапан

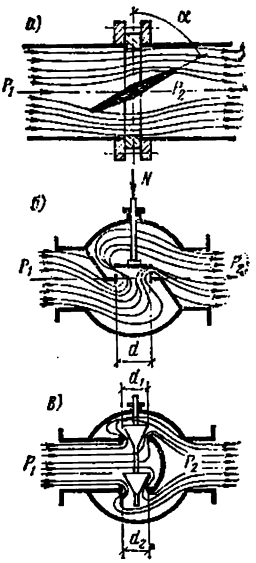


Рис. 60. Дроссельные органы регуляторов

а — поворотная заслонка; *б* — односедельный клапан; *в* — двухседельный клапан

клапаном опускается до тех пор, пока после регулятора не создастся давление, способное уравновесить заданную нагрузку. При дальнейшем повышении давления за регулятором давление газа начинает преодолевать нагрузку, мембрана поднимается и уменьшает величину открытия клапана. При понижении давления за регулятором, наоборот, мембрана с клапаном начинает опускаться вниз, за счет чего увеличивается проходное отверстие, а вместе с тем увеличивается расход газа и повышается давление. Таким образом, изменение выходного давления передается на мембрану, которая, опускаясь или поднимаясь, больше или меньше открывает проходное отверстие клапана и регулирует выходное давление. Практически давление после регулятора остается постоянным независимо от расхода газа. Колебание регулируемого давления не должно превышать 10% номинальной величины независимо от расхода газа

У регуляторов *непрямого* действия изменение конечного (выходного) давления непосредственно не создает усилий для осуществления процесса регулирования. Оно лишь приводит в действие распределительный механизм

(командный прибор) для включения источника энергии, при помощи которого осуществляется регулирующее действие. Источником энергии могут служить воздух или газ высокого давления (пневматические регуляторы), масло или иная жидкость (гидравлические регуляторы) и т. п. Регуляторы прямого действия по сравнению с регуляторами непрямого действия отличаются меньшей чувствительностью. Это объясняется тем, что перемещение клапана при изменении расхода начинается только после того, как создается усилие (разность давления на мембрану и веса груза), достаточное для преодоления сил трения во всех подвижных узлах. В результате регулирование происходит небольшими толчками. У регуляторов непрямого действия силы трения преодолеваются за счет постороннего источника энергии и не требуют значительного изменения усилий на мембрану.

Несмотря на лучшую характеристику регуляторов непрямого действия, в городском газовом хозяйстве большое распространение получили также регуляторы прямого действия, обладающие простотой конструкции, небольшой стоимостью и удобством в эксплуатации.

Регуляторы различают по типу и конструкции дроссельных органов. *Дроссельными органами* регуляторов называют устройства, при помощи которых регулируется количество протекающего через них газа. Изменение количества производят дросселированием, т. е. уменьшением или увеличением отверстия, через которое протекает газ. Дроссельные органы регуляторов представляют собой отверстия, которые прикрываются заслонками или разного рода клапанами. При изменении положения заслонки или клапана изменяется проходное отверстие дросселя и соответственно этому меняется количество протекающего газа. Размер отверстия дросселя при полном открытии должен обеспечивать пропуск расчетного количества газа. Количество протекающего через дроссель газа в зависимости от степени открытия проходного отверстия является основной характеристикой дроссельного органа. В качестве дросселей в регуляторах наибольшее распространение получили клапаны (рис. 60). Поворотные заслонки, несмотря на простоту конструкции, широкого распространения не получили и применяются главным образом на газопроводах низкого давления больших диаметров при малых перепадах. Ос-

новным недостатком заслонок является негерметичность закрытия при отсутствии расхода. Кроме того, поворотные заслонки не пригодны для регулирования малых расходов в связи с тем, что не обладают способностью регулировать проходные сечения малых размеров. Поэтому непосредственно на городских сетях поворотные заслонки не устанавливают.

Клапаны регуляторов бывают *односедельные* и *двухседельные*. В двухседельных клапанах газ проходит двумя потоками (через два отверстия), поэтому пропускная способность их при прочих равных условиях значительно больше односедельных. Вместе с тем эти клапаны в основном не обеспечивают герметичности закрытия при отсутствии газоразбора, что является существенным их недостатком Протечка газа в закрытом положении для двухседельных клапанов допускается не более 0,1% номинального расхода, а для односедельных клапанов не допускается вообще. В связи с этим установка регуляторов с двухседельными клапанами на городских сетях нежелательна, а на тупиковых газопроводах, подающих газ бытовым потребителям, недопустима.

2. ТИПЫ РЕГУЛЯТОРОВ

Регуляторы давления должны удовлетворять следующим требованиям: а) процесс регулирования должен быть устойчивым; б) неравномерность регулирования (т. е. отношение разности между максимальным и минимальным значениями конечного давления к среднему) не должна превышать определенной величины; в) регулятор должен быть надежным, простым и удобным для обслуживания. Регуляторы давления выбирают исходя из максимального расчетного расхода газа потребителями и допустимого перепада давления при редуцировании. Пропускную способность регулятора рекомендуется принимать на 15—20% больше максимального расчетного расхода газа. Необходимо также, чтобы регулятор обеспечивал заданное регулирование давления при малых (минимальных) расходах. Это требование особенно важно для газоснабжения бытовых потребителей, у которых расход газа резко изменяется во времени. При газоснабжении городов и других населенных пунктов, а также коммунальных и промышленных предприя-

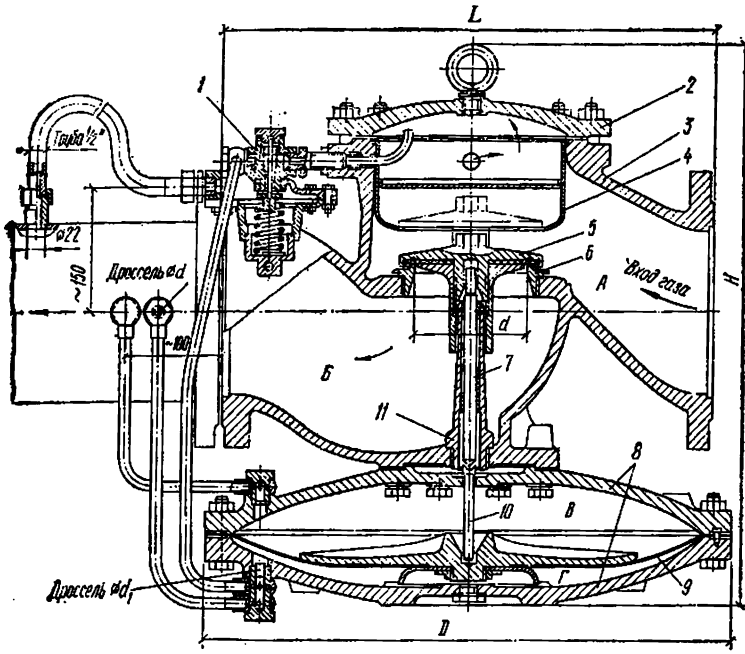


Рис. 61. Универсальный регулятор типа РДУК 2-200

1 — регулятор управления (пилот); *2* — крышка корпуса; *3* — корпус; *4* — фильтр; *5* — сменный клапан; *6* — сменное седло; *7* — шток клапана; *8* — крышка мембраны; *9* — мембрана; *10* — толкатель; *11* — колонка

тий в настоящее время наибольшее распространение получили регуляторы типа РДУК (регулятор давления универсальной конструкции Казанцева). Для групповых установок сжиженного газа (на группу баллонов или резервуаров) применяются регуляторы типа РД-М (регулятор домовый модернизированный). Этот тип регулятора применяется также для газоснабжения бытовых потребителей в районах одноэтажной застройки для шкафных регуляторных пунктов. На баллонах сжижен-

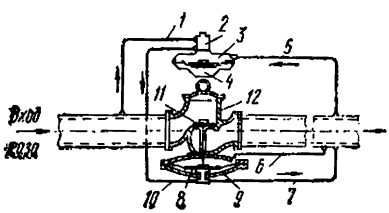


Рис. 62. Схема обвязки регулятора РДУК 2-200

1, 5, 6, 7, 10 — импульсные трубки; *2* — головка регулятора управления; *3* — регулятор управления (пилот); *4* — регулировочная пружина; *8* — мембранная коробка; *11* — регулирующий клапан регулятора давления; *12* — корпус регулятора давления

ного газа устанавливают два типа регуляторов (или, как их называют, редукторов); типа РДГ — для баллонов с вентилями и типа «Балтика» — для баллонов с клапаном. При газоснабжении потребителей от магистральных газопроводов применяют регуляторы высокого давления типа РД. В составе газовой автоматики, особенно для отопительных котлов, нашли применение различные типы дроссельных регуляторов.

Универсальный регулятор типа РДУК (рис. 61). Универсальные регуляторы давления типа РДУК, разработанные Мосгазпроектом, имеют довольно простую конструкцию и надежны в работе. Производительность их значительно выше производительности регуляторов типа РДС, ранее выпускающихся для тех же целей. В настоящее время выпускаются регуляторы с условным проходом 50, 100 и 200 мм. Характеристика и производительность регуляторов РДУК приведены в табл. 38. Универсальный регулятор состоит из чугунного литого корпуса, разделенного на две камеры (*А* и *Б*). В верхнюю камеру *А* подается начальное давление газа до 1200 кПа (12 кгс/см^2), а из нижней камеры *Б* газ выходит. В перегородке, разделяющей верхнюю и нижнюю камеры, имеется отверстие — седло, соединяющее обе камеры. Седло перекрывается регулирующим клапаном. Размер отверстия может быть разный. От размера отверстия и перепада давления зависит производительность регулятора. С нижней стороны выходной камеры находится мембранная камера *В*, в которой расположена рабочая мембрана регулирующего клапана. Регулирующий клапан свободно надет на шток клапана, который упирается в толкатель, входящий в гнездо стяжного винта мембраны. Для защиты стержня клапана от воздействия потока газа и в качестве направляющей служит колонка. Мембрана регулирующего клапана находится с двух сторон под давлением газа. Сверху корпус регулятора имеет люк со съемной крышкой. Люк служит для осмотра и очистки клапана и седла. Настройка регулятора производится с помощью регулятора управления (пилота) типа КН-2-00 и КВ-2-00.

Регулятор управления представляет собой пружинный регулятор давления, мембрана которого нагружена с одной стороны давлением газа, а с другой — регулировочной пружиной. Обвязка регулятора давления РДУК 2-200 показана на рис. 62. Полость мембраны ре-

Таблица 38. Характеристика регуляторов типа РДУК

Модификация	Условный проход, мм	Выходное давление, кПа (кгс/см²)	Диаметр клапана, мм	Площадь клапана, см²	Коэффициент расхода α	Пропускная способность (Δp=1000 мм вод. ст.; γ=1 кгс/см³; $p_{\text{кабс}}$ = = 1,01 ат), м³/ч	Присоединительные размеры фланцев, мм (см. рис. 61)					Масса, кг
							L	D	H	d	d_1	
РДУК 2Н-50/35	50	0,5—60 (0,005—0,6)	35	9,6	0,6	300	230	360	300	—	—	45
РДУК 2В-50/35		60—600 (0,6—6,0)										
РДУК 2Н-100/50	100	0,5—60 (0,005—0,6)	50	19,5	0,6	610	350	470	450	1,5	0,8	80
РДУК 2В-100/50		60—600 (0,6—60)										
РДУК 2Н-100/70		0,5—60 (0,005—0,6)	70	38,5	0,5	1000						
РДУК 2В-100/70		60—600 (0,6—6,0)										
РДУК 2Н-200/105	200	0,5—60 (0,005—0,6)	105	86,5	0,49	2200	600	650	690	2,0	1,5	300
РДУК 2В-200/105		60—600 (0,6—6,0)										
РДУК 2Н-200/140		0,5—60 (0,005—0,6)	140	154,0	0,40	3200						
РДУК 2В-200/140		60—600 (0,6—6,0)										

Примечания: 1. Входное давление для регуляторов всех модификаций 1200 кПа (12 кгс/см²). 2. Минимальный перепад давления для нормальной работы регулятора 3 кПа (300 мм вод. ст.).

гулятора управления со стороны, противоположной регулировочной пружине, соединена импульсной трубкой *1* с входным газопроводом. Выходное отверстие регулятора управления трубкой *10* соединено с подмембранной полостью регулирующего клапана, которая, в свою очередь, соединена импульсной трубкой *7* через дроссель с выходным газопроводом. Надмембранная полость регулирующего клапана также соединена с выходным газопроводом трубкой *6*. Принцип работы регулятора следующий: при отсутствии газа регулирующий клапан закрыт, а клапан регулятора управления приоткрыт с помощью регулировочной пружины. При подаче газа на вход регулятора давления он по импульсной трубке *1* поступает в регулятор управления (КН или КВ) и через клапан по трубке *10* — в подмембранную полость регулирующего клапана и дальше через импульсную трубку *7* и дроссель в выходной газопровод.

Поскольку надмембранная полость импульсной трубкой *6* соединена с выходным газопроводом, мембрана под давлением газа поднимается кверху и клапан регулятора открывается. Через приоткрытое седло клапана газ поступает в выходной газопровод, а отсюда по импульсным трубкам *6* и *5* — на мембраны регулятора управления и регулирующего клапана. В результате устанавливается равновесие мембран в соответствии с заданным регулировочной пружиной пилота давлением. С помощью дросселя давление газа под рабочей мембраной *8* поддерживается бо́льшим, чем над мембраной. При увеличении расхода газа давление начинает снижаться, клапан регулятора управления открывается больше, поступление газа на рабочую мембрану увеличивается, отчего она поднимается кверху и больше открывает клапан регулятора. Давление на выходе регулятора восстанавливается, а открытие клапана будет соответствовать увеличившемуся расходу. При уменьшении расхода газа процесс происходит в обратном порядке.

Регулятор низкого давления типа РД-М. Для снижения высокого и среднего давления на низкое при газоснабжении отдельных домов или группы небольших домов, а также при газоснабжении коммунально-бытовых и мелких промышленных предприятий широкое применение получили регуляторы типа РД-М, являющиеся разновидностью ранее выпускавшихся регуляторов типа

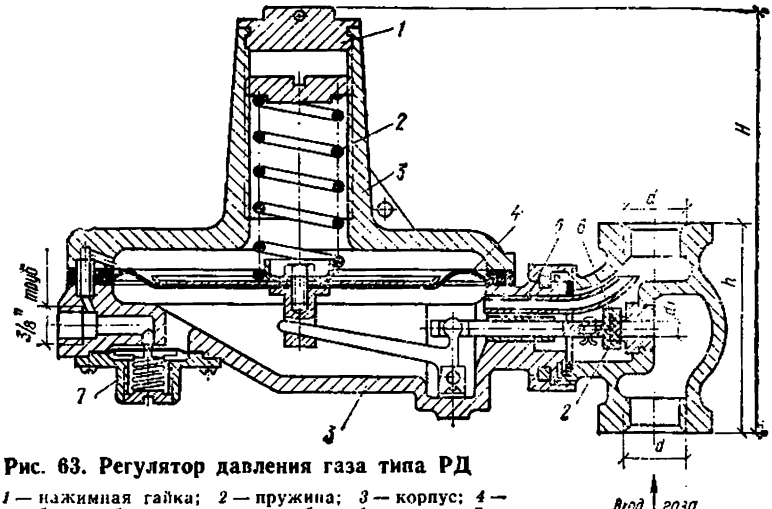


Рис. 63. Регулятор давления газа типа РД

1 — нажимная гайка; *2* — пружина; *3* — корпус; *4* — мембрана; *5* — импульсная трубка; *6* — клапан; *7* — сбросной клапан

РД. Эти регуляторы применяют также для групповых установок сжиженного газа. Регуляторы используют в одиночном и сдвоенном исполнении. Регулятор типа РД состоит из трех основных узлов: дроссельного органа, привода и встроенного предохранительного сбросного клапана (рис. 63). Регулятор работает следующим образом. При отсутствии давления газа на выходе мембрана под действием пружины опускается вниз и клапан полностью открывается. Газ начинает проходить через седло клапана, дросселируется и поступает на выход с пониженным давлением. Выходное (конечное) давление через импульсную трубку передается под мембрану, которая поднимается и приходит в равновесие под действием пружины и газа с конечным давлением. Клапан прикрывается в соответствии с установившимся положением мембраны. Со снижением давления газа на выходе в подмембранной полости давление также снижается. Это нарушает равновесие мембраны (мембрана опускается), отчего клапан открывается больше. Количество проходящего газа увеличивается и давление восстанавливается. Необходимое давление на выходе регулятора устанавливается нажатием пружины при помощи регулировочного винта. При повышении давления сверх

допустимого (из-за неисправной работы регулятора) вступает в работу предохранительный клапан, через который газ сбрасывается в атмосферу. Действие предохранительного клапана заключается в следующем: пружина клапана прижимает мембрану к отверстию клапана и закрывает проход газа. Когда на мембрану давление газа, проходящего через канал в корпус предохранительного клапана, превысит давление пружины, мембрана отойдет от отверстия канала и газ будет сбрасываться в атмосферу. Давление, при котором происходит сброс газа, регулируется нажатием пружины.

Заводы выпускают регуляторы с фиксированной настройкой выходного давления сброса предохранительным клапаном. Регулировочный винт настройки регулятора закрывается пробкой, которая пломбируется заводом. Эксплуатация регуляторов типа РД показала, что

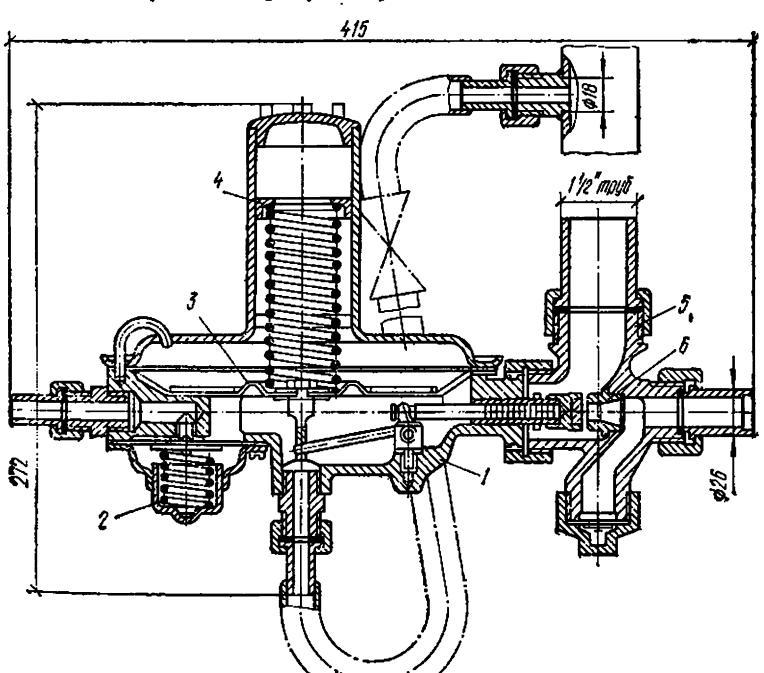


Рис. 64. Регулятор давления типа РД-32М (модернизированный)

1 — корпус; *2* — сбросной клапан; *3* — узел мембраны; *4* — гайка настройки; *5* — крестовина; *6* — седло

Таблица 30. Характеристика регуляторов типа РД-32М и РД-50М

Параметры	РД-32М			РД-50М				
	Диаметр клапана, мм							
	5	6	10	8	11	15	20	25
Площадь прохода клапана, $см^2$	0,126	0,282	0,785	0,5	0,95	1,76	3,14	4,9
Давление на входе, МПа (кгс/$см^2$)	1—1,6 (10—16)	0,3—1 (3—10)	0,005—0,3 (0,05—3)	1—1,6 (10—16)	0,6—1 (6—10)	0,3—0,6 (3—6)	0,1—0,3 (1—3)	0,005—0,1 (0,05—1)
Давление на выходе, кПа (мм вод. ст.)	0,9—2 (90—200) 2—3,5 (200—350)			0,9—1,5 (90—150) 1,5—2,5 (150—250)				
Пропускная способность при $\Delta p = 10$ кПа (1000 мм вод. ст.); $\gamma = 1$ кгс/$см^2$; $p_{к_{абс}} = 101$ кПа (1,01 кгс/$см^2$), $м^3/ч$	4	7,8	12	16	30	51	78	100
Колебание конечного давления с изменением расхода от 5 до 100% при номинальном давлении 2 кПа (200 мм вод. ст.), %	±5	7±8	—	—	7±14			
Масса, кг	8			20				
Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана, кПа (мм вод. ст.):								
с пружиной низкого давления				2,7±0,3 (270±30)				
с пружиной повышенного давления				4±0,5 (400±50)				

Таблица 40. Максимальная пропускная способность регуляторов **РД-32М** и **РД-50М** для газа $\gamma = 0{,}7$ кгс/см³; м³/ч

Давление на входе, МПа (кгс/см²)	РД-32М			РД-50М				
	Диаметр седла, мм							
	4	6	10	8	11	15	20	25
0,1 (1)	13	25	45	56	117/112	183/167	380/270	466/363
0,2 (2)	20	40	75	90	180/170	314/267	500/433	—
0,3 (3)	30	55	100	125/117	235/225	400/375	717/610	—
0,4 (4)	38	70	—	158/150	292/277	525/483	—	—
0,5 (5)	45	90	—	189/180	350/330	650/600	—	—
0,6 (6)	53	105	—	225/213	410/388	775/717	—	—
0,7 (7)	63	125	—	260/250	466/442	—	—	—
0,8 (8)	72	145	—	290/275	524/500	—	—	—
0,9 (9)	81	168	—	320/306	578/556	—	—	—
1 (10)	91	190	—	350/337	638/616	—	—	—
1,2 (12)	110	—	—	412/392	762/733	—	—	—
1,4 (14)	125	—	—	470/450	—	—	—	—
1,5 (16)	142	—	—	533/512	—	—	—	—

Примечание. В числителе — пропускная способность газа при входе на клапан, в знаменателе — при повороте струи в крестовине на 90°.

при больших расходах наблюдается эжектирование газа из подмембранной полости регулятора вследствие значительной скорости потока газа в точке отбора импульса, расположенной в узкой части вентильного корпуса, что нарушает нормальную работу регулятора. Это приводит к необходимости ограничения пропускной способности регулятора. По этой причине у регулятора типа РД в последнее время изменены импульсные трубки отбора конечного давления и регуляторы получили наименование модернизированные (РД-М). Регуляторы РД-М состоят из тех же узлов, что и регулятор РД (рис. 64). Дроссельное устройство модернизированных регуляторов имеет второй ввод газа (прямо на клапан), что позволяет располагать входной и выходной газопроводы под углом 90° и устанавливать регуляторы как на прямом, так и на угловом участках газопровода. В настоящее время регуляторы РД-М выпускаются двух размеров: РД-32М и РД-50М. Оба этих регулятора снабжены одинаковыми по конструкции предохранительными клапанами для сброса газа в атмосферу. Предохранительный клапан обеспечивает сброс газа в атмосферу до 10 м³/ч при давлении над мембраной 3 кПа (300 мм вод. ст.). Характеристика регуляторов типа РД-М приведена в табл. 39. Пропускную способность регуляторов при перепадах, отличных от 10 кПа (1000 мм вод. ст.), можно определить по табл. 40 и с помощью формулы

$$V_0 = V\frac{1{,}57p_1}{\sqrt{\gamma_0}},\ \text{м}^3/\text{ч},$$

где V_0 — искомая пропускная способность, м³/ч; V — табличная пропускная способность, м³/ч; p_1 — абсолютное давление газа перед регулятором, ат; γ_0 — плотность газа, для которого подбирается регулятор.

Регулятор высокого давления типа РД. Регулятор высокого давления типа РД (рис. 65) применяется при подаче газа потребителям из магистральных газопроводов высокого давления, прежде всего на ГРС. В этих регуляторах используется мембранный привод, нагруженный газовой подушкой постоянного давления, величина которого определяет настройку конечного давления. Характеристика регуляторов типа РД приведена в табл. 41. Пропускная способность определяется по формуле для сверхкритических скоростей, с учетом коэффициента пропускной способности.

Дроссельный регулятор типа РДД. Регулятор давления дроссельного типа (РДД) предназначен для поддержания (стабилизации) давления газа перед газовыми установками коммунальных и промышленных предприятий при снабжении их от сетей низкого давления. Давление на выходе регулятора может быть отрегулировано грузами в пределах 0,5—2 кПа (50—200 мм вод. ст.). Регуляторы выпускаются с условным проходом 80 и 100 мм. Конструкция регулятора (рис. 66) обеспечивает минимальную потерю давления в нем. Регулирующее устройство выполнено в виде поворотной дроссельной заслонки управляемой мембраной. Подмембранное пространство связано с газопроводом трубкой, присоединенной после регулятора. Равновесие мембраны зависит от соотношения сил, создаваемых снизу выходным (конечным) давлением газа, а сверху — грузом. С изменением положения заслонки увеличивается или уменьшается количество проходящего через регулятор газа и поддерживается величина выходного давления. Производительность дроссельных регуляторов при входном давлении $p_1=2$ кПа (200 мм вод. ст.) и выходном давлении $p_2=1$ кПа (100 мм вод. ст.) составляет у регуляторов с $D_y=80$ мм — 460 м³/ч и с $D_y=100$ мм — 700 м³/ч. Регуляторы дроссельного типа входят в состав оборудования газовой автоматики типа ПМА.

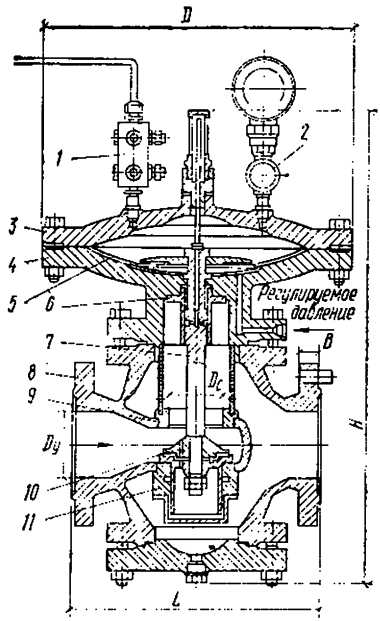


Рис. 65. Регулятор высокого давления типа РД

1 — редуктор-задатчик ДР-2 (1,5—10 кгс/см²) или двухступенчатый ВР-1 (12—16 кгс/см²); *2* — манометр; *3* — крышка; *4* — мембранная коробка; *5* — мембрана; *6* — втулка; *7* — шток; *8* — корпус; *9* — седло; *10* — тарелка клапана; *11* — направляющая

Редукторы сжиженного газа. Редукторы сжиженного газа предназначены для снижения давления сжиженного

Таблица 41. Регуляторы прямого действия высокого давления типа РД

Параметры	РД-25	РД-40	РД-50	РД-80	РД-100	РД-150	РД-200
Диаметр условного прохода, мм	25	40	50	80	100	150	200
Диаметры клапана, мм	10; 16; 20	20; 25; 32	45	70	85	—	—
Коэффициенты пропускной способности ±10%, тыс. ч.	1,8; 5; 7	8,5; 12; 17,5	25	60	100	314	424
Конечное давление, МПа (кгс/см²)	0,25—2,5 (2,5—25)	—	—	—	—	—	—
Начальное давление, МПа (кгс/см²)	—	—	—	5,5 (55)	—	—	—
Зона нечувствительности, % от верхнего предела настройки	—	—	—	2,5	—	—	—
Температура окружающей среды, °С	—	—	—	—30...+50		—	—
Прочность регулирования, кгс/см²	—	—	—	±0,15		—	—
Точность регулирования, кгс/см²	—	—	—	—	±0,15		—
Габаритные размеры, мм:							
длина	260	340	260	345	385	485	595
ширина	340	428	550	616	700	790	816
высота	170	235	410	410	480	—	—
Масса, кг	28	54	106	135	215	300	436

Примечание. Присоединение регуляторов фланцевое, p_y = 6,4 МПа (64 кгс/см²).

газа в баллонах с 1,6 МПа (16 кгс/см²) на низкое 1—9 кПа (100—900 мм вод. ст.). Существует много разновидностей редукторов, однако наибольшее распространение получили редукторы типа РДГ (для баллонов с вентилем) и типа «Балтика» (для баллонов с клапаном).

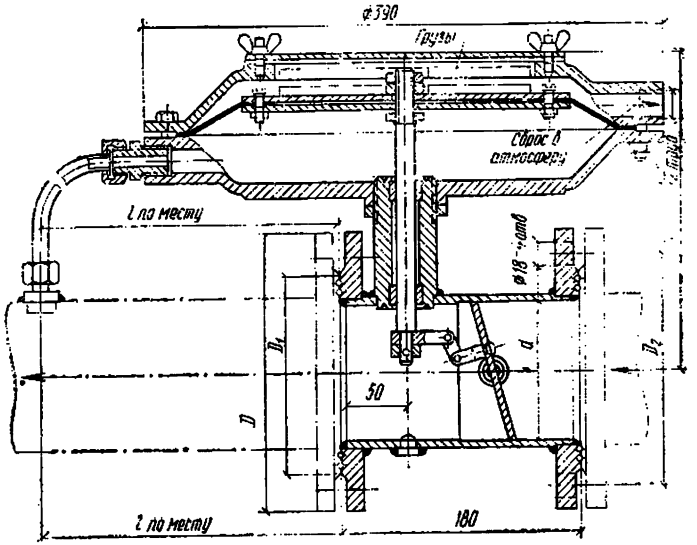


Рис. 66. Дроссельный регулятор-стабилизатор типа РДД

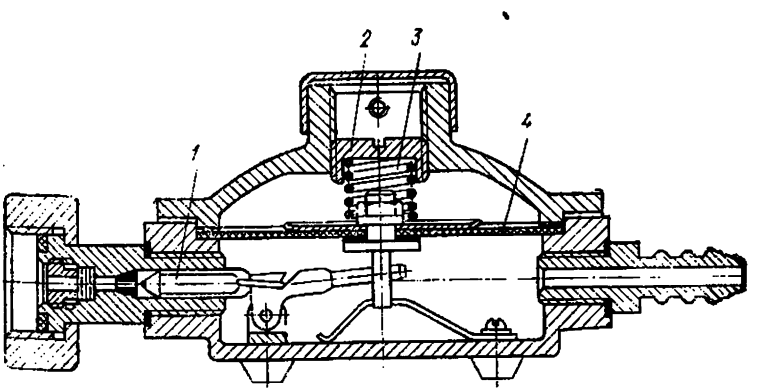


Рис. 67. Редуктор (регулятор) сжиженного газа типа РДГ

1 — клапан; *2* — гайка; *3* — пружина; *4* — мембрана

Редуктор типа РДГ (рис. 67) устанавливают непосредственно на штуцер вентиля баллона и с газовым прибором соединяют гибким шлангом. При использовании двух баллонов (в шкафу) применяется специальное устройство (обвязка), позволяющее использовать один редуктор на два баллона.

Редуктор типа «Балтика» (рис. 68) в последнее время широко используется, особенно для 27-литровых баллонов, встраиваемых непосредственно в плиты. Эти баллоны, в отличие от баллонов с вентилями, имеют запорно-редуцирующий клапан типа КБ, закрывающийся под действием пружины. При работе совместно с редуктором «Балтика» этот клапан (*А*) осуществляет первую ступень редуцирования, снижая давление до 0,2 МПа (2 кгс/см^2). Редуктор (*Б*) является второй ступенью редуцирования и обеспечивает выходное давление газа

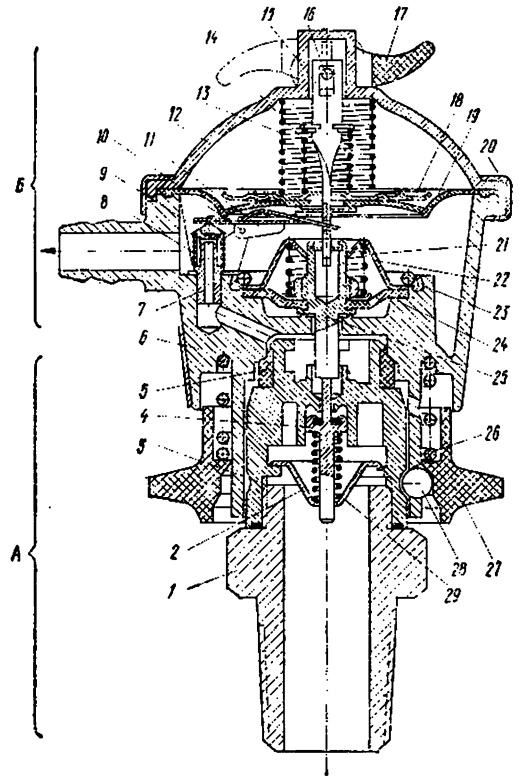


Рис. 68. Регулятор (редуктор) сжиженного газа типа «Балтика» с клапаном КБ

А — клапан КБ; *Б* — регулятор «Балтика»; *1* — штуцер; *2* — чашка; *3* — корпус; *4* — клапан; *5* — кольцо уплотнительное; *6* — корпус; *7* — седло; *8* — пружина; *9* — клапан; *10* — ось; *11* — рычаг; *12* — крышка; *13* — пружина; *14* — пружина; *15* — шток; *16* — ось; *17* — рукоятка; *18* — тарелка; *19* — мембрана; *20* — обруч; *21* — пружина; *22* — чашка; *23* — кольцо; *24* — мембрана; *25* — шток; *26* — пружина; *27* — кольцо; *28* — шарик; *29* — пружина

3±0,3 кПа (300±30 мм вод. ст.). Редуктор выполнен в виде насадка на клапан *КБ* и удерживается на нем посредством шарикового замка. В боковой части регулятор имеет штуцер для соединения с нагревательным прибором при помощи гибкого шланга. При работе регулятора совместно с клапаном газ поступает через зазор клапана *9*, который автоматически регулируется штоком *25*, связанным с мембраной *24*. В результате этого давление под мембраной устанавливается в пределах 0,15—0,2 МПа (1,5—2 атм). Затем газ поступает под мембрану *23* регулирующую зазор клапана *9* посредством штока *25* и рычага *11*. Таким образом давление под мембраной *23* и на выходе регулятора становится стабильным по величине и мало зависящим от величины расхода. Поворотом рукоятки *17* вверх в положение «открыто» клапан открывается и регулятор включается в работу.

3. ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ РЕГУЛЯТОРОВ

Пропускная способность регуляторов зависит от располагаемого перепада давления (разность между давлением перед регулятором — p_1 и давлением после регулятора — p_2) и плотности газа γ. Для различных типов регуляторов есть таблицы (см. табл. 38 и 39), в которых приведена пропускная способность V того или иного регулятора при перепаде давления $\Delta p = 10$ кПа (1000 мм вод. ст.), плотности газа $\gamma = 1$ кгс/м³ и конечном давлении $p_к = 101$ кПа (1,01 ат). По этим данным можно определить максимальную пропускную способность регулятора для любого перепада давления, удельного веса и конечного давления, пользуясь следующими формулами. Для случая, когда скорость истечения газа через клапан ниже критической (т. е. при $p_1/p_2 \leqslant 2$), применяют формулу

$$V_0 = V \sqrt{\frac{\Delta p_0 \gamma p_2}{\Delta p \gamma_0 p_к}}.$$

При сверхкритических скоростях (т. е. при $p_1/p_2 > 2$) расчет ведут по формуле

$$V_0 = 59 p_1 \sqrt{\frac{\gamma}{\gamma_0 \Delta p \, p_к}}.$$

В этих формулах приняты следующие обозначения: V_0 — искомая пропускная способность регулятора, м³/ч; V — табличная пропускная способность регулятора, м³/ч; Δp_0 — располага-

емый перепад давления, мм вод. ст.; Δp — перепад давления, для которого задана пропускная способность (см. табл. 38, 39), мм вод. ст.; γ — плотность газа, указанная в таблице, кгс/м³; γ_0 — плотность газа, для которой подбирается регулятор, кгс/м³; p_1 — абсолютное давление газа перед регулятором, кгс/см²; (при $p_1/p_2 > 2$ принимают $p_1 = 2p_2$; p_2 — абсолютное давление газа за регулятором, кгс/см²; $p_к$ — табличное конечное абсолютное давление газа, кгс/см².

Подставляя в эти формулы приведенные выше табличные данные (при $\Delta p = 1000$ мм вод. ст., $\gamma = 1$ кгс/м³ и $p_к = 1{,}01$ кгс/см², получим: при $p_1/p_2 \leqslant 2$

$$V_0 = \frac{V}{32}\sqrt{\frac{\Delta p_0 p_2}{\gamma_0}};$$

при $p_1/p_2 > 2$

$$V_0 = V\frac{1{,}57 p_1}{\sqrt{\gamma_0}}$$

Пример. Требуется определить максимальную пропускную способность регулятора РДУК 2Н-50/35, снижающего давление природного газа с 300 кПа (3 кгс/см²) до 2 кПа (200 мм вод. ст.). По табл. 38 находим пропускную способность этого регулятора $V = 300$ м³/ч. Подставляя в формуле абсолютное давление перед регулятором $p_1 = 2p_2 = 2{,}04$ кгс/см² и плотность природного газа (0,73), получим

$$V_0 = 300\,\frac{1{,}57 \cdot 2{,}04}{0{,}73} = 1116 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Пропускную способность регуляторов также приближенно можно определить по площади проходного сечения клапана. Так, для низкого конечного давления при перепаде давления не более 10 кПа (1000 мм вод. ст.) расход газа с достаточной для технических расчетов точностью может быть определен по формуле

$$V_0 = 160 F\alpha\sqrt{\frac{\Delta p_0}{\gamma_0}}.$$

При больших перепадах давления газа пользуются формулой

$$V_0 = 160 F\alpha\varphi\frac{p_1}{\sqrt{\gamma_0}}.$$

Для регуляторов высокого давления типа РД пропускную способность определяют по формуле

$$V_0 = \frac{1000 B K_2}{\gamma_0}\sqrt{\Delta p \gamma};$$

где F — площадь проходного сечения клапана, см²; α — коэффициент расхода, зависящий от типа и формы клапана; для регуляторов типа РД $\alpha \approx 0{,}5$, типа РДС $\alpha \approx 0{,}7$. Для регуляторов типа РДУК величину α находят по таблице; B — коэффициент, учитывающий сжатие газа; φ — коэффициент, зависящий от отношения p_2/p_1; для природного газа (показатель адиабаты $K_T = 1{,}3$) значения φ и β приведены в табл. 42;

$\gamma' = \dfrac{\gamma_0 p_1 \cdot 273^\circ}{1000\,(273^\circ + t)}$ — плотность газа при давлении p_1 и температуре $273^\circ + t$.

Таблица 42. Значения коэффициентов φ и β

p_1/p_2	φ	β	p_1/p_2	φ	β
1,010	0,099	0,990	1,428	0,446	0,815
1,020	0,138	0,985	1,530	0,460	0,784
1,031	0,170	0,982	1,666	0,465	0,741
1,042	0,195	0,977	1,818	0,470	0,704
1,053	0,218	0,973	2,00	—	0,667
1,064	0,236	0,969	2,50	—	0,609
1,075	0,254	0,961	3,10	—	0,572
1,087	0,269	0,953	3,60	—	0,556
1,099	0,285	0,940	4,16	—	0,541
1,111	0,297	0,929	5,00	—	0,527
1,176	0,354	0,904	6,25	—	0,515
1,250	0,393	0,878	8,35	—	0,503
1,333	0,423	0,852	12,5	—	0,492

4. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА РЕГУЛЯТОРНЫХ УСТАНОВОК

Для обеспечения надежной и безопасной работы регуляторов их устанавливают с предохранительными вспомогательными устройствами, к которым относятся предохранительно-запорные клапаны, выключающие регуляторы при повышении или понижении давления на выходе сверх допустимого. Кроме того, применяются сбросные устройства для выпуска газа в атмосферу, чтобы предотвратить повышение давления и закрытие клапана. Некоторые типы регуляторов оборудуют приборами, предупреждающими возможную перегрузку мембраны, — уравнителями давления. К предохранительным устройствам следует также отнести фильтры, служащие для защиты рабочих частей регулятора от взвешенных и смолистых веществ.

Запорные клапаны. Предохранительные запорные клапаны, устанавливаемые непосредственно перед регуляторами, закрываются, когда давление после регулятора возрастает сверх допустимого, а выхлопное (сбросное) устройство не предотвращает дальнейшего повышения давления. У газопотребляющих агрегатов (котлов, печей и т. п.) запорные клапаны срабатывают также и при падении давления ниже минимально допустимого во избежание поступления газа в топку после погасания пламени (из-за низкого давления). В противном случае топочное пространство и даже помещение, где установлены газопотребляющие агрегаты, при повышении давления заполняются газом, что может привести к взрыву. Максимальное давление срабатывания предохранительно-запорных клапанов зависит от величины максимально допустимого давления для городской сети. На практике предохранительно-запорные клапаны на регуляторах низкого давления устанавливают на 0,5—0,7 кПа (50—70 мм вод. ст.) выше нормального выходного давления регуляторов, но не более 3—3,2 кПа (300— 320 мм вод. ст.). На регуляторах среднего давления за исходную величину следует принимать выходное давление регулятора, которое для запорного клапана повышается на 5—10%. Минимальное давление срабатывания предохранительно-запорных клапанов определяется величиной давления, ниже которой перестают работать газовые приборы и установки. Для приборов и установок, работающих на низком давлении, эта величина давления составляет 0,25—0,3 кПа (25—30 мм вод. ст.). Конструктивное исполнение предохранительных запорных клапанов может быть самым разнообразным. Наиболее распространены односедельные тарельчатые клапаны, связанные системой расцепляющихся рычагов с мембраной, воспринимающей по импульсной трубке выходное давление газа.

Клапан ПКН (ПКВ) тарельчатый (рис. 69) выпускается в двух модификациях: на высокое давление (ПКВ) и низкое (ПКН). Этот клапан устанавливают как на регуляторных пунктах, так и у газопотребляющих агрегатов. Корпус клапана чугунный, фланцевый, вентильного типа. Газ подается на клапан. Седло корпуса перекрывается клапаном с резиновым уплотнением. В основной клапан встроен малый перепускной клапан, служащий для выравнивания давления до и после основного клапана, перед его открытием. При открывании основного клапана

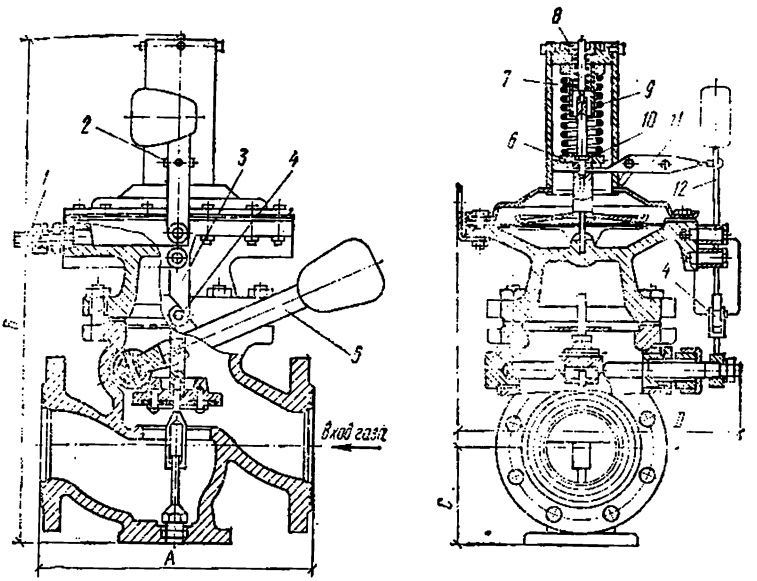


Рис. 69. Предохранительный запорный клапан типа ПКН (ПКВ)

шток приходит в движение и открывает перепускной клапан. При закрывании основной клапан садится на седло, а затем под действием рычага закрывается перепускной клапан. На верхнем фланце корпуса расположена мембранная головка. Нижний предел контролируемого давления настраивают с помощью малой пружины *7*; верхний предел — регулировочной гайкой *8*, сжимающей пружину *9*. Импульс контролируемого давления подается под мембрану через ниппель *1*. Клапан работает следующим образом. В открытом положении штифт *4* рычага сцеплен с крючком анкерного рычага *3*. Нижний конец молотка *12* упирается в выступ анкерного рычага. Штифт *2* молотка сцеплен с концом коромысла *11*. Если контролируемое давление находится в установленных пределах, то пружина *9* нижним своим торцом через тарелку *6* упирается в выступ крышки мембранной коробки и нейтрализует давление на мембрану. Мембрана под действием силы давления снизу займет среднее положение. Гайка *10* штока прижмется к тарелке *6* пружины, а коромысло *11* примет горизонтальное положение и войдет в зацепление со штифтом *2* молотка. Когда

давление под мембраной превысит предел, установленный пружиной *9*, мембрана со штоком начнет подниматься, сжимая пружину. Поднимется и внутренний конец коромысла *11*, а наружный конец его выйдет из зацепления со штифтом молотка. Молоток ударит по концу анкерного рычага *3*. Рычаг *5*, выйдя из зацепления с анкером, упадет, в результате чего клапан закроется. При давлении под мембраной ниже предела, установленного малой пружиной (или грузами на штоке у старой конструкции клапана), мембрана со штоком начнет опускаться. Наружный конец коромысла переместится вверх и выйдет из зацепления со штифтом молотка, в результате клапан закроется.

Предохранительный клапан высокого давления (ПКВ) в отличие от клапана низкого давления (ПКН) имеет опорную тарелку, уменьшающую эффективную площадь мембраны, и не имеет большой тарелки мембраны. Клапанами типа ПКН и ПКВ комплектуются все регуляторы типа РДУК. Характеристика клапанов ПКН и ПКВ приведена в табл. 43.

Таблица 43. Характеристика предохранительных клапанов типа ПКН (ПКВ)

Параметры	Условный проход, мм			
	50	80	100	200
Максимальное давление в корпусе, МПа (кгс/см²)	1,2(12)			
Размеры, (см. рис. 69), мм:				
A	230	310	350	600
B	415	615	660	770
C	80		110	
D	260		310	
Масса, кг	35	52	70	140
Диапазон настройки при возрастании давления, МПа (кгс/см²)				
ПКН	0,001—0,06	(0,01—0,6)		
ПКВ	0,03—0,72	(0,3—7,2)		
Диапазон настройки при падении давления, МПа (кгс/см²):				
ПКН	0,0003—0,03	(0,003—0,3)		
ПКВ	0,003—0,03	(0,03—0,3)		

Клапан ПКК-40м (рис. 70) применяется для установки с регуляторами типа РД-32М, РД-50М и РДУК 2-50, главным образом, на групповых баллонах и в резервуарных установках сжиженного газа, а также в шкафных регуляторных пунктах.

Техническая характеристика клапана ПКК-40м

Входное рабочее давление, МПа (кгс/см²)	до 1,2(12)
Пределы регулирования контролируемого давления, кПа (мм вод. ст.):	
низкого	1,5—5(150—500)
среднего	5—60(500—6000)
Минимально допустимый перепад между входным и контролируемым давлением, кПа (мм вод. ст.)	10—15(1000—1500)
Условный диаметр клапана, мм	40
Габаритные размеры, мм:	
длина корпуса	170
диаметр мембранной камеры	124
минимальная высота	260
Масса, кг	6,6

Падение конечного давления ниже допустимого предела клапаном не контролируется. При падении начального давления в пределах 10—15 кПа (1000—1500 мм вод. ст.) клапан закрывается.

Сбросные клапаны. Сбросные клапаны (предохранители) устанавливают на выходном газопроводе регулятора во избежание повышения давления газа сверх допустимого и для предотвращения закрывания предохранительного клапана. Настраивают предохранители на несколько меньшее давление срабатывания, чем у запорных клапа-

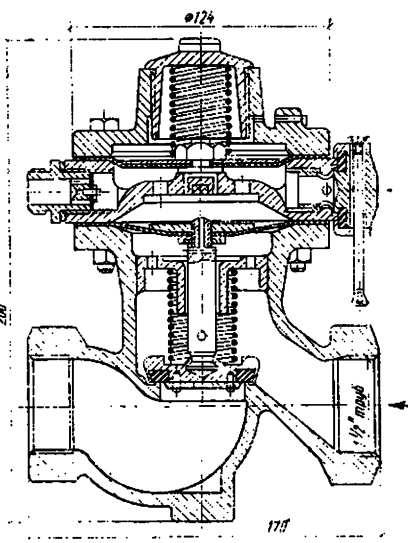


Рис. 70. Клапан типа ПКК-40м

нов. Сбросными (выхлопными) предохранителями могут служить мембранные, пружинные и грузовые клапаны, а также гидравлические затворы с применением воды, масла, глицерина, ртути и др. В настоящее время наиболее распространены гидравлические затворы и мембранно-пружинные сбросные клапаны.

Гидравлический предохранитель с водяным затвором представляет собой сосуд (рис. 71), заполненный жидкостью, в который опущена трубка, соединенная с выходным газопроводом регулятора. Глубина погружения трубы определяется давлением, при котором затвор включается в работу и газ сбрасывается в атмосферу. Такие предохранители применяют только на газопроводах низкого давления. Они достаточно надежны, но требуют постоянного контроля уровня жидкости.

Мембранно-пружинный сбросной клапан типа ПСК показан на рис. 72. Мембрана *3* в нормальном положении нагружена давлением газа и уравновешивается пру-

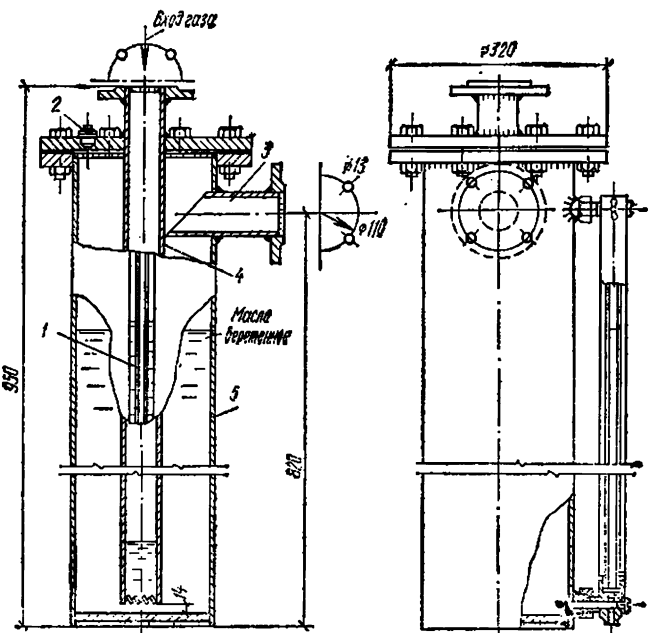


Рис. 71. Гидравлический предохранитель с водяным затвором

1 — водомерное стекло; *2* — отверстие (с пробкой) для заполнения жидкостью; *3* — выхлопной газопровод; *4* — штуцер от выходного газопровода; *5* — корпус

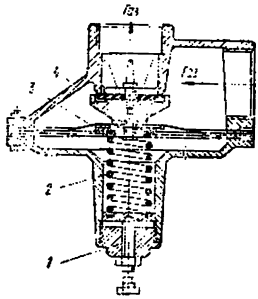


Рис. 72. Мембранно-пружинный сбросной клапан типа ПСК

1 — регулировочный винт; *2* — пружина; *3* — мембрана; *4* — клапан

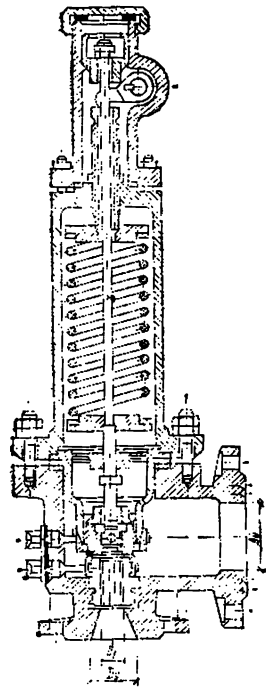


Рис. 73. Пружинный предохранительный клапан типа ППК-4 и ППК-2ДМ

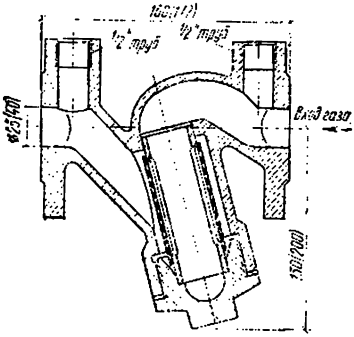


Рис. 74. Фильтр сетчатый D_y = = 25 (40) мм

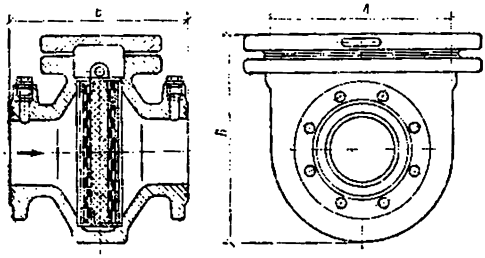


Рис. 75. Фильтр волосяной

жиной 2, сжатой до определенной величины. При увеличении давления газа мембрана начинает двигаться вниз и открывает отверстие клапана, через которое газ сбрасывается в атмосферу. Давление сброса газа в атмосферу определяется величиной сжатия пружины, которое регулируется винтом 1. Клапаны типа ПСК выпускают с условным проходом 25 мм (ПСК-25) и 50 мм (ПСК-50). В настоящее время этот тип клапанов (предохранителей) вытесняют гидравлические затворы.

Пружинный предохранительный клапан типа ППК-4 и ППК-2ДМ (рис. 73) применяется для сброса газа в газопроводах высокого и среднего давления. В отличие от рычажных грузовых этот тип клапанов снабжен герметичным корпусом, рассчитанным на давление $p_у = 1{,}6$ МПа (16 кгс/см^2), что позволяет устанавливать их в помещениях ГРП. Клапан ППК-4 оснащен рычажным устройством для контрольной продувки. Для сжиженных газов применяется клапан типа ППК-2ДМ.

Фильтры. Для улавливания взвешенных веществ (главным образом окалины и грубых фракций пыли) применяют несколько разновидностей фильтров. В шкафных регуляторных пунктах перед регуляторами РД-32М, РД-50М и РДУК-50 устанавливают сетчатые фильтры ($D_у = 25$ и 40 мм), показанные на рис. 74.

Краткая характеристика сетчатых фильтров

Минимальное давление, МПа (кгс/см^2) . . .	1,6(16)
Максимальная пропускная способность, м^3/ч:	
при $D_у = 25$ мм	300
при $D_у = 40$ мм	2000

В регуляторных пунктах с регуляторами типа РДУК наиболее широко применяют волосяные фильтры, представляющие собой корпус задвижки, внутри которого помещена кассета, обтянутая с обеих сторон металлической сеткой (рис. 75). Внутренняя полость кассеты заполнена прессованной капроновой нитью или конским волосом, смоченным в вискиновом масле (цилиндровое масло 60% + соляровое масло 40%) или в турбинном масле марки «Т». При прохождении газа через фильтр крупные частицы осаждаются перед сеткой, а более мелкие — внутри фильтрующего материала. Характеристика волосяных фильтров приведена в табл. 44, в которой пропускная способность фильтров $V_т$ дана при перепаде

Таблица 44. Волосяные фильтры с рабочим давлением 1,2 МПа (12 кгс/см²)

Условный проход, мм	Габаритные размеры, мм (см. рис. 75)			Масса, кг	Пропускная способность, м³/ч
	А	*Б*	*В*		
50	115	157	165	6	—
80	300	280	410	44	240
100	300	285	410	51	330
150	390	320	470	57	750
200	500	360	630	93	1350
300	600	385	725	151	2850

(потере) давления в фильтре $\Delta p = 200$ мм вод. ст. для газа плотностью $\gamma = 1$ кгс/м³. При других расходах величина перепада может быть определена по формуле

$$\Delta p = 200 \left(\frac{V}{V_т} \right)^2 \frac{\gamma}{p},$$

где Δp — определяемый перепад давления фильтра, мм вод. ст.; V — расход газа, протекающего через фильтр, м³/ч; $V_т$ — расход газа при перепаде в фильтре 200 мм вод. ст, м³/ч (берется из таблицы); γ — плотность газа, кгс/м³; p — абсолютное давление газа перед фильтром, ат.

Недостатком волосяных фильтров является их малая производительность, в большинстве случаев не соответствующая производительности регуляторов того же условного прохода Кроме того, по мере загрязнения в фильтрах быстро увеличивается потеря давления. Поэтому при расходах газа через регуляторный пункт 3000 м³/ч и более приходится устанавливать фильтр большого размера или два параллельных фильтра, что нежелательно. Для регуляторов типа РДУК используют сварные фильтры повышенной пропускной способности (рис. 76), характеристика которых приведена в табл. 45.

Максимальная потеря давления в фильтрах не должна превышать 10 кПа (1000 мм вод. ст.). На газопроводах высокого давления (на ГРС) применяют висциновые фильтры, заполненные смоченными в масле мелкими кольцами Рашига (15×15 мм). Пропускная способность висциновых фильтров определяется из условия скорости газа в корпусе фильтра не более 1 м/с. Предохранительные устройства ГРП (фильтр, запорный и сбросной предохранительные клапаны) обычно поставляются вместе с регуляторами давления и размеры их определяются

Таблица 45. Характеристика сварных фильтров для регуляторов типа РДУК

Условный проход, D_y, мм	Габаритные размеры, мм (см. рис. 76)					Масса, кг	Вместимость, л	Максимальная пропускная способность при Δp=5 кПа (500 мм вод. ст.), м³/ч
	D	D_1	L	H	H_1			
50	290	435/466	550/550	805	300	66/101	22	3000/6000
100	400	535/580	640/710	1065	700	136/193	55	7500/15000
200	700	860/880	970/1075	1250	700	375/560	300	20 000/40 000

Примечание. В числителе значения для p_y=0,6 МПа (6 кгс/см²), в знаменателе — для p_y=1,2 МПа (12 кгс/см²).

размерами регуляторов. В тех случаях, когда оборудование газорегуляторных пунктов приходится комплектовать на месте, размер запорно-предохранительного клапана (ПЗК) по условному проходу должен соответствовать размеру регулятора, а пропускная способность предохра-

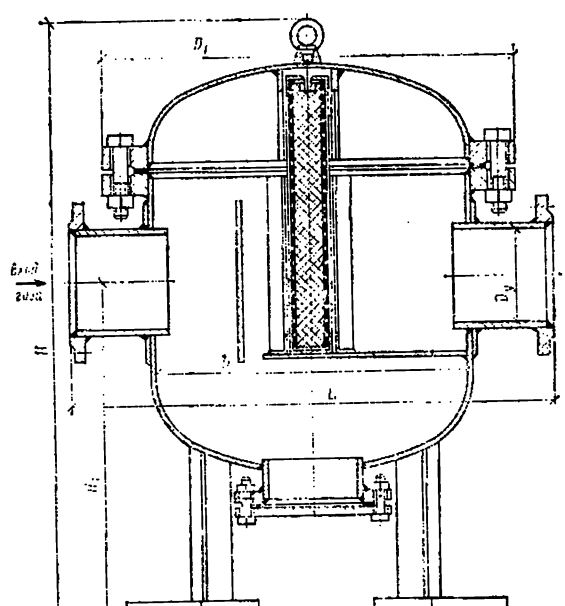


Рис. 76. Фильтр сварной для регуляторов типа РДУК-2

нительного сбросного клапана (ПСК) должна обеспечивать сброс избыточного количества газа в случае неплотного закрытия предохранительно-запорного клапана или регулятора. При отсутствии перед регуляторами предохранительных запорных клапанов пропускная способность сбросного предохранительного клапана (ПСК) определяется по формуле:

$$Q = 2D,$$

где Q — пропускная способность клапана, кг/ч; D — диаметр седла наибольшего из клапанов регуляторов давления газа, мм.

При этом пропускная способность должна быть не меньше пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов давления за вычетом величины минимального потребления газа, а при установке у потребителей дополнительных регулирующих устройств не менее 10% наибольшего из клапанов регуляторов системы регулирования.

5. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ

Регуляторы давления в комплекте с другим оборудованием, устанавливаемые на распределительных сетях городов и других населенных пунктов, а также на территории промышленных, коммунальных и других предприятий и размещаемые в специальных помещениях, называют газорегуляторными пунктами (ГРП). Оборудование для регулирования давления, размещаемое непосредственно в помещениях, где расположены газопотребляющие агрегаты (цеха, котельные и т. п.), называют газорегуляторными установками (ГРУ). Регуляторные пункты и установки, кроме регуляторов давления, включают следующее оборудование: фильтр, предохранительный запорный клапан, запорную арматуру (задвижки или краны), обходной газопровод (байпас) и контрольно-измерительные приборы. Регуляторные пункты и установки оборудуют также предохранительно-сбросными устройствами (гидрозатворами, сбросными клапанами).

Технологическая схема размещения и действия оборудования регуляторных пунктов не зависит от начального и конечного давления газа в газопроводах и заключается в следующем: газ из сети высокого или среднего давления, проходя через фильтр, очищается от механических примесей и попадает в регулятор, где происходит

дросселирование давления до заданного уровня. Это давление поддерживается на одном и том же уровне независимо от количества протекающего газа. Предохранительный запорный клапан, устанавливаемый перед регулятором, закрывает проход газу в сеть при повышении давления сверх заданного (при неисправности регулятора). Чтобы предотвратить закрытие клапана и выключение регулятора при небольшом пропуске газа и повышении давления, включается в работу сбросное приспособление — пружинный клапан или гидрозатвор. Величину давления газа до и после регулятора измеряют показывающими или регистрирующими манометрами, обычно размещаемыми на специальном щите. Некоторые регуляторные пункты оборудуют также приборами для учета газа: диафрагмами с дифференциальными манометрами или ротационными счетчиками. Чаще всего приборы учета устанавливают в регуляторных пунктах промышленных и коммунальных предприятий. Регулятор давления вместе с перечисленным оборудованием имеет обходной газопровод (байпас), по которому подается газ при выключении оборудования. В этом случае регулирование давления производится вручную при помощи задвижки на байпасе. На входном и выходном газопроводах ГРП устанавливают наружные задвижки на расстоянии от зданий не ближе 5 м и не дальше 100 м. Чаще всего ГРП служат для питания газом сетей низкого давления отдельных районов или поселков и их называют районными. Если регуляторный пункт служит для снижения высокого давления на среднее для городских газопроводов, то такой пункт называют головным (ГГРП). Для снабжения газом отдельных домов, а также небольших коммунальных и промышленных потребителей часто регуляторы с оборудованием размещают в специальных шкафах. Такие регуляторные пункты получили название шкафных (ШРП). Различают регуляторные пункты одноступенчатые и двухступенчатые, а также одинарные, сдвоенные и строенные. В одноступенчатых пунктах давление снижается один раз, например с высокого на среднее или со среднего на низкое. В двухступенчатых дважды: с высокого на среднее и со среднего на низкое. Двухступенчатое снижение практикуется в целях безопасности при редуцировании высоких давлений более 0,6 МПа (6 кгс/см^2) на низкое для снабжения газом бытовых потребителей. В одинарных пунктах размещается по одно-

му, а в сдвоенных или строенных по два или по три однотипных параллельно работающих регулятора. Обычно к параллельной установке нескольких регуляторов прибегают в тех случаях, когда пропускная способность одного регулятора недостаточна. Однако установка нескольких параллельно работающих регуляторов является нежелательной. Объясняется это не только тем, что увеличивается объем монтажно-строительных и эксплуатационных работ, но главным образом трудностью обеспечения синхронной работы всех регуляторов. Часто для достижения синхронной работы их настраивают от одного регулятора управления.

Помещения регуляторных пунктов могут быть подземные и надземные. Районные регуляторные пункты в последнее время размещают только в надземных помещениях. Подземные помещения используют для размещения узлов редуцирования большой производительности, как, например, на крупных электростанциях, чтобы сократить шум при редуцировании давления газа. Здания или пристройки для ГРП должны быть одноэтажными, I и II степени огнестойкости, с покрытием весом не более 120 кгс/м^2, полы — из огнестойких и неискрящих материалов. Пристройки для ГРП отделяются от здания глухой стеной и имеют самостоятельный выход. В центральных и северных районах страны все ГРП необходимо отапливать.

Следует иметь в виду, что при редуцировании давления происходит понижение температуры газа на 0,55° на каждую атмосферу, поэтому даже в южных районах температура газа после регуляторов при большом перепаде давления может быть ниже нуля, в результате клапаны и другое оборудование могут покрываться слоем льда или инеем, особенно при подаче влажного газа. Такие регуляторы также надо размещать в отапливаемых помещениях. При отоплении помещений регуляторных пунктов должно быть исключено попадание открытого огня в регуляторное отделение. В связи с этим отопительные приборы присоединяют к теплосетям или устройствам местных отопительных установок. Местными отопительными установками раньше служили кирпичные печи, а в настоящее время, как правило, применяется местное водяное отопление от газовых водонагревателей. Печи для безопасности кладут без оборотов и полностью заключают в стальной сварной кожух. Топ-

ку печей и регулировку горелок производят снаружи или из пристройки к регуляторному залу. В процессе эксплуатации печей необходимо обращать особое внимание на герметичность сварного кожуха. Перед началом отопительного сезона производят контрольную проверку печей избыточным давлением воздуха. Для местного водяного отопления применяют автоматические газовые водонагреватели типа АГВ или котлы ВНИИСТО-Мч, которые устанавливают в пристройке, отделенной от регуляторного зала глухой стеной.

Помещения ГРП должны иметь естественное и электрическое освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч. Электрическое освещение должно быть во взрывобезопасном исполнении или наружное в виде кососвета. Контрольно-измерительные приборы с электрическим приводом, а также телефонные аппараты, устанавливаемые в ГРП, должны быть во взрывозащищенном исполнении. В противном случае они должны устанавливаться в помещении, изолированном от помещения регуляторов, или снаружи в запирающемся ящике.

Схемы ГРП и ШРП. Мосгазпроектом на базе трех типоразмеров регуляторов (РДУК 2-50, РДУК 2-100 и РДУК 2-200) разработано много вариантов технологических компоновок с одним и двумя параллельными регуляторами, одно- и двухступенчатых с замером расхода газа и без него, с местным отоплением и без него. Все ГРП размещаются в отдельно стоящих кирпичных зданиях 4 типоразмеров (6×3; 6×4,5; 6×6; 6×7,5 м). Номинальную (80% макс) пропускную способность одной нитки ГРП с регуляторами РДУК-2, зависящую в основном от принятого размера регулятора, определяют по табл. 46. Схема типового одноточного ГРП показана на рис. 77.

В шкафных регуляторных пунктах устанавливают регуляторы типа РД-М и РДУК 2-50. Шкафные ГРП бывают одинарные (ШП-1) и сдвоенные (ШП-2 и ШП-3) и предназначены для снижения давления с высокого (среднего) на низкое. Схема шкафного регуляторного пункта показана на рис. 78. Для небольших промышленных потребителей Промэнергогазом разработаны шкафные регуляторные пункты (ШРУ-2С и ШРУ-3С) для снижения давления с высокого на среднее, с подключением их к га-

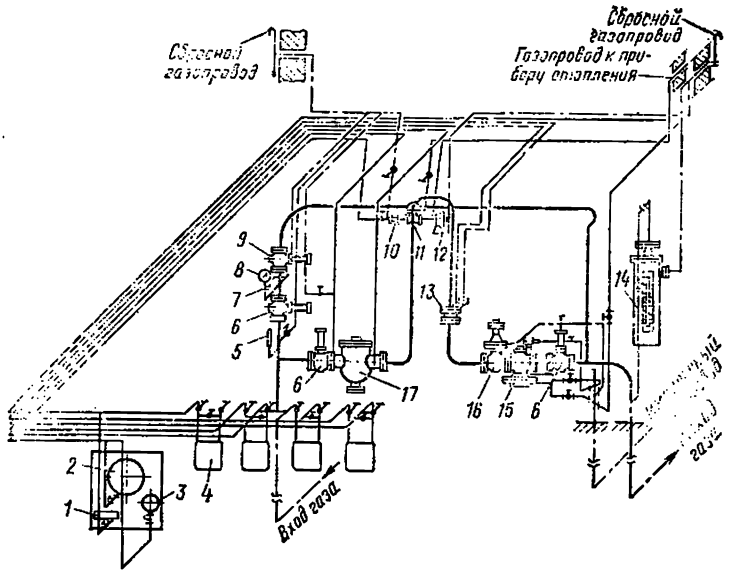


Рис. 77. Технологическая схема размещения оборудования однониточного ГРП с регулятором РДУК-2

1 — напоромер; *2* — манометр самопишущий; *3* — манометр пружинный; *4* — дифманометр (расходомер); *5* — термометр; *6* — кран со смазкой (задвижка); *7* — кран трехходовой; *8* — манометр пружинный; *9* — задвижка; *10* — фильтр сетчатый; *11* — предохранительно-запорный клапан ПКК-40М; *12* — регулятор низкого давления РДГ-6; *13* — диафрагма камерная; *14* — жидкостный предохранитель (сбросной клапан); *15* — регулятор давления РДУК-2; *16* — предохранительный запорный клапан ПКН (ПКВ); *17* — фильтр волосяной сварной

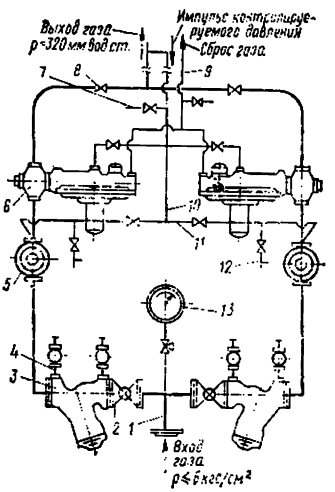


Рис. 78. Принципиальная схема шкафного ГРП типа ШП-2 (ШП-3):

1 — входной штуцер; *2* — входной кран; *3* — фильтр; *4* — штуцер для переносного дифманометра; *5* — предохранительный запорный клапан ПКК-40М; *6* — регулятор РД-32М (РД-50М); *7* — штуцер замера конечного давления; *8* — входной кран; *9* — сбросная линия встроенных в регуляторы предохранительных клапанов; *10* — импульсная линия конечного давления; *11* — импульсная линия с ПКК-40М; *12* — штуцер с тройником для настройки ПКК-40М; *13* — манометр начального давления

Таблица 46. Пропускная способность ГРП для природного газа, м³/ч

Давление газа на входе в регулятор, МПа (кгс/см²)	Давление газа на выходе из регулятора, МПа (кгс/см²)	РДУК 2-50	РДУК 2-100		РДУК 2-200	
		Диаметр седла клапана, мм				
		35	50	70	105	140
0,03(3)	0,001(0,01)	500	750	1420	3900	5650
0,05(0,5)	0,001(0,01)	595	865	1650	4500	6500
0,1(1,0)	0,001—0,01 (0,01—0,1)	800	1150	2200	6000	8700
0,15(1,5)	0,001—0,037 (0,01—0,37)	1000	1440	2760	7500	10 900
0,2(2,0)	0,001—0,065 (0,01—0,65)	1280	1730	3300	9000	13 000
0,3(3,0)	0,001—0,12 (0,01—1,2)	1800	2300	4400	12 000	17 400
0,4(4,0)	0,001—0,175 (0,01—1,75)	2000	2880	5500	14 800	21 600
0,5(5,0)	0,001—0,23 (0,01—2,3)	2400	3460	6600	18 000	26 200
0,6(6,0)	0,001—0,285 (0,01—2,85)	2800	4050	7700	21 000	30 500
0,7(7,0)	0,001—0,34 (0,01—3,4)	3200	4600	8700	23 800	—
0,8(8,0)	0,001—0,395 (0,01—3,95)	3600	5150	9700	27 000	—
0,9(9,0)	0,001—0,45 (0,01—4,5)	4000	5700	10 800	29 800	—
1(10)	0,001—0,505 (0,01—5,05)	4400	6300	11 900	33 000	—
1,1(11)	0,001—0,56 (0,01—5,6)	4900	6900	13 000	35 000	—
1,2(12)	0,001—0,615 (0,01—6,15)	5300	4750	14 000	39 000	—

зопроводам с давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см²). Характеристика шкафных регуляторных пунктов приведена в табл. 47.

Таблица 47. Характеристика шкафных регуляторных пунктов

Тип установки	Выходное давление, кПа (мм вод. ст.)	Диаметр клапана регулятора, мм	Максимальный расход газа, м³/ч (γ=0,73 кгс/м³) при $p_{вх}$			Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			0,1 МПа	0,3 МПа	0,6 МПа	длина	ширина	высота	
ШП-1	0,5—3,5(50—350)	35	450	1200	2000	1030	615	1060	375
ШП-2	0,6—1,7(60—170)	15	300	350	600	1150	610	1100	270
	1,7—3,2(170—320)	20 25		550					
ШП-3	0,6—1,7(60—170) 1,7—3,2(170—320)	6 10	40	60 110	110	920	410	960	240
ШРУ-2с	10—110(1000—11 000)	25	300	600	1200	1210	600	1100	353
ШРУ-3с	10—110(1000—11 000)	10	65	150	240	1010	500	1010	204

Примечание. Максимальное входное давление 0,6 МПа (6 кгс/см²).

ГЛАВА VII. ПРИБОРЫ И УСТАНОВКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗА

1. БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ

Наиболее совершенными приборами для приготовления пищи являются газовые плиты, и число их в настоящее время измеряется десятками миллионов. Горячую воду для ванн, а также для хозяйственных целей приготовляют с помощью различных газовых водонагревателей. Для отопления небольших домов и отдельных квартир широко используются различные газовые котлы и другие нагревательные приборы, в частности газовые камины. Отопительные печи с помощью специальных газовых горелок переводят на газовое топливо. Каждый газовый прибор и установка должны удовлетворять определенным техническим требованиям. Газовые приборы и установки характеризуются тепловой нагрузкой, теплопроизводительностью, КПД, расходом и величиной давления газа, на котором они работают.

Тепловой нагрузкой газового прибора или установки называют количество химического тепла в газе, подаваемого прибору, в Дж/ч (ккал/ч или ккал/мин), считая по низшей теплоте сгорания газа:

$$N = VQ_{\text{н}},$$

где N — тепловая нагрузка, Дж/ч (ккал/ч, ккал/мин); V — количество газа, м³/ч (м³/мин); $Q_{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания газа, ккал/м³.

Теплопроизводительность газового прибора определяется количеством тепла в Дж/ч (ккал/ч или ккал/мин), переданным прибором нагреваемому телу при сжигании газа.

Отношение теплопроизводительности к тепловой нагрузке газового прибора выражает *КПД* этого прибора. Для варочных горелок газовых плит КПД определяют по формуле

$$\eta = \frac{\varphi_m c_m (t_2 - t_1) + \varphi_в (t_2 - t_1)}{V_0 Q_{\text{н}}},$$

где φ_m — масса кастрюли, кг; c_m — теплоемкость металла кастрюли, ккал/(кг·град); t_1, t_2 — начальная и конечная температура воды, °С; $\varphi_в$ — масса воды в кастрюле, кг; V_0 — объем газа, израсходованного на нагрев воды от t_1 до t_2, м³.

Расход газа прибором или установкой измеряют в м³/ч, приведенных к нормальным условиям, т. е. к тем-

пературе 0° С и к давлению 0,1 МПа (760 мм рт. ст.). Давление газа, на котором работает газовый прибор, измеряют у места подключения прибора к газопроводу. Различают номинальные и предельные технические показатели. *Номинальной нагрузкой* прибора (горелки) называют такую, при которой прибор (или установка) дает лучшие показатели работы, заключающиеся в наибольшей полноте сжигания газа при наиболее высоком КПД.

Номинальная теплопроизводительность указывается в паспорте прибора и определяется при номинальной нагрузке. Номинальный расход газа выражается количеством газа ($м^3/ч$), потребляемого прибором при номинальной нагрузке.

Предельной или максимальной нагрузкой называется такая, при которой в конструктивных элементах прибора не возникают опасные тепловые напряжения и обеспечивается возможность нормального пользования прибором. Предельной нагрузкой бытовых газовых приборов принято считать максимальную нагрузку, превышающую номинальную на 15—20%. Причиной превышения номинальной нагрузки приборов наиболее часто является повышение давления и реже увеличение теплоты сгорания газа. Поэтому при эксплуатации нельзя допускать больших колебаний давления и теплоты сгорания. При пользовании газовыми приборами, особенно без отвода продуктов сгорания в дымоход, необходимо достигать полноты сжигания газа и минимального содержания окиси углерода (CO) в продуктах сгорания. Для бытовых газовых плит предельное содержание окиси углерода в продуктах сгорания, пересчитанных на сухие газы, не должно превышать 0,02% при теоретическом расходе воздуха ($\alpha = 1$). Для проточных водонагревателей, устанавливаемых с отводом продуктов сгорания в дымоход, содержание CO не должно превышать 0,05%.

Бытовые газовые плиты. Бытовые газовые плиты служат для приготовления пищи и горячей воды. Жидкую пищу, различные жареные блюда и вареные овощи готовят на открытых горелках. Подогрев пищи и выпечка изделий производятся в духовых шкафах. Плита, у которой нет духового шкафа, называется таганом. Часто таганы называют настольными плитами. Газовые плиты изготовляют с одним или двумя духовыми шкафами. В СССР преимущественно распростра-

Таблица 48. Унифицированные газовые плиты

Основные параметры и размеры	Стационарные			Переносные	Туристские
	двухгорелочные	трехгорелочные	четырехгорелочные		
Тепловая нагрузка горелок стола, ккал/ч:					
пониженная		600±50			
нормальная		1600±100			1600±100
повышенная		2400±100			2400±100
КПД горелок стола, %, не менее		55			57
Тепловая нагрузка горелок духового шкафа, ккал/ч, не более	3000	4000		—	—
Длина (глубина) плиты *L*, мм, не более	600±5		600±5	—	—
Ширина плиты, *B*, мм	400±6	500±5	500±5		
	450±5	520±5	520±5	—	—
	500±5	600±5	600±5		
	520±5	650±5	650±5		
	600±5	800±5	800±5		
		900±5	900±5		
		1050±5	1050±5		
Размеры проема духового шкафа, мм, не менее:					
высота		360		—	—
ширина		330		—	—
Условный проход входного конца газопровода, мм		15		—	—
Высота от пола до оси входного конца газопровода, *H*, мм		700±5		—	—
Резьба входного конца газопровода, дюйм		Труб $\frac{1}{2}$		—	—
Масса плиты без автоматики и баллона, кг, не более	45	55	60	15	7

Примечание. Изготовление плит с шириной 520 мм допускалось до 1.1.1975 г.

нены плиты с одним духовым шкафом и с четырьмя или двумя верхними горелками. Для снабжения сжиженным газом от баллонных установок выпускают плиты на три горелки с встроенным баллоном. Для туристов выпускаются плиты одногорелочные переносные. Согласно ГОСТ 10798—70 предусматривается следующая классификация газовых плит: высший класс «а»; высший класс «б»; первый класс «а»; первый класс «б». Плиты высшего класса «а» имеют программное устройство, включающее терморегулирование работы духового шкафа, клапаны-отсекатели и электророзжиг горелок, одну варочную горелку повышенной производительности, освещение духового шкафа, вертел с электроприводом и жарочную горелку. Плиты высшего класса «б» оснащаются автоматическим зажиганием горелок, клапанами-отсекателями и терморегулятором горелок духового шкафа. В плитах первого класса «а» предусмотрены термоуказатель, варочные горелки нормальной производительности (1600±100 ккал/ч). Объем духового шкафа четырехгорелочной плиты (высший класс и первый класс «а») не менее 50 дм^3. Плиты первого класса «б» могут иметь духовой шкаф объемом до 35 дм^3. В табл. 48 приведены параметры унифицированных плит, выпускаемых с 1970 г. Основные модели газовых плит, выпускаемых у нас в стране, пригодны для сжигания как природного, так и сжиженного газа.

Основные размеры газовых плит показаны на рис. 79.

У большинства выпускаемых в СССР газовых плит тепловая нагрузка всех верхних горелок одинаковая — 6700 кДж/ч (1600 ккал/ч). Тепловая нагрузка духового шкафа 12 600 кДж/ч (3 Мкал/ч). Горелки духовых шкафов плит должны обеспечивать равномерный нагрев в шкафу до температуры 285—300°С не более чем за 10 мин. Заводы-изготовители рекомендуют поддерживать температуру в духовом шкафу в пределах 150—250° С. Плиты могут быть использованы для работы на газах с различной теплотой сгорания от 15 000 до 100 000 кДж/м^3 (от 3600 до 24 000 ккал/м^3) при условии изменения горелочного устройства. Унифицированная четырехгорелочная плита ПГ4 первого класса «а» показана на рис. 80. Горелки этой плиты вертикального типа, литые из алюминиевого сплава со стальной штампованной крышкой, образующей кольцевой поясок верхнего пламени. Варочные горелки обеспечивают мгновенное воспламене-

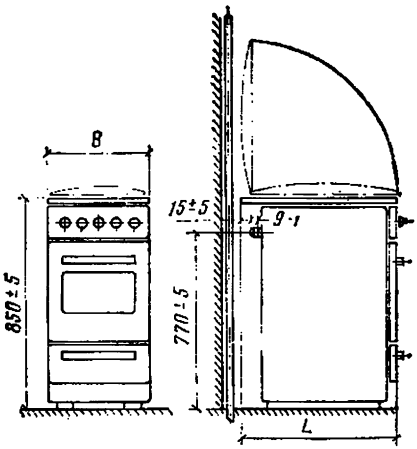


Рис. 79. Основные размеры газовых плит

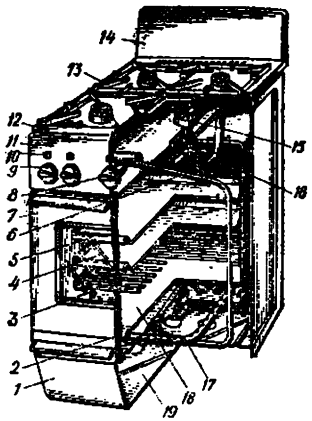


Рис. 80. Газовая плита ПГ4 первый класс «а» (разрез)

1 — сушильный шкаф; *2* — запальник горелки духового шкафа; *3* — решетка; *4* — лист; *5* — противень; *6* — газопровод духового шкафа; *7* — дверка духового шкафа; *8* — ручка крана духового шкафа; *9* — ручка крана конфорочной горелки; *10* — указатель горелки; *11* — распределительный щиток; *12* — стол плиты; *13* — конфорочный блок; *14* — щиток; *15* — вертикальная конфорочная горелка; *16* — газопровод конфорочной горелки; *17* — горелка духового шкафа; *18* — дно духовки; *19* — дно плиты

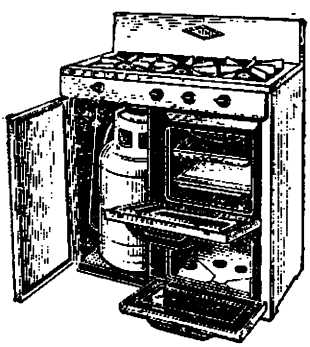


Рис. 81. Трехконфорочная плита с встроенным баллоном

ние газа по всей окружности и обладают ветроустойчивостью до 3 м/с. Первичный воздух регулируется кольцевым шибером, размещаемым на входе в диффузор.

Плиты, кроме духового шкафа, имеют сушильный шкаф (без отдельной горелки). Духовой шкаф, снабженный противнем, листом и решеткой, имеет на дверке смотровое стекло. В духовом шкафу установлен биметаллический термоуказатель. Двухгорелочные плиты в конструктивном отношении аналогичны четырехгорелочным, но имеют меньшие габариты. Трехгорелочные пли-

ты (рис. 81) предназначены для сжиженного газа и выпускаются только с встроенным шкафом для баллона. Их варочные горелки горизонтального типа размещены в один ряд. Стол открытый с отдельными горелками. Эти плиты выпускаются Казанским, Семипалатинским и Целиноградским заводами газовой аппаратуры.

Настольные и туристские плиты не унифицированы и выпускаются с различным внешним оформлением. Как правило, эти плиты используются на сжиженном газе в комплекте с баллонами. В СССР эксплуатируются также плиты импортные, заводов Польши, Румынии и Юго-

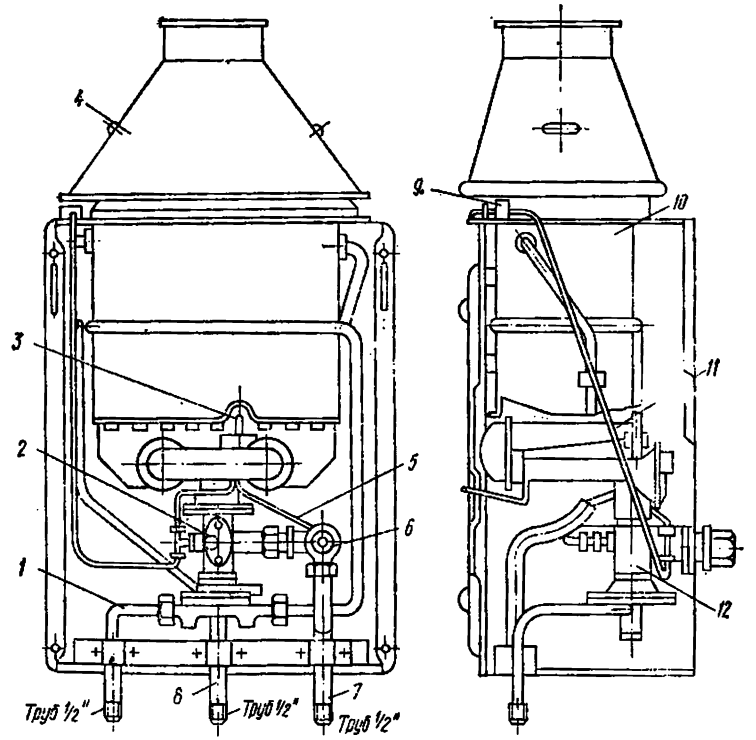


Рис. 82. Проточный газовый водонагреватель ВПГ-18

1 — патрубок холодной воды; *2* — кран газовый; *3* — горелка запальная; *4* — газоотводящее устройство; *5* — термопара; *6* — электромагнитный клапан; *7* — газопровод; *8* — патрубок горячей воды; *9* — датчик тяги; *10* — теплообменник; *11* — горелка основная; *12* — блок водогазовый с форсункой

славии. Наибольшее распространение получили польские плиты фирмы «Универсал», которые в основном унифицированные, четырехгорелочные и отвечают требованиям ГОСТ 10798—70. Плиты снабжены вертикальными горелками и закрытым столом. Этим же требованиям соответствуют югославские четырехгорелочные плиты («Весна» и др.), а также румынские (завода «Сату-Маре»).

Газовые водонагреватели. Газовые водонагреватели подразделяются на быстродействующие проточного типа, т. е. без запаса воды (колонки) и емкостные с постоянным запасом воды. К водонагревателям относятся также кипятильники. *Проточные водонагреватели* удобны тем, что в любое время суток позволяют немедленно получать горячую воду. Их широко используют при нагреве воды для ванн. Проточные водонагреватели типа КГИ, ГВА, Л-1 и Л-3 в настоящее время унифицированы и имеют три модели: аппарат ВПГ-8 (водонагреватель проточный газовый) — тепловая нагрузка 8 Мкал/ч, ВПГ-18 — нагрузка 18 Мкал/ч и ВПГ-25 — нагрузка 25 Мкал/ч. Основной моделью является аппарат ВПГ-18, предназначенный для ванн и обеспечивающий подачу горячей воды в несколько точек. Проточный газовый водонагреватель модели ВПГ-18 (рис. 82) является модификацией ранее выпускавшегося аппарата Л-3. Этот водонагреватель имеет автоматическую блокировку горения основной горелки с пламенем запальника и с протоком воды. При негорящем запальнике или отсутствии протока воды газ на основную горелку не поступает.

Таблица 49. Водонагреватели унифицированные типа ВПГ

Техническая характеристика	ВПГ-8	ВПГ-18	ВПГ-25
Тепловая нагрузка, МДж/ч (Мкал/ч),	33,6 (8)	75,6 (18)	105(25)
КПД, %	85	85	85
Теплопроизводительность, МДж/ч, (Мкал/ч)	28,6 (6,8)	63 (15,3)	91 (21,7)
Давление воды (избыточное), МПа (кгс/см²)	0,035—0,6	(0,35—0,6)	
Нагрев воды за 1 мин на 50° С, л	2,3	5,8	7
Габаритные размеры, мм:			
высота	500	740	740
ширина	300	400	600
глубина	215	250	250

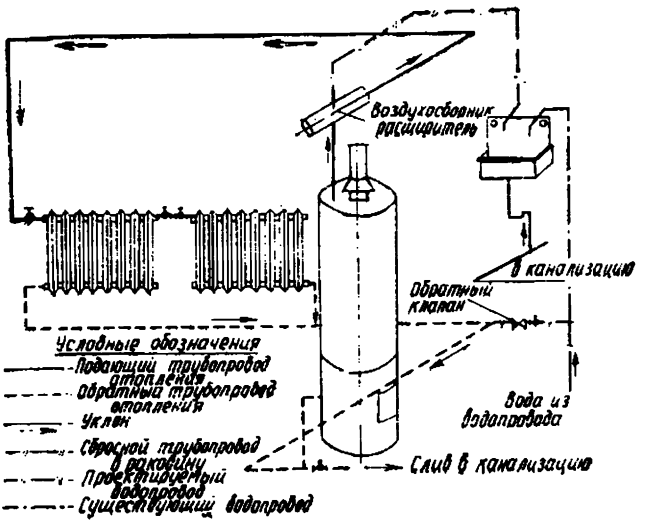


Рис. 83. Схема местной отопительной системы от АГВ-80

У аппарата ВПГ-18 сокращенный размер огневой камеры, а расстояние от огневых отверстий горелки до нижней кромки ребер калорифера не превышает 160 мм. Горелка многосопловая и может использоваться (со сменой сопл) на природном, сжиженном и искусственном (сланцевом) газах. Характеристика аппаратов ВПГ приведена в табл. 49.

Емкостные автоматические водонагреватели типа АГВ (автоматический газовый водонагреватель) выпускаются с запасом воды 80 л (АГВ-80) и 120 л (АВГ-120). Тепловая нагрузка этих водонагревателей соответственно 25,2 и 41,9 МДж/ч (6 и 10 Мкал/ч), а КПД — 80%. Емкостные водонагреватели используют в коммунальных учреждениях для приготовления горячей воды с разбором ее в различных точках, а также в индивидуальных квартирах для ванн и горячего водоснабжения. Но наиболее широко они применяются для отопления индивидуальных домов и небольших квартир. В центральных районах страны АГВ-80 отапливает здания площадью 50 м², а АГВ-120 — 75 м². В южных (или северных) районах страны отапливаемая площадь от этих приборов больше (или меньше). Аппараты АГВ-80 и АГВ-120 снабжены автоматикой безопасности и регу-

лирования, позволяющей отключать и включать их при достижении установленной температуры воды, которая задается в зависимости от температуры наружного воздуха. Схема местной отопительной системы от АГВ показана на рис. 83.

Емкостный водонагреватель АГВ-80 (рис. 84) состоит из бака, сваренного из листовой стали толщиной 3 мм; горелки с запальником и приборов автоматики (электромагнитный клапан с термопарой и терморегулятор). В верхней части водонагревателя (на крышке) установлен термометр для контроля за температурой воды. Электромагнитный клапан (рис. 85) служит основой автоматики безопасности. Он состоит из корпуса с двумя штуцерами для входа и выхода газа, электромагнита, мембраны, дискового якоря со стержнем, двухтарельчатого клапана и пружины. Кроме того, в корпусе имеются два кольцевых седла (для клапанов). При нажатии на кнопку пружина якоря сжимается, якорь плотно прижимается к электромагниту и через стержень, связанный с гибкой мембраной, воздействует на двухтарельчатый клапан, который опускается в нижнее положение. Тарелки клапана открывают нижнее кольцевое пространство и закрывают верхнее. При этом газ, поступающий в корпус клапана из газопровода, пойдет через малый штуцер только в запальник и при зажигании будет нагревать термопару. В это время проход газа на основную горелку закрыт. Возникающий при нагревании спая термопары электрический ток подводится по проводникам к обмотке электромагнита, намагничивает сердечник и удерживает якорь. Когда кнопка опускается, двухтарельчатый клапан под действием стержня якоря и своей пружины занимает промежуточное положение, при котором обе тарелки клапана отходят от своих седел и газ идет как на запальник, так и на основную горелку. От запальника загорается газ в основной горелке. При потухании запальника из-за прекращения подачи газа или по другим причинам спай термопары охладится, электрический ток в обмотке сердечника исчезнет. Якорь не будет больше удерживаться электромагнитом и вместе со стержнем отодвинется от него. При этом двухтарельчатый клапан под действием своей пружины займет верхнее положение и прекратит пропуск газа в горелку водонагревателя и запальник.

Термопара служит источником получения элект-

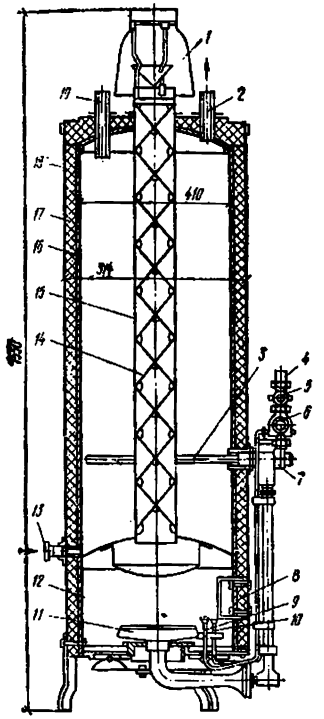


Рис. 84. Автоматический емкостный водонагреватель типа АГВ-80

1 — тягопрерыватель; *2* — штуцер для отбора горячей воды; *3* — чувствительный элемент; *4* — подводка газа; *5* — газовый кран; *6* — электромагнитный клапан; *7* — терморегулятор; *8* — дверца топки; *9* — запальник; *10* — термопара; *11* — горелка; *12* — топка; *13* — штуцер; *14* — удлинитель потоков газа; *15* — жаровая труба; *16* — бак для воды; *17* — теплоизоляция; *18* — кожух; *19* — штуцер для термометра

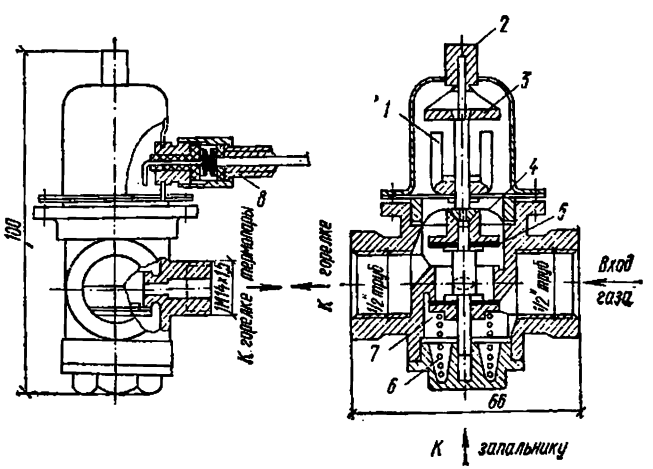


Рис. 85. Электромагнитный клапан

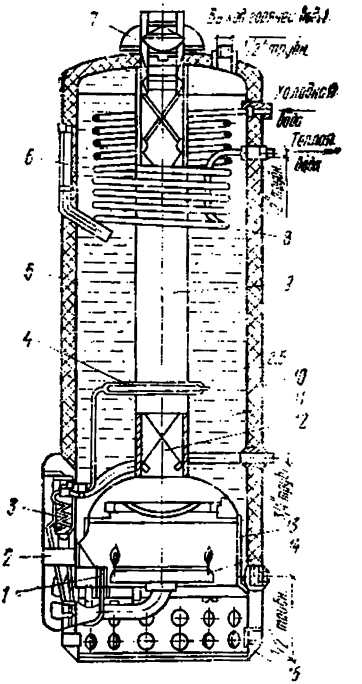
1 — электромагнит; *2* — пусковая кнопка; *3* — якорь; *4* — мембрана; *5* — кожаные клапаны; *6* — пружина; *7* — тарелка клапана; *8* — термопара

рического тока, возникающего при нагревании спая из разнородных металлов. Такими металлами у АГВ являются хромель (сплав никеля и хрома) и копель (сплав меди и никеля). В цепи электромагнитного клапана при нормальной работе создается разность потенциалов в 8—10 мВ. При уменьшении потенциала до 5—6 мВ клапан закрывается и прекращается подача газа. Заданная температура горячей воды в баке поддерживается терморегулятором, который автоматически открывает или прекращает подачу газа в горелку водонагревателя. Принцип работы терморегулятора основан на различном температурном удлинении металлов чувствительного элемента — латунной трубки и закрепленного в ней одним концом стержня из инвара. Другой конец стержня упирается в систему рычагов, соединенных с клапаном. Латунь имеет большой коэффициент линейного расширения, а инвар (сплав железа и никеля) — небольшой. При повышении температуры воды в баке сверх установленного предела латунная трубка, нагреваясь, удлиняется и вызывает перемещение закрепленного в ней инварового стержня. При этом система рычагов, находящихся под натяжением пружины, мгновенно перемещает клапан терморегулятора из одного крайнего положения в другое и закрывает проход газа в основную горелку. Горелка гаснет, но запальник продолжает гореть. Когда температура воды в баке упадет ниже заданной, латунная трубка вновь сократится и инваровый стержень мгновенно переместит рычаги обратно, открыв проход газа в горелку. Последняя снова подожжется пламенем запальника. Терморегулятор позволяет производить настройку на температуру воды от 40 до 90° С. Для этого перемещают поводок, закрепленный на инваровом стержне стопорным винтом. При перемещении поводка вверх температура воды в водонагревателе увеличивается, а при перемещении вниз — уменьшается. Полное перемещение поводка в окне-ограничителе дает изменение температуры примерно на 20° С.

Емкостный водонагреватель АГВ-120 (рис. 86) отличается от АГВ-80 только размерами и автоматикой. Автоматика АГВ-120 (рис. 87) скомпонована в одном блоке, при этом вместо терморегулятора применен термобаллон с сильфоном. Термобаллон помещен в среднюю часть бака водонагревателя. От термобаллона, заполненного керосином, отходит медная трубка, соединенная

Рис. 86. Емкостный водонагреватель АГВ-120

1 — запальник с термопарой; *2* — дверца; *3* — блок приборов автоматики; *4* — термобаллон; *5* — термоизоляция; *6* — термометр; *7* — прерыватель тяги; *8* — теплообменный змеевик; *9* — дымогарная труба; *10* — кожух; *11* — бак; *12* — удлинитель потока дымовых газов; *13* — дополнительный экран; *14* — горелка; *15* — опорное кольцо



через ниппель с капилляром. При нагреве объем керосина в термобаллоне увеличивается, растягивая через капилляр сильфон. Через систему рычагов сильфон давит на газовый клапан, который перекрывает поступление газа на горелку, и горелка гаснет. Вода в баке и керосин в баллоне остывают, при этом объем керосина уменьшается, сильфон сокращается, что передается через систему рычагов на газовый клапан, который открывается и горелка вновь загорается от запальника. В нижней части сильфона, где проходит капилляр, имеется регулятор настройки температуры, на котором нанесена температурная шкала. Электромагнитный клапан АГВ-120 состоит из электромагнита, штока с кнопкой, якоря с пружиной, мембраны и термопары. Для притяжения якоря к электромагниту кнопку не прижимают, а оттягивают вниз. Газовый кран основной горелки и кран запальника работают независимо друг от друга. Выпускаются модернизированные водонагреватели АГВ-120 со змеевиком в верхней части бака. Вода, протекая по змеевику, нагревается и ее используют для бытовых целей.

Отопительные котлы ВНИИСТО-Мч (рис. 88), как и АГВ, используют главным образом для центрального отопления квартир и небольших домов. Котлы собирают из 4—12 отдельных чугунных секций. Число секций определяет их теплопроизводительность. Чаще всего при-

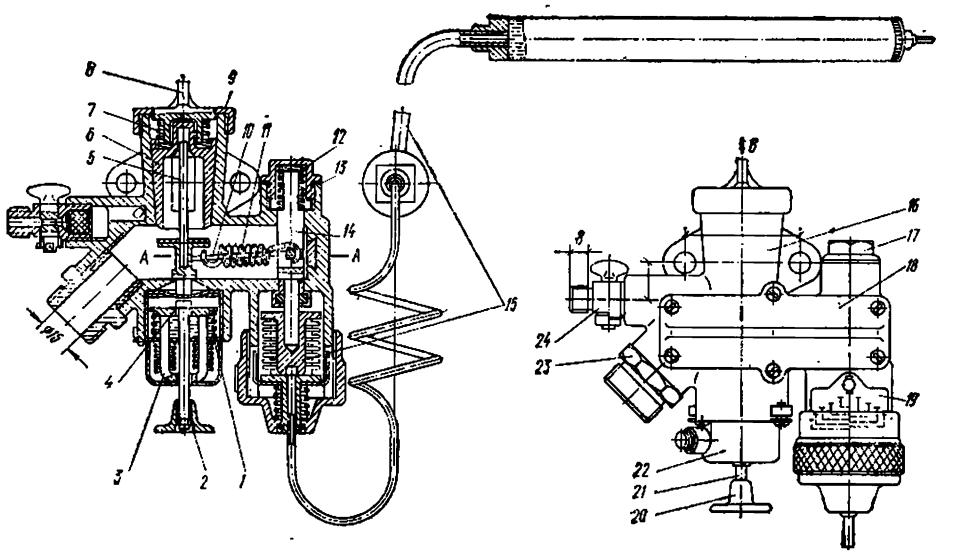


Рис. 87. Блок автоматики АГВ-120

1 — пружина электромагнита; *2* — запорное кольцо; *3* — узел электромагнита; *4* — якорь электромагнита; *5* — узел клапана; *6* — пробка крана; *7* — пробка штока; *8* — ручка крана; *9* — накидная гайка; *10* — рычаг перекидной; *11* — пружина рычага; *12* — пружина штока; *13* — прокладка пробки, *14* — шток сильфона; *15* — узел термобаллона с сильфоном; *16* — корпус; *17* — пробка штока; *18* — крышка корпуса; *19* — шкала настройки; *20* — кнопка; *21* — шток электромагнита; *22* — крышка электромагнита; *23* — штуцер блока; *24* — кран запальника

меняются пятисекционные котлы для отопления жилых домов площадью 100 м², для которых серийно выпускают горелки и автоматику. Боковые стенки и верх котла имеют тепловую изоляцию из листового асбеста и кожух из листовой стали. Автоматика котла состоит из электромагнитного соленоидного клапана с термопарой и термореле. В последнее время котлы ВНИИСТО-Мч оборудуют автоматикой без внешнего источника питания по типу автоматики АГВ. Электромагнитный клапан предназначен для прекращения прохода газа в горелку при пога-

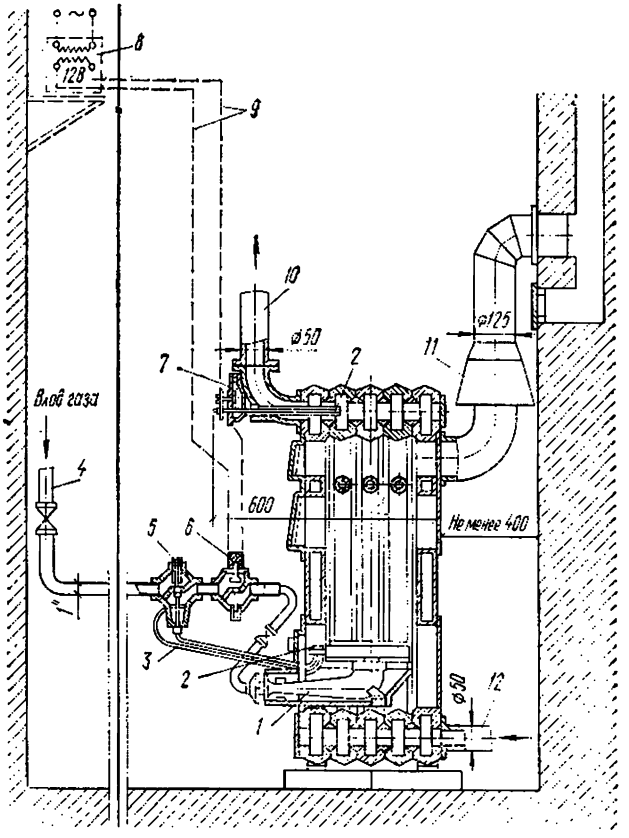


Рис. 88. Схема переоборудования котла ВНИИСТО-Мч на газовое топливо

1 — инжекционная горелка; *2* — термопара; *3* — трубка запальника; *4* — подвод газа; *5* — электромагнитный клапан; *6* — соленоидный клапан; *7* — термореле; *8* — понижающий трансформатор; *9* — электропровод; *10* — выход горячей воды; *11* — прерыватель тяги; *12* — вход обратной воды

санин запальника или при временном выключении газа. Его конструкция аналогична конструкции клапана АГВ-80. Работа котла (включение и выключение горелки) регулируется в зависимости от заданной температуры воды с помощью термореле и соленоидного клапана. Термореле (регулятор температуры) позволяет производить настройку котла на 40—90° С с точностью до 5—6 °С. Температуру котла регулируют с помощью регулировочной гайки на инваровом стержне чувствительного элемента. Как только температура воды в котле достигнет заданной величины, перекидной рычаг разомкнет контакты, связанные электропроводами с соленоидным клапаном. Ток в цепи прекратится, сердечник соленоида перестанет удерживаться катушкой (соленоидом) и вместе с клапаном опустится вниз, закрывая проход газа на основную горелку. Запальник при этом будет продолжать гореть. Подача газа на горелку возобновится после того, как термореле вновь замкнет цепь, а сердечник

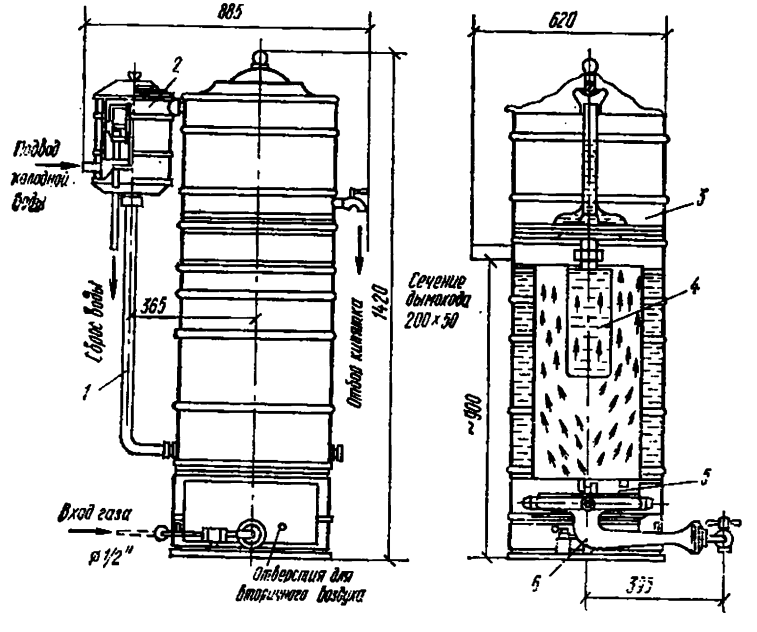


Рис. 89. Газовый кипятильник непрерывного действия типа КНД-8

1 — питающая трубка; *2* — питательная коробка; *3* — сборник кипятка; *4* — подогревательная камера; *5* — топочная камера; *6* — горелка

соленоида и вместе с ним клапан поднимутся и будут удерживаться катушкой в верхнем положении.

Кипятильники. Кипятильники служат для нагрева воды до температуры кипения. Наиболее широко кипятильники используют на предприятиях общественного питания, а также в общежитиях и в детских учреждениях. Существуют кипятильники, специально сконструированные для работы на газовом топливе, и кипятильники, переводимые на газ с твердого или жидкого топлива. В последнее время все более широко применяются специальные газовые кипятильники непрерывного действия. Наиболее распространенным является кипятильник непрерывного действия типа КНД-8 (рис. 89). Работа кипятильника основана на принципе сообщающихся сосудов. При нагревании воды в одном из сосудов до температуры кипения из него будет выбрасываться кипяток. Если в сосуде с холодной водой с помощью специального поплавкового клапана поддерживать постоянный уровень и не прекращать нагрев сосуда с кипящей водой, то из первого во второй будет перетекать холодная вода, а из второго — непрерывно выходить кипяток, который накапливается в сборнике и расходуется через отборный кран. При несвоевременном отборе кипятка уровень воды в сборнике поднимается, кипяток переливается

Таблица 50. Техническая характеристика газовых кипятильников

Показатели	Модель кипятильника			
	КНД-8	КНД-8М	АГК-250	АГК-300
Сечение дымоходного патрубка, мм	50×200	50×200	130 (в диаметре)	150 (в диаметре)
Диаметр подводящего газопровода, дюйм	1/2	1	1	1
Объем сборника кипятка, л	40	40	25	30
Производительность по передаче кипятка, л/ч	180—200	150—200	250	300
Время закипания, мин	20—25	15—20	20—25	15—20
Тепловая нагрузка горелки, ккал/ч	20 000	20 500	28 000	33 800
Масса аппарата, кг	70	70	110	96
Габаритные размеры, мм:				
высота	1420	1420	1500	1480
глубина	700	620	770	800
ширина	825	885	755	550

в полую рубашку питательной коробки и выливается через сигнальную трубку, соединенную с канализацией. Этот недостаток устранен в автоматических газовых кипятильниках (АГК). Основные технические характеристики газовых кипятильников приведены в табл. 50. При переводе на газ кипятильников, ранее работавших на другом виде топлива, в топке монтируют газовые горелки. Число горелок зависит от производительности кипятильника (производительность кипятильников различается по номерам — от № 1 до № 6). Для кипятильников № 5 и 6 монтируют блок из трех горелок ОГП, для № 3 и 4 — из двух горелок и для № 1 и 2 — одну горелку.

Местные отопительные установки. Газовое отопление может быть не только водяным (центральным) от АГВ и котлов ВНИИСТО-Мч, но и местным от комнатных печей, переведенных на газ, или от газовых воздухонагревателей. При наличии природного газа отопительные печи переводят на газовое топливо. Искусственные газы в настоящее время в отопительных печах не используются из-за их относительно большой стоимости. Перед выполнением работ по газооборудованию обычно тщательно обследуют состояние печей. На газообразное топливо переводят печи, имеющие не более пяти дымооборотов. При переводе на газ отопительно-варочных печей число вертикальных дымооборотов должно быть не более трех. Семиоборотные, крупноразмерные, а также колпаковые печи, имеющие насадки в верхней части, должны быть переделаны. Переводимые на газообразное топливо отопительные и отопительно-варочные печи должны быть оборудованы типовыми газогорелочными устройствами. Горелки печей обычно устанавливают со стороны дверки в топочном пространстве и реже в зольнике. В связи с тем что у многих печей топки выходят в жилые комнаты, при газооборудовании приходится вводить газопроводы в жилые помещения, что весьма нежелательно. Поэтому топки, выходящие в жилые комнаты, следует по возможности заделывать и пробивать со стороны коридоров, кухонь. Если это сделать не удается, газовую проводку к горелкам, выполняемую обычно из труб $\frac{1}{2}''$, следует монтировать без применения фасонных частей, из гнутых заготовок. При этом краны в жилых комнатах устанавливают только для обслужива-

ния горелок. Действующими правилами газопечное отопление разрешается применять в домах высотой не более трех этажей.

Печные горелки могут быть самых разнообразных конструкций, но во всех случаях они должны быть оборудованы автоматикой безопасности, прекращающей подачу газа при погасании пламени. В последнее время к горелкам также предъявляют требования, чтобы они автоматически отключались при нарушении тяги в печи. Чаще всего отопительные печи оборудуют горелочными устройствами типа ГК-17 (рис. 90) саратовского завода «Газоприбор». Горелочное устройство состоит из плиты (щитка), горелки, кольца-регулятора воздуха, запальника (с открытым концом в помещение) и комплексной автоматики безопасности, состоящей из термопары и электромагнитного клапана. Горелка отключается при погасании пламени и при нарушении тяги. Отсечка газа автоматикой происходит через 25 с после нарушения режима. При нормальной тяге в дымоходе запальник нагревает термопару и электромагнитный клапан пропускает газ в горелку. Если во время работы печи произойдет завал дымохода, опрокидывание тяги или окажется закрытым шибер (вьюшка) печи, то в топливнике печи давление повысится и газ из запальника будет выходить в помещение (через открытый конец). При этом запальник погаснет, термопара охладится и закроется электромагнитный клапан. Отмечая важность и необходимость применения горелок с автоматикой безопасности, необходимо подчеркнуть, что условия установки и эксплуатации автоматики безопасности столь многообразны, что изобрести и изготовить автоматику, гарантирующую безопасную работу во всех случаях, практически невозможно. Поэтому всегда необходимо следить за состоянием дымоходов и соблюдать правила предосторожности при топке печей.

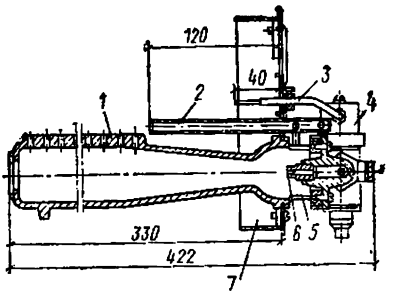


Рис. 90. Газогорелочное устройство для отопительных печей ГК-17

1 — горелка; *2* — запальник; *3* — термопара; *4* — магнитный клапан; *5* — регулятор воздуха; *6* — сопло; *7* — плита (щиток)

Газовые воздухонагреватели являются местными нетеплоемкими отопительными приборами и применяются для отопления служебных и торговых помещений, а также для отопления жилых домов в умеренно теплых районах страны, когда не требуется постоянная топка. Достоинство нетеплоемких отопительных приборов состоит в быстроте их действия и относительно небольшой стоимости. К недостаткам относится быстрое остывание помещений после прекращения топки, из-за чего в районах с суровым климатом их не применяют. По способу отдачи тепла приборы бывают: радиационными (когда тепло передается в основном за счет излучения), конвективными и конвективно-радиационными. КПД нетеплоемких приборов достигает 90%. К местным нетеплоемким отопительным приборам относятся также горелки инфракрасного излучения. Но для отопления жилых помещений они не применяются.

2. ПРИБОРЫ И УСТАНОВКИ ПРЕДПРИЯТИЙ ОБЩЕСТВЕННОГО ПИТАНИЯ И ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

На предприятиях общественного питания применяются газовые приборы и аппараты, выполняющие различные приемы тепловой обработки продуктов: варочные, жаровые, приборы для нагрева воды, для выпечки кондитерских и мелких хлебобулочных изделий, а также универсальные аппараты. К газооборудованию предприятий общественного питания относятся плиты различных конструкций и размеров, пищеварочные котлы, кипятильники, жарочно-кондитерские шкафы, жаровни, фритюрницы. На предприятиях пищевой промышленности газ используется как в специальных газовых приборах и печах, так и при сжигании в котлах для получения пара, необходимого для технологических целей. В пищевой промышленности газ используется на хлебозаводах, на консервных и сахарных заводах, в мясной промышленности.

Ресторанные плиты. Для приготовления и подогрева небольшого количества пищи (чаще всего в буфетах) служат обычные бытовые плиты. Для этих же целей используют специальные плиты-таганы, оборудованные более мощными специальными горелками (ПГ-2Р). В столовых и ресторанах наибольшее распространение полу-

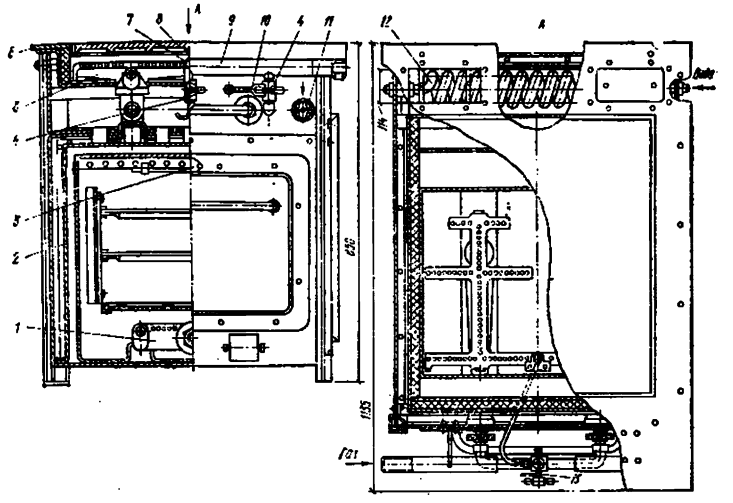


Рис. 91. Секционная ресторанная газовая плита типа ПСГШ

1 — горелка духового шкафа; *2* — духовой шкаф; *3* — биметаллический термометр; *4* — кран; *5* — горелка; *6* — опорная плита; *7* — запальник; *8* — жарочная плита; *9* — газовый коллектор; *10* — кран запальника горелки духового шкафа; *11* — терморегулятор; *12* — змеевик; *13* — кран запальника конфорочных горелок

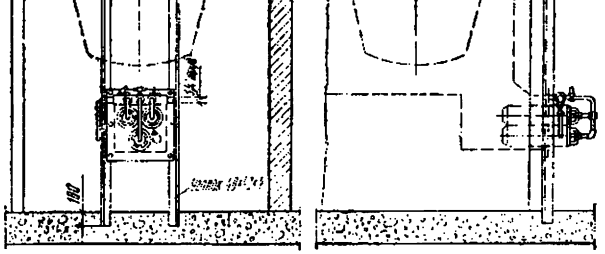


Рис. 92. Газооборудование пищеварочного котла

чили плиты ресторанного типа, специально сконструированные для работы на газовом топливе или переоборудованные на газ с твердого топлива. Обычно у ресторанных плит бо́льшая часть рабочей площади стола представляет собой закрытую жарочную поверхность, обогреваемую газовыми горелками, с отводом про-

дуктов сгорания в дымоход. Плиты имеют также горелки для приготовления пищи на открытом огне и духовые шкафы. Конструкции плит должны иметь организованный отвод продуктов сгорания, а номинальная температура нагрева жарочной поверхности должна быть 450—500 °С с регулированием ее в пределах от 200 до 500 °С. КПД плит равен 0,4. Новые плиты оснащены приборами автоматики регулирования температуры в духовых шкафах и автоматикой безопасности. Наиболее широкое применение для предприятий общественного питания получили плиты конструкции московского завода «Газоаппарат» типа ПГР-1М, имеющие две открытые и шесть закрытых горелок, и ПГР-3М с одной открытой и двумя закрытыми горелками.

В последнее время ресторанные газовые плиты стали выпускать в виде отдельных секций, которые комплектуют в зависимости от расчетной производительности и технологических потребностей. Московский завод выпускает секционные газовые ресторанные плиты с духовым шкафом (ПСГШ) и без него (ПСГ). Конструкции обоих видов секционных плит аналогичны. Плита типа ПСГШ показана на рис. 91. Отдельные секции плит наиболее приемлемы для детских учреждений (детских садов, яслей) и небольших столовых. На место установки секционные плиты доставляют в готовом виде и секции только соединяют между собой. Газовый кран горелки жарочной поверхности и запальника секционной плиты типа ПСГ сблокированы. Прежде чем открыть кран горелки, сначала надо открыть и зажечь кран запальника. Газ к горелке духового шкафа поступает из коллектора через кран, сблокированный с краном запальника. Для зажигания запальника духового шкафа необходимо открыть дверцу духового шкафа и поднять заслонку поддона, после чего открыть кран запальника и поднести зажженную спичку к отверстию запальника, расположенного под поддоном духового шкафа. Горелка духового шкафа зажигается поворотом ручки крана на 90°. Для контроля пламени запальника горелки духового шкафа на передней стенке плиты установлено зеркало. Первичный воздух горелок регулируют, вращая вправо или влево дисковые регуляторы. Ввиду недостаточного выпуска специальных ресторанных газовых плит нередко на газ переводят ресторанные плиты, предназначенные для работы на твердом топливе. Для этого взамен фронтального

Таблица 51. Газовые ресторанные плиты

Технические данные	Модель плиты			Секционные плиты	
	ПГР-1М	ПГР-3М	ПГ-2Р	с духовым шкафом	без духового шкафа
Размер рабочей площади плиты, мм	1455×2220	760×1150	660×1025	1135×800	1135×800
Общая высота	830	830	810	850	850
Диаметр подводящего газопровода, дюйм	$1^1/_2$	$1^1/_2$	1	$1^1/_2$	$1^1/_2$
Диаметр рампы, дюйм	$1^1/_2$	$1^1/_2$	1	$1^1/_2$	$1^1/_2$
Число духовых шкафов	2	2	—	1	—
Число открытых верхних горелок	2	1	2	—	—
Число закрытых верхних горелок	18	6	—	2	2
Номинальная тепловая нагрузка, МДж/ч (Мкал/ч):					
открытой верхней горелки	25,2(6)	25,2(6)	28,35 (6,75)	—	—
закрытой горелки	6,72 (1,6)	7,14(1,7)	—	56,7 (13,5)	56,7 (13,5)
горелки духового шкафа	50,4(12)	37,8(9)	—	35,7(8,5)	—
Общая тепловая нагрузка всех горелок, МДж/ч (Мкал/ч)	272,16 (64,8)	105,84 (25,2)	56,7 (13,5)	149,1 (35,5)	113,4 (27)
Разрежение в дымоходе у плиты, Па (мм вод. ст.)	15—20 (1,5—2)	15(1,5)	—	15(1,5)	15(1,5)
Масса плиты, кг	1290	450	140	252	153

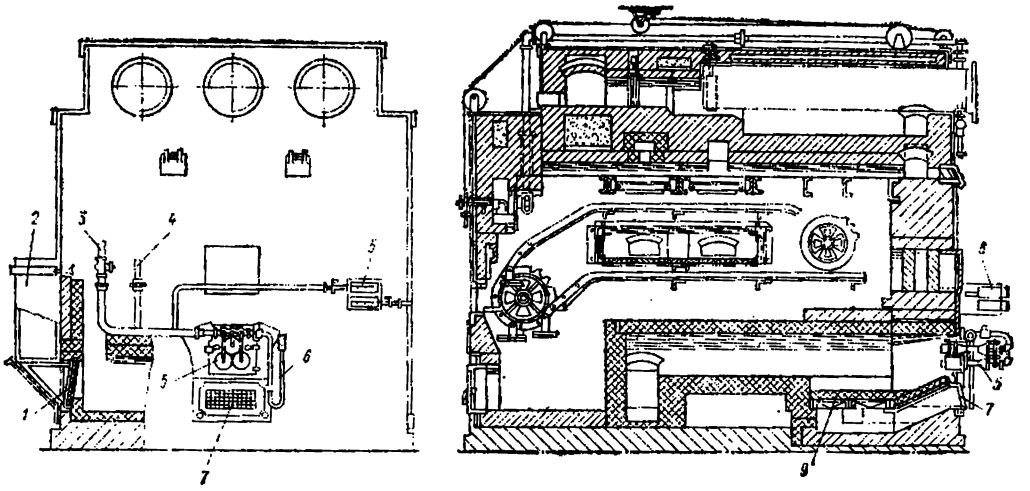


Рис. 93. Газооборудование хлебопекарной печи ФТЛ-2

1 — взрывной клапан; *2* — козырек к взрывному клапану; *3* — входной газопровод; *4* — продувочный газопровод; *5* — газовая горелка; *6* — запальник; *7* — сетка; *8* — щит КИП; *9* — кирпич шамотный

устройства устанавливают блок, состоящий из нескольких инжекционных горелок низкого давления. Характеристика газовых ресторанных плит приведена в табл. 51.

Пищеварочные котлы. Жидкую пищу на предприятиях общественного питания приготавливают в варочных котлах вместимостью от 40 до 250 л. Указанные котлы подразделяют на специальные газовые котлы (ГК-40, ГК-60, ГК-125, ГК-250), газовые автоклавы (АГ-60) и котлы, переоборудованные с твердого топлива на газ. При газооборудовании пищеварочных котлов, предназначенных для работы на твердом топливе, в топливник вставляют одну или несколько (блок) инжекционных горелок типа ПР. Газооборудование такого котла показано на рис. 92. Продукты горения от пищеварочных котлов удаляют через дымоход.

Хлебопекарные печи. Большинство хлебопекарных печей до перевода их на газ работали на твердом топливе, в том числе на дровах. Поэтому перевод их на газообразное топливо является первоочередной задачей газификации. При переводе хлебопекарных печей на газ повышают жаростойкость топочного пространства, для чего его футеруют шамотным кирпичом. Каждую печь оборудуют взрывным клапаном. Горелки печей можно оборудовать автоматикой безопасности и автоматикой регулирования. Но в связи с тем что у печей всегда находится обслуживающий персонал, печи автоматики регулирования обычно не имеют. Газооборудование хлебопекарной печи ФТЛ-2 показано на рис. 93. Для вентиляции топочного пространства при остановке работы печи в шиберах должно быть отверстие диаметром 50—70 мм.

3. ОТОПИТЕЛЬНЫЕ КОТЛЫ

Типы котлов. В настоящее время нет принципиального различия между отопительными котельными жилых домов и котельными промышленных предприятий. Очень часто от промышленных котельных снабжаются теплом жилые дома. Котлы отличаются как по своей мощности, так и по конструктивному исполнению. Наиболее распространены секционные, жаротрубные, вертикально-цилиндрические и водотрубные котлы. Газооборудование различных котлов отличается конструктивным исполнением горелок, расположением их и мощностью, а также спо-

собом сжигания газа. Для различных типов котлов применяются различные типы автоматики. Большинство котлов, предназначенных для работы на твердом топливе, переводят на газ. При переводе на газ эти котлы приспосабливают для сжигания газообразного топлива только частично, поэтому при эксплуатации нельзя достигнуть показателей, которых можно ожидать от сжигания такого топлива, каким является газ. КПД этих котлов колеблется в пределах 0,7—0,8 и редко достигает 0,85, причем такие котлы очень быстро выходят из строя. В связи с этим необходимо конструирование специальных газовых котлов. В последние годы для централизованного теплоснабжения отдельных районов и городов начали широко применять специально сконструированные для работы на газовом и газомазутном топливе котлы средней и большой мощности. К таким котлам относятся водотрубные котлы типа ПТВМ (пиковые, теплофикационные, водогрейные, мазутные) и котлы типа ТВГ (теплофикационные, водогрейные, газовые). Котлы ПТВМ имеют наибольшую мощность (до 180 Гкал/ч) и применяются в основном для районных и промышленных котельных.

Особенности работы котлов на газе. Котлы, предназначенные для работы на твердом топливе, обычно имеют достаточно развитый топочный объем, позволяющий осуществлять кинетическое и диффузионное сжигание газа при умеренных тепловых напряжениях. Как правило, все котельные установки работают при небольшом разрежении, благодаря которому воздух поступает в топку (т. е. без применения дутья). Достаточный топочный объем позволяет без особого труда размещать в нем любые стабилизаторы горения и вторичные излучатели, интенсифицирующие теплообмен. Такими излучателями могут служить горки из щебня, решетки на пути факела или потока раскаленных газов, продольные стенки, разделительные стенки подовых горелок и т. п. Вторичные излучатели выполняют из высокоогнеупорных материалов (чаще всего из шамотного кирпича класса А).

4. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПЕЧИ И УСТАНОВКИ

В настоящее время нет такой отрасли промышленности, где бы не использовался газ. Широко используется газ на предприятиях промышленности строительных ма-

териалов (на цементных и кирпичных заводах, при производстве извести и гипса, на заводах керамических изделий), на предприятиях металлургической промышленности (в доменных и мартеновских печах), в цветной металлургии; в машиностроительной промышленности (в нагревательных печах кузнечного производства, в термических и плавильных печах), а также для сжигания в котлах электростанций. Печи промышленных предприятий и котлы электростанций оборудуют рассмотренными выше газовыми горелками. Для достижения более высокой температуры рабочего пространства печи воздух или кислород для горения в ряде случаев подогревают. Прогрев воздуха и газа до температуры 300—350 °С или одного воздуха до 500 °С на выбор типа горелок не влияет. Однако при подогреве объем газа и воздуха увеличивается примерно вдвое, в результате во столько же раз снижается тепловая мощность горелок. Для сохранения мощности горелок повышают давление или применяют горелки большей производительности.

Газооборудование кирпичных и керамических заводов. На кирпичных и керамических заводах газ широко используют для обжига кирпича и керамических изделий, пропаривания глины, подсушивания кирпича. Обжиг кирпича и керамических изделий производится в кольцевых, туннельных и периодических печах. Для сушки глины применяют сушильные барабаны. Подсушивание кирпича-сырца осуществляется в камерных и туннельных печах.

Газооборудование туннельных печей (рис. 94) и организация в них сжигания газа не отличаются особой спецификой. Для сжигания газа в таких печах применяют различные типы горелок: инжекционные и с вентиляторным дутьем. Горелки, установленные в боковых стенках туннеля в зоне обжига, работают на воздухе, предварительно подогретом при прохождении его через зону охлаждения. Печь представляет собой туннель, в котором по рельсовому пути движутся вагонетки с изделиями. С одного конца печи вталкиваются вагонетки с сырьем, с другого конца их выгружают с обожженной продукцией. Весь путь разделен на три технологические зоны: 1) подогрева — окончательная сушка и подогрев сырца теплом продуктов горения; 2) обжига — непосредственный обжиг при температуре 950—980 °С; 3) охлаждения, где обожженное изделие встречается с потоком

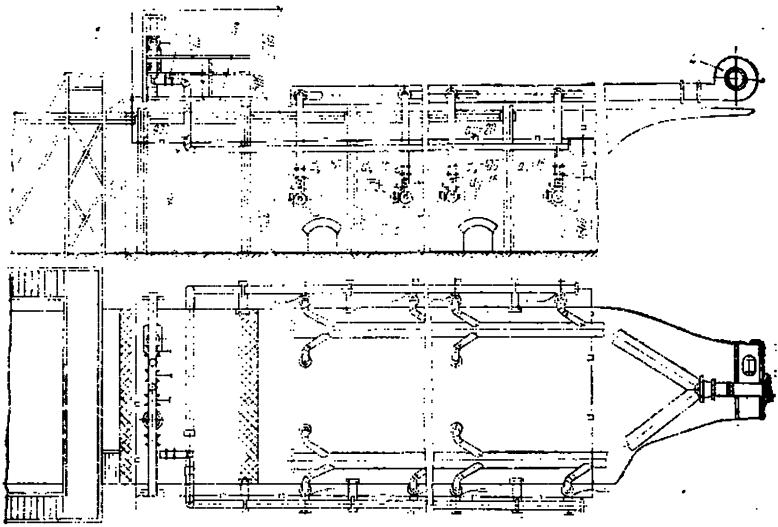


Рис. 94. Газооборудование туннельной печи для обжига кирпича и керамических изделий

1 — общий продувочный газопровод; *2* — патрубок для автоматики; *3* — металлическая площадка; *4* — вентилятор ЭВР-5; *5* — фронтовая плита; *6* — горелка смесителя, *7* — смотровое отверстие

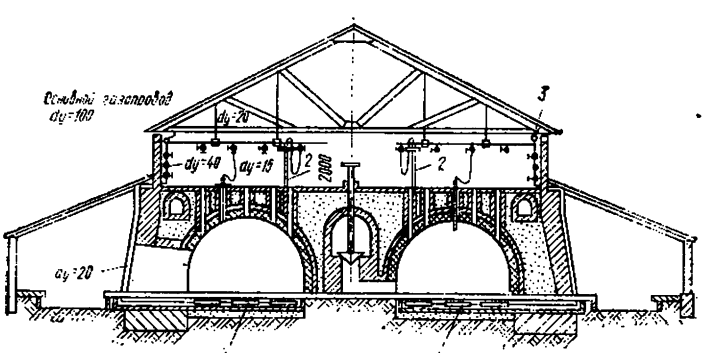


Рис. 95. Газооборудование кольцевой печи

1 — подпольная горелка; *2* — верхние горелки; *3* — основной газопровод

холодного воздуха, направляемого навстречу движению вагонеток с продукцией, при этом изделия охлаждаются и отдают свое тепло воздуху, который, нагреваясь до

120—130 °С, отводится в специальное сушильное отделение. Продукты горения из зоны обжига поступают в зону подогрева, пройдя которую отсасываются дымососом в атмосферу. Часть продуктов горения вентилятором нагнетается в загрузочную камеру для создания тепловой завесы, чтобы предотвратить подсос в печь холодного воздуха во время загрузки. Для достижения требуемого температурного режима печи в зоне обжига устанавливают газовые горелки беспламенного типа с огнеупорными туннелями. Используют горелки, позволяющие в широком диапазоне регулировать состав и температуру продуктов сгорания: инжекционные среднего давления с дополнительной принудительной подачей воздуха типа КГ-9 (Мосгазпроект), с принудительной подачей воздуха типа ГНП с наконечником типа А (Теплопроект) или газомазутные.

Применяемые для обжига *кольцевые* печи предназначены для работы на твердом топливе. Новых кольцевых

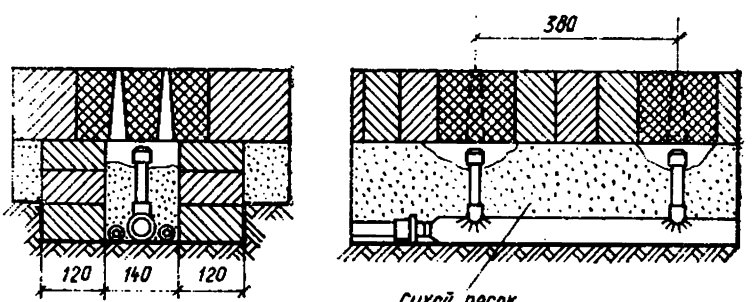


Рис. 96. Подпольная (подовая) горелка кольцевой печи

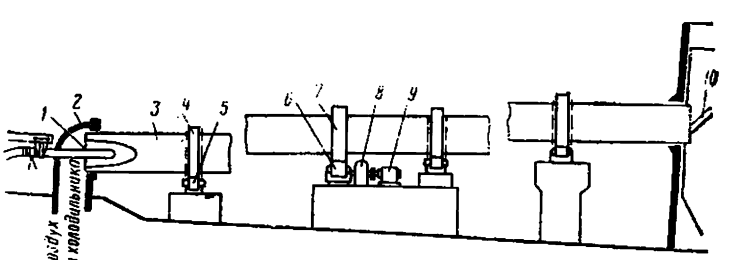


Рис. 97. Газооборудование цементной печи для обжига клинкера

1 — газовая горелка; *2* — головка печи; *3* — корпус печи; *4* — бандаж; *5* — опорный ролик; *6* — подвенцовая шестерня; *7* — венцовая шестерня; *8* — редуктор; *9* — электродвигатель; *10* — устройство для подачи шлама в печь

печей в настоящее время не строят, но при газификации кирпичных заводов эти печи переоборудуют для работы на газовом топливе. Газооборудование кольцевой печи показано на рис. 95. В кольцевых печах устанавливают диффузионные горелки среднего давления двух конструкций: подпольные и верхние. Основное количество газа (80—85%) сжигается с помощью подпольных горелок. Подпольная горелка (рис. 96) представляет собой коллектор из трубы диаметром 40 мм, один конец которого заглушен, а в другой вварен штуцер диаметром 20 мм для присоединения к газопроводу. К коллектору приварены три трубки диаметром 15 мм, на каждую из которых навинчена форсунка с отверстием диаметром 4,5 мм для выхода газа. Работают горелки при давлении 10—30 кПа (1000—3000 мм вод. ст.). Верхние горелки являются дополнительными и служат для обеспечения равномерного прогрева печи по всему сечению камеры. Верхняя горелка представляет собой трубу диаметром 15 и длиной 1700 мм, заканчивающуюся наконечником с шестью отверстиями диаметром 3 мм. Горелки к коллектору присоединены гибким шлангом. Для снабжения горелок служит кольцевой газопровод, к которому по периметру печи присоединены гребенки, питающие подпольные и верхние горелки каждого сектора.

Газооборудование цементных заводов. На газовом топливе работает более 60% предприятий цементной промышленности. Газ используется во вращающихся печах для обжига клинкера и в сушильных барабанах для сушки добавок. Газооборудование вращающейся цементной печи для обжига клинкера показано на рис. 97. Эти печи представляют собой длинные (от 40 до 185 м) слегка наклонные барабаны диаметром от 2,5 до 5,3 м, вращающиеся со скоростью 1—2 об/мин. В верхний конец печи подается цементная масса (шлам), а в нижний (в головку печи) — вдувается топливо. В процессе обжига сырье движется в печи вниз по уклону навстречу сжигаемому топливу. Внутри вращающаяся печь футерована огнеупорным кирпичом, в верхней части — шамотом, а в нижней, где температура обжига клинкера составляет 1450—1500 °С, — особо стойким хромомагнезитом; снаружи зона спекания часто охлаждается водой. Двигаясь вдоль печи, материал проходит ряд зон: сушки, нагрева, кальцинирования и спекания. Температура газового потока в зоне спекания может достигать

1700 °С. Продукты сгорания газа движутся в печи от горячего конца (головки) печи к холодному. В цементных печах используют горелки с принудительной подачей воздуха (двухпроводные) и диффузионные (однопроводные). В последние годы в печах для обжига клинкера устанавливают диффузионные газовые горелки типа ВРГ и ГРЦ с высокой скоростью истечения газа из сопла и регулируемым факелом. Желательно применять горелки с дальнобойным жестким факелом. Давление газа в горелках составляет 0,05—0,3 МПа (0,5—3 кгс/см^2). Коэффициент расхода воздуха при работе на природном газе диффузионных горелок составляет 1,05—1,1, а горелок с принудительной подачей воздуха 1,1—1,15. Температура уходящих газов равна 150—200 °С. КПД печей для обжига клинкера составляет 65—70%.

Сушильные печи и барабаны различают непрерывного и периодического действия. В топке сушильного барабана устанавливают одну или две горелки. В стенке печи предусмотрено окно для подачи вторичного воздуха. Газооборудование топки печи сушильного барабана (рис. 98) включает приборы автоматики безопасности сжигания газа.

Газооборудование машиностроительных заводов. На машиностроительных заводах широко применяются кузнечные, термические и плавильные печи.

Кузнечные печи служат для нагрева металла под ковку, штамповку, высадку и гибку. Необходимая температура нагрева для черных металлов колеблется в пределах 760—1250 °С. Основными типами кузнечных печей являются камерные и методические печи. Все нагревательные печи имеют низкий коэффициент полезного действия из-за высокой температуры отходящих газов. Так, например, КПД камерных печей составляет 15—20%, а КПД методических — 20—25%. В печах скоростного нагрева с радиационными трубами и в печах с беспламенным сжиганием газа КПД повышается до 30—35%. Заметим, что КПД электропечей, которые получили наибольшее распространение в металлообработке, в 2—2,5 раза выше КПД газовых печей. Но и при существующих показателях газовый нагрев в несколько раз дешевле электрического. На заводах широко используются камерные печи с дутьевыми и инжекционными горелками среднего давления. Горелки работают при одинаковой нагрузке, обеспечивая равномерность нагрева в пределах всей длины.

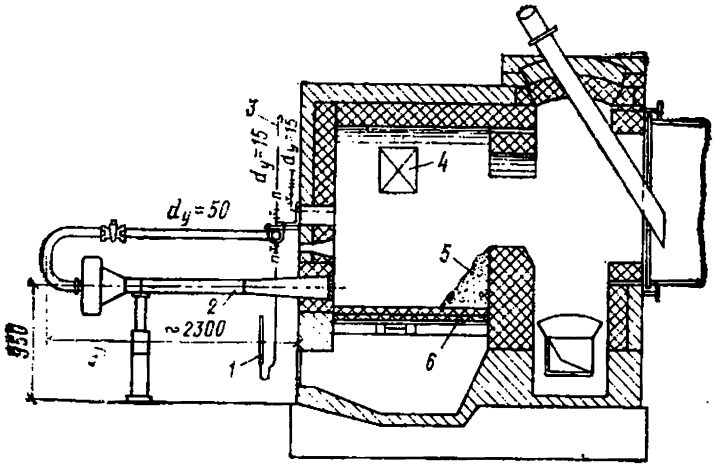


Рис. 98. Газооборудование топки сушильного барабана

1 — запальник; *2* — горелка инжекционная среднего давления; *3* — продувочный газопровод; *4* — взрывной клапан; *5* — горка из битого шамота; *6* — колосниковая решетка

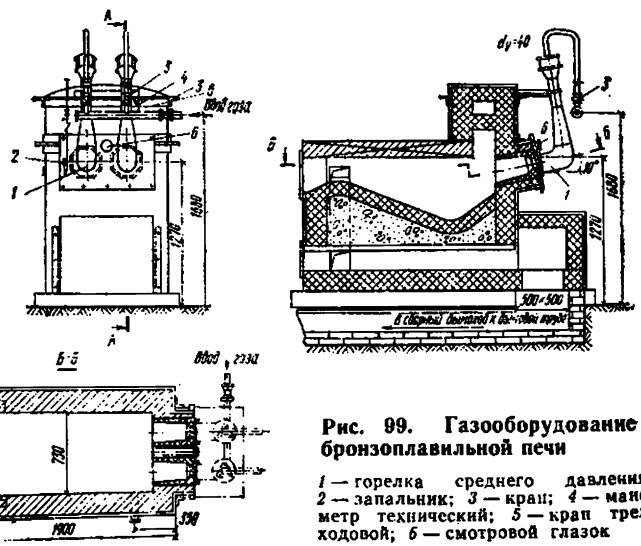


Рис. 99. Газооборудование бронзоплавильной печи

1 — горелка среднего давления; *2* — запальник; *3* — кран; *4* — манометр технический; *5* — кран трехходовой; *6* — смотровой глазок

Нагрев кузнечных заготовок в атмосфере продуктов полного сгорания топлива неизбежно приводит к образованию значительного слоя окалины. Практически в пламенных печах в окалину переходит от 1,5 до 3% металла заготовок. В связи с этим обрабатываемые заготовки делаются с большими припусками, что неизбежно ведет к увеличению загрузки станочного оборудования и затрат труда на обработку. Поэтому все большее распространение получает так называемый безокислительный нагрев металла в газовых нагревательных печах, в которых заготовки не контактируют с кислородом или другими газами. Это условие легко обеспечивается в муфельных или трубчатых печах, где создается специальная контролируемая атмосфера в печном пространстве, которое отделяется теплопроводной металлической или керамической стенкой от потоков продуктов сгорания, однако при этом резко снижается КПД печи и невозможно достичь высоких температур нагрева заготовок. В пламенных печах степень окисления заготовок может быть уменьшена, если вести сжигание топлива с недостатком воздуха. При $\alpha=0{,}5$—$0{,}6$ практически можно обеспечить безокислительный нагрев. Однако при этом возникают значительные трудности по сжиганию газа и обеспечению необходимой температуры горения. Температура горения природного газа при $\alpha=0{,}5$ составляет 1370 °С, что совершенно недостаточно для нагрева металла под штамповку. Повышение этой температуры до необходимой, равной 1800—1900 °С (термическая температура горения природного газа при $\alpha=1$ составляет 2050 °С), возможно либо путем обогащения идущего на горение воздуха кислородом, либо путем подогрева его до 700—900 °С.

Термические печи предназначены для проведения различных операций термической обработки литых и кованых деталей с целью улучшения их механических свойств. Основными типами термических печей являются: камерные, проходные и ванные. К печам для термической обработки деталей предъявляются более строгие требования по сравнению с кузнечными печами, в частности более равномерный нагрев изделий (литья и поковок) до заданной температуры. В хорошо работающих печах разница в температуре нагреваемых изделий (перепад), лежащих на поду печи, к концу выдержки не должна быть более 10 ± 15 °С. Допустимый перепад тем-

пературы по объему рабочей камеры (10±15 °С) достигается применением наиболее рациональной конструкции печи, соответствующей расстановкой в ней горелок, регулировкой горения газа и давлением в печи.

Плавильные печи машиностроительных заводов применяются для плавки цветных металлов и их сплавов, а также для плавки чугуна в вагранках. Печи для плавки цветных металлов работают при более низких температурах, чем печи для черных металлов, поэтому перевод их на газообразное топливо не представляет трудностей. Для газооборудования плавильных печей применяют инжекционные и дутьевые горелки. Подогрев воздуха для таких печей не является обязательным и может применяться только для утилизации тепла дымовых газов. Газооборудование бронзоплавильной печи показано на рис. 99. При выборе типа горелок, их числа и расположения (особенно для печей плавления алюминиевых сплавов) очень важно обеспечить минимальную разность температур по всему объему расплава, так как перегрев или недогрев приводит к ухудшению качества сплава. В чугуноплавильных печах-вагранках чаще всего газ используется частично. В настоящее время имеется большое число вагранок, в которых до 50% кокса экономится за счет сжигания природного газа в шахте вагранки. Здесь наряду со значительной экономией кокса применение газа приводит к повышению температуры, увеличению производительности вагранки на 17—25%, а также к улучшению качества продукции.

ГЛАВА VIII. ДЫМОХОДЫ ОТ ГАЗОВЫХ УСТАНОВОК И ВЕНТИЛЯЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ТРЕБОВАНИЯ К ДЫМОХОДАМ

Для безопасного пользования газовыми приборами и установками необходим хороший отвод продуктов сгорания, который зависит от состояния дымоходов. Неправильное устройство или плохое содержание их может привести к поступлению продуктов сгорания в помещения, где установлены газовые приборы, и к отравлению людей, пользующихся этими приборами или находящихся в этих помещениях. Для безопасности эксплуатации

газовых приборов также необходима вентиляция помещений, где установлены приборы.

Дымоходы представляют собой каналы (трубы), отводящие продукты сгорания газа от газовых приборов в атмосферу. Отвод продуктов сгорания возможен только при достаточной тяге (разрежении) в дымоходе (рис. 100). Разрежение определяется разностью весов столба отходящих газов (в дымоходе) и такого же столба наружного воздуха. Величина разрежения зависит от высоты дымохода (трубы) и от разности плотностей наружного атмосферного воздуха и уходящих газов. Чем выше труба, тем больше разрежение. Поэтому в малоэтажных домах и в верхних этажах больших домов тяга бывает хуже, чем в нижних этажах тех же домов. Разность плотностей отходящих газов и наружного воздуха главным образом зависит от температуры и в небольшой степени от атмосферного давления. Снижение температуры отходящих газов уменьшает тягу в дымоходе, так как увеличивается их плотность. Установлено, что для безопасности пользования газовой колонкой и другими приборами одинаковой тепловой нагрузки величина разрежения (тяги) должна быть не менее 2—3 Па (0,2—0,3 мм вод. ст.). Большее значение разрежения относится к каналам, имеющим большее сопротивление движению газов (искривление оси канала, изменение се-

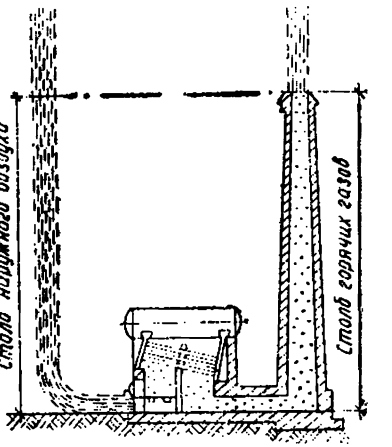


Рис. 100. Схема естественной тяги

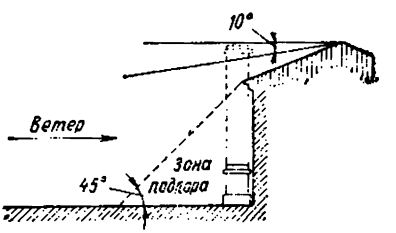


Рис. 101. Вывод (наращивание) дымохода из зоны ветрового подпора (наращенная часть показана пунктиром)

чений по высоте, повороты и т. п.), а меньшее — к более гладким, например к каналам из асбестоцементных труб. Для обеспечения лучшей тяги температура отходящих газов должна быть достаточно высокой, но в то же время очень высокая температура означает большую потерю тепла, а значит, и снижение КПД приборов. После тягопрерывателя газовой колонки температура отходящих газов достигает 180—200 °С (от отопительных печей на выходе 130—150 °С). В дымоходный канал продукты сгорания поступают с меньшей температурой за счет охлаждения в соединительных трубах. Поэтому важно, чтобы длина соединительных труб (от прибора до канала) была минимальной, а при значительной длине трубы необходимо утеплять или применять малотеплопроводные трубы, например асбестоцементные.

Дымоход нормально работает, если температура отходящих газов на выходе из дымохода (трубы) составляет не менее 60 °С. При меньшей температуре в канале начинают конденсироваться водяные пары, что в зимнее время может привести к образованию инея или льда на стенках канала и его закупорке. Для продуктов сгорания природного газа точка росы (образование конденсата) составляет 60—65 °С. Подсасываемый через тягопрерыватель воздух уменьшает относительную влажность отходящих газов и в зависимости от количества воздуха снижает точку росы до 40—50 °С. Следовательно, для обеспечения нормального разрежения в дымоходе (тяги) нельзя допускать сильного охлаждения отходящих газов, что достигают уменьшением длины соединительных труб и уменьшением количества воздуха, подсасываемого через тягопрерыватель, а также утеплением дымохода. На тягу влияет также время года. Зимой тяга лучше, чем летом. Объясняется это тем, что летом разница между температурой отходящих газов и температурой наружного воздуха (например, 25 °С) относительно невелика, а следовательно, невелика и разница плотностей воздуха и отходящих газов. Ухудшение тяги отмечается в дождливые и туманные дни, когда понижается давление. На работу дымоходов существенное влияние оказывает так называемый ветровой подпор. Он создается в тех случаях, когда дымоход расположен вблизи более высоких конструкций, как, например, у высокой стены соседнего дома, рядом с вышкой или башней и т. д. При отсутствии ветра или при расположении трубы с заветренной стороны дымоход работает нормально. Но

как только ветер изменяется в противоположном направлении, тяга в дымоходе нарушается, причем при умеренном ветре (4 м/с) она совершенно прекращается, а при более сильном ветре (5 м/с и более) в дымоходе возникает обратное движение потока — сверху вниз. Величина ветрового подпора имеет следующее значение (при температуре 0 °С): при скорости ветра 4 м/с (слабый ветер) — 7,5 Па (0,75 мм вод. ст.); при 6 м/с (умеренный ветер) — 16,7 Па (1,67 мм вод. ст.); при 8 м/с (средний ветер) — 29,7 Па (2,97 мм вод. ст.); при 10 м/с (сильный ветер) — 46,7 Па (4,67 мм вод. ст.). С понижением температуры воздуха значение повышенных давлений в зоне ветрового подпора увеличивается.

Наиболее радикальным мероприятием по уничтожению вредного действия ветрового подпора на работу дымохода является вывод (наращивание) дымохода выше зоны подпора, как показано на рис. 101. Дымоходы, находящиеся в зоне ветрового подпора, нельзя допускать к эксплуатации. Дымоходы делают из хорошо обожженного красного кирпича первого сорта во внутренних капитальных стенах. Силикатный кирпич, шлакобетон и другие термически непрочные или крупнозернистые материалы применять для дымоходов не разрешается, так как под действием температуры и влаги они легко разрушаются. Для новых домов, собираемых из железобетонных панелей, дымоходы делают на заводах непосредственно в панелях. Наиболее слабым местом таких дымоходов являются соединения отдельных панелей, которые могут смещаться одна относительно другой или не обеспечивают необходимой плотности. При расположении дымоходов в наружных стенах во избежание промерзания каналов расстояние от дома до наружной поверхности стены должно быть не меньше толщины наружных стен, принятой для данного климатического пояса. Если нужная толщина не обеспечена, стена в месте расположения каналов должна быть соответственно утеплена. Иногда дымоходы выполняют из асбестоцементных или гончарных труб, закладываемых в кладку. Такие каналы наиболее желательны, так как они имеют небольшое сопротивление при движении отходящих газов и в меньшей степени подвержены разрушению и засорам.

Дымоходы, выполненные в кирпичной кладке, в большинстве случаев имеют площадь сечением 13×13 см (полкирпича на полкирпича). Эта площадь вполне до-

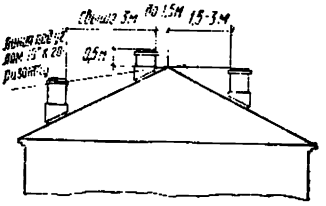


Рис. 102. Расположение дымоходов труб на крыше здания относительно конька

статочна для присоединения любого газового прибора, который может быть установлен в квартире. Для присоединения приборов коммунальных предприятий (ресторанные плиты, небольшие котлы и др.) дымоходы выполняют больших размеров, т. е. 13×25 см (полкирпича на кирпич) и 25×25 см (кирпич на кирпич). Для этих приборов сечения рассчитывают. Дымоходы должны быть вертикальными, не иметь горизонтальных участков в стенах и боровов на чердаках. Они должны быть доступны на всем протяжении для чистки и обладать достаточной плотностью. При невозможности сохранения вертикальности дымоходов устраивают уводы, т. е. наклонные участки под углом не менее 60° к горизонту, со смещением от канала в сторону не более чем на 2 м. Вертикальность канала обеспечивает легкость прочистки и наблюдения за состоянием внутренней полости дымоходов. Плотность дымохода необходима для предотвращения подсасывания холодного воздуха из смежных, не работающих в данный момент каналов или помещений, не допуская снижения температуры отходящих газов. К дымоходам, отводящим продукты сгорания от бытовых газовых приборов, кроме плотности, предъявляют требования обособленности (т. е. чтобы к каналу присоединялся только один прибор). Это требуется для того, чтобы в случае неисправности дымохода продукты сгорания или газ при утечке от одного прибора не поступал через соединительные трубы в другие помещения.

Дымоходы выводят выше кровли не менее чем на 0,5 м; чтобы избежать ветрового подпора и задувания дымоходов, высота труб должна быть такой, как указано на рис. 102. Верхнюю часть дымохода, называемую оголовком, делают открытой сверху или перекрывают кирпичом, укладываемым плашмя. В последнем случае, чтобы избежать задувания (подпора), выход для отходящих газов устраивают с двух сторон (сквозной). При устройстве открытого дымохода иногда на оголовок устанав-

ливают съемный металлический зонт. Однако зимой зонты могут покрываться льдом и поэтому устанавливать их на дымоходах не рекомендуется. При эксплуатации дымоходы могут засоряться мусором или кусками кирпича. Во избежание ухудшения тяги или плохого прохода продуктов сгорания дымоходы периодически проверяют и прочищают. Для уменьшения вредных последствий засоров (завалов) дымоходы делают с карманами, т. е. углублениями канала, расположенными ниже соединительной трубы. Поэтому возможный завал расположится ниже места присоединения соединительной трубы и тяга в дымоходе не нарушится. При наличии кармана, оборудованного в нижней части дверкой (чисткой), завал легко обнаружить и устранить.

2. РАСЧЕТ ДЫМОХОДОВ

Площадь сечения дымохода может быть определена по формуле:

$$F = \frac{kQ}{\sqrt{H}},$$

где F — площадь сечения дымохода, см; Q — теплопроизводительность газового прибора, ккал/ч; H — высота дымохода, м; k — эмпирический коэффициент, равный 0,02—0,03, зависящий от теплопроизводительности прибора.

При теплопроизводительности до 30 000 ккал/ч рекомендуется принимать $k=0{,}02$, при теплопроизводительности свыше 30 000 ккал/ч — принимаем равным 0,03. Из формулы следует, что чем меньше будет высота дымохода, тем больше должна быть площадь сечения дымохода и наоборот.

Для быстродействующего водонагревателя теплопроизводительностью 24 000 ккал/ч, установленного на верхнем этаже (наихудшие условия), необходимая площадь сечения канала по приведенной выше формуле составит:

$$F = \frac{0{,}02 \cdot 24\,000}{5} \approx 100 \text{ см}^2,$$

т. е. требуется канал полкирпича на полкирпича, как предусмотрено правилами.

Величину тяги в дымоходе рассчитывают по формуле

$$P_D = \left(\frac{\gamma_{\text{возд}}}{1 + \frac{T_{\text{возд}}}{T}} - \frac{\gamma_{\text{ух}}^{\text{ср}}}{1 + \frac{T_{\text{ух}}^{\text{ср}}}{T}} \right) \frac{b}{760},$$

где $\gamma_{возд}$ — плотность наружного воздуха при заданной температуре, кгс/м³; $\gamma_{ух}^{ср}$ — плотность уходящих газов при их средней температуре, кгс/м³; $T_{возд}$ — абсолютная температура наружного воздуха, К; $T_{ух}^{ср}$ — абсолютная средняя температура уходящих газов, К; b — фактическое атмосферное давление, мм рт. ст.

Пример. Подсчет величины разрежения в дымоходе разберем на примере. Требуется определить величину разрежения в дымоходе 5-этажного дома на 5-м и 1-м этажах в летнее и зимнее время.

Решение. Принимаем следующие значения, $\gamma_{нар}$ — 1,205 при 20° С (летом) и 1,396 при —20° С (зимой); $\gamma_{ух}^{ср}$ — плотность уходящих газов при их средней температуре (температуре в начале газохода 100° С и в конце — 60° С);

$$T_{ух}^{ср} = 273 + \frac{100 + 60}{2} = 353 \text{ К};$$

$T_{возд}$ равно 293 при 20° С и 253 при — 20° С; b = 745 мм рт. ст.; H — соответственно равно 5 и 21 м.

Подсчитанное по этим данным разрежение в дымоходе составит:

при	20° С	и высоте трубы	H = 5 м (5-й этаж) . . .	7,2 Па (0,72 мм вод. ст.)
»	20° С	»	» H = 21 м (1-й этаж) . . .	30 Па (3 »)
»	—20° С	»	» H = 5 м (5-й этаж) . . .	14,4 Па (1,44 мм вод. ст.)
»	—20° С	»	» H = 21 м (1-й этаж) . . .	60,2 Па (6,02 »)

Как видно из примера, с увеличением высоты трубы разрежение (тяга) увеличивается. В зимнее время оно в два раза больше, чем летом.

При измерении разрежения оно всегда меньше расчетного, так как часть его затрачивается на преодоление сопротивлений трению и на местные сопротивления при движении продуктов сгорания.

3. ВЕНТИЛЯЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

Вентиляция помещений предназначена для удаления загрязненного воздуха и продуктов сгорания от приборов без дымоходов, а также для притока свежего воздуха, необходимого для сжигания газа. Вентиляция особенно необходима для приборов большой теплопроизводительности, в частности приборов, присоединяемых к дымоходам (водонагреватели, котлы, ресторанные плиты). В бытовых приборах для горения газа воздух поступает естественным путем непосредственно из помещений, в которых они установлены. При работе крупных газопотребляющих установок (например, ресторанных плит, котлов, печей и т. п.) объем помещений бывает недостаточен для того, чтобы обеспечить горелки необхо-

димым количеством воздуха. В этих случаях устанавливают приточную и вытяжную вентиляции. В кухнях жилых домов обычно применяется естественная вытяжная вентиляция. При исправно действующей вытяжной вентиляции значительно сокращается количество окиси углерода в атмосфере помещений и за счет этого существенно улучшаются санитарно-гигиенические условия помещений.

ГЛАВА IX. СИСТЕМЫ ПОДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

Система газоснабжения города или сельского населенного пункта включает: источник газоснабжения, газовую распределительную сеть и внутреннее газооборудование. Источниками газоснабжения населенных пунктов чаще всего служат магистральные газопроводы, по которым природный газ подается с газовых промыслов. При большом удалении газовых промыслов от газоснабжаемых объектов (более 300 км) на газопроводах сооружают специальные компрессорные станции, предназначенные для повышения давления газа, а следовательно, и для повышения пропускной способности газопроводов. В районах газовых промыслов перед подачей газа в магистральный газопровод газ очищают от вредных примесей и влаги на специальных установках или перерабатывают на специальных заводах для извлечения ценных веществ. Обычно магистральные газопроводы заканчиваются газораспределительными станциями (ГРС), служащими для снижения давления и поддержания его на заданном уровне перед подачей газа в распределительную сеть. Газораспределитель-

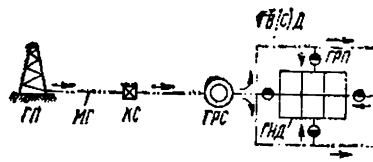


Рис. 103. Система газоснабжения населенного пункта природным газом

ГП — газовый промысел; *МГ* — магистральный газопровод; *КС* — компрессорная станция; *ГРС* — газораспределительная станция города; *ГВ(С)Д* — газопроводы (городские) высокого или среднего давления; *ГРП* — газовый регуляторный пункт; *ГНД* — газопроводы низкого давления

ные станции являются как бы границей между магистральным газопроводом (источником газоснабжения) и распределительной сетью города или района. Система газоснабжения населенного пункта природным газом показана на рис. 103. При снабжении населенного пункта искусственным газом источниками газоснабжения могут служить заводы, вырабатывающие газ из угля, сланцев, нефти и других горючих материалов. Заводы, вырабатывающие газ из каменного угля, обычно размещают на территории газоснабжаемых городов или в непосредственной близости от них, и газ с заводов поступает непосредственно в городскую распределительную сеть. Искусственные газы для газоснабжения населенных пунктов практически не применяются, за исключением сжиженных углеводородных газов, о которых будет сказано ниже.

Газовая распределительная сеть представляет собой систему трубопроводов и оборудования, служащих для транспортирования и распределения газа внутри города или какого-либо другого населенного пункта. Помимо газопроводов основным оборудованием газовой распределительной сети являются газовые регуляторные пункты (ГРП), служащие для снижения давления и поддержания его на заданном уровне. К газовым сетям относятся также газгольдеры или газгольдерные станции, служащие для приема газа от источников газоснабжения в часы минимального газопотребления и выдачи газа в распределительную сеть в часы пик, когда мощность источников оказывается недостаточной для покрытия расхода газа. Газгольдеры обычно размещаются вблизи ГРС или у заводов. В последнее время газгольдеры не строят. К внутреннему газооборудованию относятся дворовые и внутренние газопроводы жилых домов, коммунальных и промышленных предприятий, а также газовые установки и приборы для использования газа.

2. СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ГОРОДАХ

Распределительная сеть является основным элементом системы газоснабжения города. Все газопроводы, составляющие распределительную сеть города или какого-либо другого населенного пункта, условно делят на магистральные (транзитные), распределительные и ответвления. Магистральные газопроводы в основном вы-

полняют функции передачи газа от ГРС или из одного района города в другой, а распределительные обеспечивают подачу газа непосредственно потребителям. Следует отметить, что такое деление в значительной степени условно, так как в городских условиях почти все газопроводы выполняют функции распределения газа. Поэтому более правильно все уличные газопроводы называть распределительными. Тем не менее указанное выше деление существует, и оно необходимо вследствие различных методов расчета транзитных и распределительных газопроводов.

В зависимости от максимального рабочего давления городские распределительные газопроводы подразделяют на следующие категории: а) низкого давления — с давлением газа не более 5 кПа (0,05 кгс/см^2); б) среднего давления — с давлением газа более 5 до 300 кПа (0,05 до 3 кгс/см^2); в) высокого давления — с давлением газа более 300 до 600 кПа (3 до 6 кгс/см^2); г) высокого давления — с давлением газа более 600 до 1200 кПа (6 до 12 кгс/см^2). Газопроводы низкого давления в основном используются для газоснабжения жилых домов, общественных зданий и небольших коммунально-бытовых предприятий. Газопроводы среднего и высокого давления до 600 кПа (6 кгс/см^2) служат для питания распределительных газопроводов низкого давления через городские регуляторные пункты (ГРП), а также для подачи газа промышленным и крупным коммунальным предприятиям. Давление газа более 600 кПа применяется для газопроводов, по которым подается газ к газохранилищам, а также крупным промышленным предприятиям, технология которых требует подачи газа под давлением более 600 кПа. В последнее время газопроводы с давлением 1200 кПа стали широко использовать в районных системах газоснабжения, от которых обеспечивается газом ряд населенных пунктов.

В газовой сети может быть одно давление во всех газопроводах (например, низкое или среднее) или в различных газопроводах различное давление. В зависимости от этого различают следующие системы распределения газа: а) одноступенчатые с подачей газа потребителям только по газопроводам одного давления; б) двухступенчатые с подачей газа потребителям по газопроводам двух давлений — среднего и низкого или высокого (до 600 кПа) и низкого; в) трехступенчатые с подачей

газа потребителям по газопроводам трех давлений — высокого (до 600 кПа), среднего и низкого; г) многоступенчатые, при которых распределение газа в городе осуществляется по газопроводам четырех и более давлений, например низкого, среднего, высокого 600 кПа и высокого до 1200 кПа. Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, осуществляется только через газорегуляторные пункты (ГРП). Выбор системы распределения газа определяется различными факторами, важнейшими из которых являются: размер и планировка газоснабжаемого города или другого населенного пункта, последовательность развития газификации, объем газопотребления, направление использования газа, расположение источников газоснабжения и вид используемого газа. Выбранная система распределения газа должна быть обоснована технико-экономическими расчетами и условиями безопасности эксплуатации.

Одноступенчатая система. При одноступенчатой системе газ всем потребителям подается под одним давлением. Давление во всей системе может быть низкое (рис. 104, *а*), а также среднее или высокое (рис. 104, *б*). Одноступенчатую систему газоснабжения с низким дав-

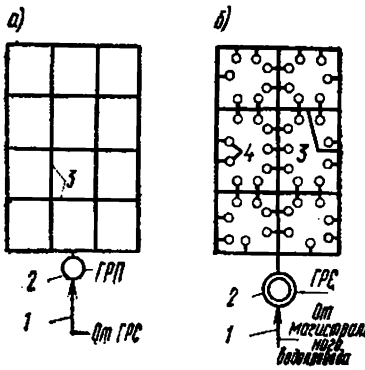


Рис. 104. Одноступенчатая система распределения газа

а — низкого давления; *б* — высокого или среднего давления; *1* — газопровод от источника газоснабжения; *2* — регуляторный пункт (станция); *3* — городская распределительная сеть; *4* — местные (домовые) узлы редуцирования давления

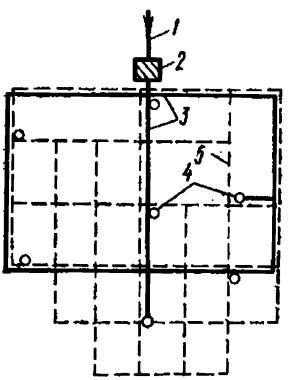


Рис. 105. Двухступенчатая система распределения газа

1 — газопровод от источника газоснабжения; *2* — ГРС (на высокое или среднее давление); *3* — газопроводы высокого или среднего давления; *4* — ГРП; *5* — газопроводы низкого давления

лением наиболее часто применяют для газоснабжения бытовых потребителей небольших городов. В этом случае подача газа в сеть осуществляется непосредственно с местного завода искусственного газа через регуляторы после газгольдеров с давлением до 2 кПа (200 мм вод. ст.). Можно подавать газ и под более высоким давлением, тогда обязательно должны быть установлены домовые или квартирные регуляторы-стабилизаторы для снижения давления до оптимально необходимого для работы приборов. По одноступенчатой схеме низкого давления до 1930 г. снабжались потребители Москвы и Ленинграда искусственным газом. Такая схема и сейчас имеет применение в ряде европейских городов, снабжаемых искусственным газом. Основным недостатком этой системы является необходимость прокладки труб больших диаметров, а также неравномерность давления у потребителей: максимальное — у завода (источник газоснабжения) и минимальное — в наиболее удаленных точках сети. В настоящее время одноступенчатые системы низкого давления для городов вновь не проектируются. Однако они могут применяться для небольших поселков и отдельных городских районов. Одноступенчатая система газоснабжения среднего или высокого давления с установкой домовых или квартирных регуляторов может обеспечивать газом не только небольшие, но и крупные города. При этом система может оказаться наиболее экономичной, так как в этом случае получается минимальная длина газопроводов по сравнению с двух- и трехступенчатой системой. Однако при этой системе требуется подавать газ под повышенным давлением всем потребителям и применять большое число редуцирующих установок, в том числе в жилых домах, что неизбежно связано с повышением опасности. По этой причине одноступенчатые системы повышенного давления пока распространения не получили.

Двухступенчатая система. Двухступенчатая система газоснабжения в настоящее время получила наибольшее распространение. Она применяется как в небольших, так и в крупных городах. Основными элементами этой системы являются газопроводы низкого давления (первая ступень), газопроводы повышенного давления — высокого или среднего (вторая ступень), а также регуляторы давления, через которые питается сеть низкого давления (рис. 105). Газопроводы среднего и высокого

давления служат для газоснабжения города и питания сетей низкого давления через ГРП. К ним же присоединяются коммунальные и промышленные предприятия, а также отопительные котельные. Во второй ступени раньше преимущественно применяли среднее давление, главным образом из-за боязни повышенной опасности при высоком давлении. К тому же по действовавшим ранее правилам для газопроводов высокого давления требовалось соблюдать такие разрывы до зданий, которые на многих городских проездах не обеспечивались. В настоящее время разрывы до зданий сокращены, накоплен значительный опыт строительства и эксплуатации газопроводов высокого давления и поэтому, как правило, во второй ступени применяется высокое давление. Следует отметить, что это давление обеспечивается ГРС магистральных газопроводов, на выходе которых всегда бывает давление не ниже 1 МПа (10 кгс/см^2). Двухступенчатая система по сравнению с одноступенчатой низкого давления более экономична и надежна. Объясняется это тем, что для подачи газа, особенно в отдаленные районы, при повышенном давлении требуются значительно меньшие диаметры труб, так как пропускная способность газопроводов резко повышается. При этом обеспечивается более равномерное давление в газопроводах низкого давления за счет питания сети через ГРП в различных районах города. В эксплуатации двухступенчатая система достаточно надежна и проста.

Трехступенчатая и многоступенчатая системы. Трехступенчатые системы распределения газа получили распространение в крупных и средних городах. Чаще всего эти системы применяются в тех случаях, когда при среднем давлении получаются очень большие диаметры газопроводов, а перейти во всем городе на высокое давление не представляется возможным из-за недостаточности разрывов от газопроводов до зданий. В этом случае от источника газоснабжения (обычно от ГРС) и по окраинным районам города газ подают под высоким давлением, а при входе в плотно застроенную центральную часть города переходят на среднее давление. Высокое давление используют также для подачи газа крупным промышленным предприятиям и в наиболее отдаленные районы города. От газопроводов среднего давления через регуляторные пункты питается сеть низкого давления, а также снабжаются газом отопительные котельные, коммуналь-

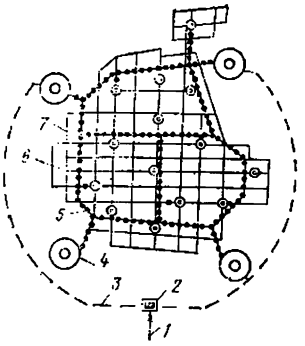


Рис. 106. Трехступенчатая система газоснабжения города

1 — газопровод от источника газоснабжения; *2* — ГРС; *3* — газопроводы высокого давления; *4* — ГГРП; *5* — газопроводы среднего давления; *6* — ГРП; *7* — газопроводы низкого давления

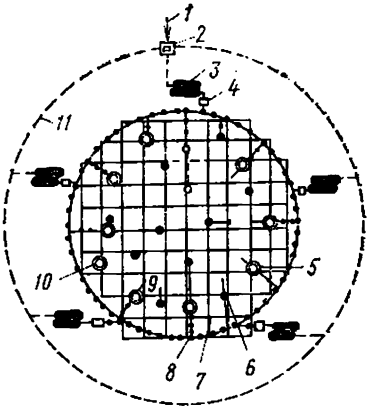


Рис. 107. Многоступенчатая система газоснабжения города

1 — газопровод от источника; *2* — ГРС города; *3* — газгольдеры; *4* — регуляторная станция на выходе из газгольдеров; *5* — ГГРП; *6* — ГРП (со среднего на низкое давление); *7* — газопроводы низкого давления; *8* — городские газопроводы высокого давления; *9* — газопроводы среднего давления; *10* — ГРП с высокого на низкое давление; *11* — газопроводы с давлением от 600 до 1200 кПа (загородные)

ные и небольшие промышленные предприятия. По газопроводам низкого давления газ подают в жилые дома и мелкие коммунальные предприятия. В сети низкого давления газ может подаваться не только по газопроводам среднего давления, но также и по газопроводам высокого давления через газорегуляторные пункты (ГРП). Городские газорегуляторные пункты, предназначенные для снижения высокого давления на среднее и питания газопроводов среднего давления, часто называют головными газорегуляторными пунктами (ГГРП). Система газоснабжения города по трехступенчатой схеме показана на рис. 106.

При наличии в системе газоснабжения города газгольдерных парков высокого давления более 600 кПа (6 кгс/см²) систему газоснабжения неизбежно приходится дополнять четвертой ступенью — газопроводами с давлением от 600 до 1200 кПа (12 кгс/см²). По этим газопроводам с ГРС газ поступает на газгольдерные станции. Обычно такие газопроводы прокладывают по незастро-

енным или окраинным районам города. Давление свыше 600 кПа (6 кгс/см²), как отмечалось, приходится применять и при отсутствии газгольдеров, когда необходимо подавать газ крупным промышленным предприятиям, технологические процессы которых требуют применения высокого давления. По четырехступенчатой схеме снабжаются газом Москва и Ленинград (рис. 107). В некоторых давно газифицированных городах помимо газопроводов среднего давления на 300 кПа (3 кгс/см²) построены также газопроводы на давление 100 и 200 кПа, служащие промежуточными ступенями давления.

3. СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ

В настоящее время природным газом преимущественно снабжают сельские населенные пункты, расположенные вблизи магистральных газопроводов. Населенные пункты, удаленные от магистральных газопроводов на расстояние более 25 км, как правило, снабжают сжиженным газом; природным газом снабжают только в том слу-

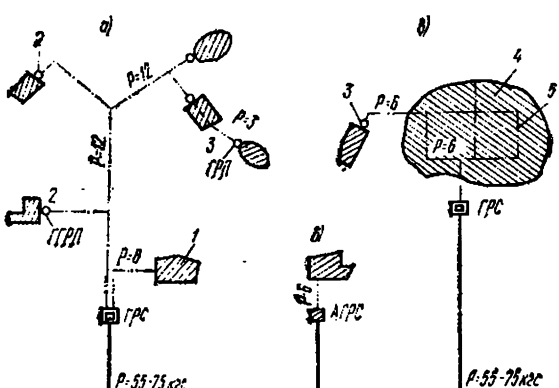


Рис. 108. Системы газоснабжения сельских населенных пунктов природным газом

а — группа населенных пунктов (район) снабжения от ГРС; *б* — газоснабжение населенного пункта от АГРС; *в* — газоснабжение сельского населенного пункта от городских газовых сетей: *1* — сельский населенный пункт; *2* — ГГРП; *3* — ГРП; *4* — город; *5* — городские сети

...ее, когда вблизи них расположены крупные сельскохозяйственные комплексы (например, птицефабрики, тепличные комбинаты и т. п.), а также когда для газификации сел строится специальная система газопроводов (рис. 108, *а*). Такие системы могут строиться в районах с большой плотностью сельского населения, что характерно для районов Кубани, Ставрополья, Подмосковья и некоторых областей Украины.

Отдельные сельские населенные пункты, расположенные вблизи городов, снабжаемых природным газом, газ

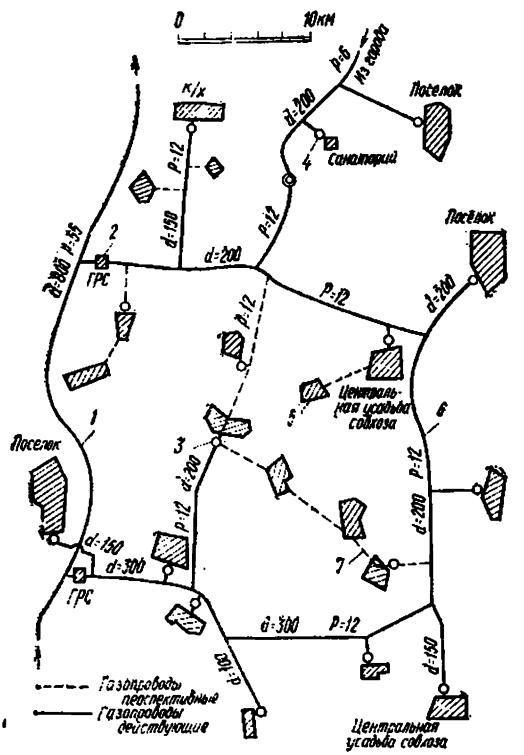


Рис. 109. Система газоснабжения сельского района от магистрального газопровода

1 — магистральный газопровод; *2* — ГРС; *3* — ГГРП; *4* — ГРП; *5* — сельский населенный пункт; *6* — существующие газопроводы; *7* — перспективные газопроводы

могут получать от городских сетей (рис. 108, *б*). В связи с этим при проектировании городских газовых сетей их необходимо рассчитывать не только для подачи газа городским потребителям, но также и для обеспечения газом сельских потребителей, находящихся на расстоянии 5—10 км от черты города. При снабжении сельских населенных пунктов природным газом от магистральных газопроводов (рис. 109) отвод от газопровода и ГРС обычно рассчитывают для обеспечения газом группы населенных пунктов, расположенных (от ГРС) в радиусе 15—25 км. В этом случае газопроводы, подводящие газ к отдельным населенным пунктам, строятся, как правило, на давление 1200 кПа. Такое давление позволяет при относительно небольших диаметрах труб (150—300 мм) подавать большое количество газа и полностью обеспечивать газовым топливом все населенные пункты района. Перед каждым населенным пунктом, снабжаемым газом от газопроводов с давлением 1200 кПа, строятся головные газорегуляторные пункты (ГГРП), в которых давление обычно снижается до 300 (600) кПа, а также до 3 (2) кПа. Для этого устанавливают два регулятора. Регулятор с выходным давлением 300 (600) кПа служит для обеспечения газом крупных потребителей (котельные, молокозаводы, мастерские и т. п.). От регулятора низкого давления снабжаются газом преимущественно бытовые потребители.

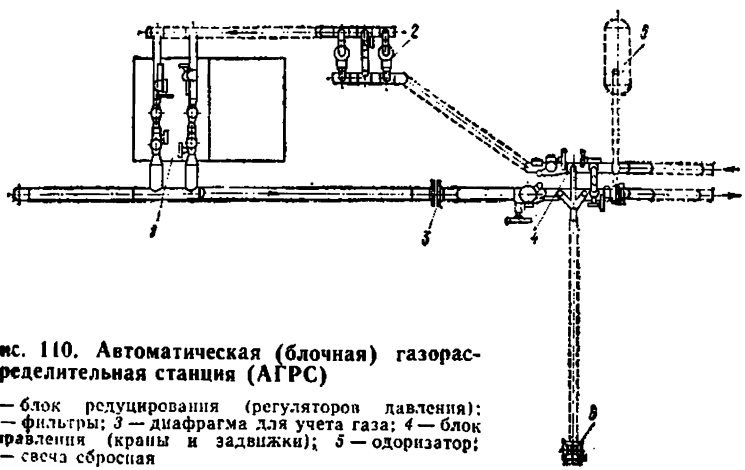


Рис. 110. Автоматическая (блочная) газораспределительная станция (АГРС)

1 — блок редуцирования (регуляторов давления); *2* — фильтры; *3* — диафрагма для учета газа; *4* — блок управления (краны и задвижки); *5* — одоризатор; *6* — свеча сбросная

В последнее время для обеспечения газом отдельных сельских населенных пунктов стали строить автоматические газораспределительные станции (АГРС), работающие без обслуживающего персонала. АГРС выпускают полностью собранными на заводе, на месте их только устанавливают и присоединяют к газопроводам. АГРС выпускают трех типов: производительностью 1000 м³/ч (АГРС-1), 3000 м³/ч (АГРС-3) и 10 000 м³/ч (АГРС-10). Принципиальные схемы ГРС и АГРС одинаковые и включают: фильтр, регулятор давления или редуцирующий клапан, предохранительные и сбросные клапаны, а также байпас и запорную арматуру. Схема АГРС показана на рис. 110. При снабжении сельских населенных пунктов газом через АГРС, а также от городских сетей головные газорегуляторные пункты (ГГРП) не строят, так как в этом случае используются газопроводы с давлением, не превышающим 600 кПа (6 кгс/см²).

4. СХЕМЫ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

Различают две основные схемы газовых сетей: замкнутые (или кольцевые) и разветвленные (или тупиковые). *Замкнутые* (или кольцевые) сети (рис. 111, *а*) представляют собой систему замкнутых между собою газопроводов, образующих как бы кольцо или контур. Основное преимущество этих сетей — высокая надежность газоснабжения потребителей, не нарушаемая даже при авариях или выключениях отдельных участков сети. Так, например, если выключить одну ветвь кольца, то газоснабжение не прекратится, а только перераспределится направление потоков газа и повысится нагрузка второй ветви кольца. Если же учесть, что сеть состоит не из одного кольца, а из целой системы колец, взаимосвязанных друг с другом, то выключение ветви одного кольца

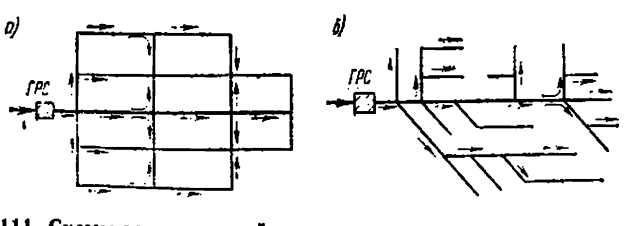


Рис. 111. Схемы газовых сетей

а — кольцевая, или замкнутая сеть; *б* — разветвленная, или тупиковая сеть

на газоснабжение потребителей практически не повлияет. Недостатком кольцевых сетей являются большая протяженность труб по сравнению с тупиковой схемой, а следовательно, и большие затраты на строительство.

Разветвленные (или тупиковые) сети (рис. 111, *б*) представляют собой разветвляющийся в различные районы города основной газопровод. При этом концы ответвлений между собой не соединяются, образуя тупики. Тупиковая сеть по сравнению с кольцевой ввиду отсутствия замыкающих участков почти всегда имеет меньшую длину газопроводов и стоимость ее меньше. Несмотря на это, при газоснабжении городов тупиковые сети находят ограниченное применение, так как менее надежны, чем кольцевые. Разветвленные сети находят применение при газоснабжении отдельных промышленных объектов и небольших населенных пунктов, а также в начальный период газоснабжения города, когда строительство всех газопроводов еще не закончено. В этом случае разветвленная сеть является составной частью будущей замкнутой сети. Следует отметить, что, когда мы говорим о выборе схемы сетей, то имеем в виду выбор схемы не всех, а основных газопроводов, которые определяют газоснабжение города или района; отдельные газопроводы при всех схемах могут быть тупиковыми.

ГЛАВА X. РАСЧЕТНЫЕ РАСХОДЫ ГАЗА

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Проекты газоснабжения городов и других населенных пунктов разрабатывают в две стадии. На первой стадии составляют технический проект, а на второй — рабочие чертежи газопроводов и сооружений на них. В техническом проекте выбирают схему газоснабжения населенного пункта, а также намечают трассировку газопроводов и расположение регуляторных пунктов. Газопроводы и регуляторы подвергают гидравлическому расчету, который сводится к определению диаметров газопроводов и необходимой производительности регулятора. На все запроектированные газопроводы и сооружения составляют сметы. При расчете сети и сооружений в техническом проекте определяют расчетные расходы, руководствуясь нормами газопотребления, числом объектов газоснабжения, режимом газопотребления и коэффициентами одно-

временности работы приборов и установок. При разработке технического проекта устанавливают глубину заложения газопроводов, способ защиты газопроводов от коррозии и тип антикоррозионных покрытий, а также разрабатывают отдельные инженерные сооружения, в частности переходы через водные преграды. Технический проект также включает вопросы, связанные с организацией строительства: определяет способы производства работ; основные объемы работ по проектируемым сооружениям; потребность в материалах и оборудовании. Составлению технического проекта должны предшествовать геотопографические изыскания, а также сбор сведений об объемах газопотребления. Технический проект включает расчетно-пояснительную записку со схемами и чертежами, план города в масштабе 1 : 5000—1 : 10 000 с нанесенной схемой газопроводов и сооружений и сводную смету.

Рабочие чертежи разрабатывают на газопроводы, регуляторные пункты и отдельные сооружения газового хозяйства после утверждения технического проекта. Чертежи газопроводов представляют собой план городского проезда в масштабе 1 : 200 — 1 : 500 с нанесенной трассой газопровода с подземными сооружениями, а также продольный профиль газопровода. На плане даются привязки газопровода к зданиям и сооружениям, а также указываются диаметр и арматура. Для отдельных сложных участков и узлов газопровода, в частности при пересечении железных дорог, разрабатывают дополнительные чертежи. Разработка рабочих чертежей регуляторных пунктов сводится к привязке типовых проектов (т. е. к выбору площадки и разбивке здания), а также к составлению проекта коммуникаций (электрокабеля, теплопровода и т. п.).

Объем газоснабжения. Объем газоснабжения города или района равен количеству газа, подаваемому потребителям к концу расчетного периода системы. Следовательно, расход газа определяется числом потребителей, подлежащих газификации в конце расчетного срока системы. Охват газоснабжением и расчетный срок устанавливают в задании на проектирование, которое выдается исполкомом городского Совета. Число потребителей, подлежащих газификации, зависит от обеспеченности города газом. Природным газом, как правило, предусматривается газоснабжение всех потребителей. При ограниченных

возможностях подачи газа в первую очередь предусматривается использование газа для бытовых нужд и коммунальных предприятий, а также предприятий пищевой промышленности и для технологических целей. Подачу газа для отопления в этом случае ограничивают или полностью прекращают.

Системы газоснабжения городов и населенных пунктов проектируют с учетом перспективы развития на ближайшие 10—15 лет, из которых 2—3 года уходят на разработку проекта и выполнение работ по подготовке города к приему газа и 5—7 лет — на достижение проектной мощности. Часто проектом предусматривается строительство сетей в две очереди. Схемы газовых сетей города разрабатывают так, чтобы в первую очередь снабжались газом районы многоэтажной застройки и нового строительства, а также наиболее крупные по топливопотреблению предприятия. В техническом проекте газоснабжения города предусматривается строительство служб эксплуатации. Для этого используются типовые проекты, которые разработаны в соответствии с объемами газового хозяйства.

2. НОРМЫ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ И ГОДОВОЙ РАСХОД ГАЗА

Первоочередной задачей при проектировании является определение количества газа, необходимого для подачи и распределения системой газоснабжения. В условиях города, где газ расходуется большим числом потребителей для самых разнообразных целей, определение расхода и учет особенностей газопотребления каждым потребителем в отдельности являются задачей практически неосуществимой. Поэтому при составлении баланса подачи и расходования газа городом всех потребителей условно разбивают на группы или категории, каждая из которых имеет свои особенности потребления. Различают следующие виды (группы) потребления газа: а) бытовое потребление (приготовление пищи и горячей воды в домашних условиях); б) коммунально-бытовое потребление (бани, прачечные, больницы, предприятия общественного питания, детские учреждения и т. п.); в) промышленное потребление (на технологические цели); г) потребление газа для целей отопления жилых и общественных зданий, а также промышленных предприятий.

Таблица 52. Плотность населения в зависимости от класса застройки

Класс строительной зоны	Число этажей	Плотность населения, чел/га	Класс строительной зоны	Число этажей	Плотность населения, чел/га
I	4—5	450	IV	2	200
II	3—4	350	V	1—2	180
III	2—3	250	VI	Индивидуальная застройка	60—100

Таблица 53. Нормы расхода газа (в тепловых единицах) на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды

Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Расход газа, МДж (тыс. ккал)
I. Жилые дома		
На приготовление пищи (при наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения)	На 1 чел. в год	2680(640)
На приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных нужд без стирки белья (при наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения)	То же	3400(810*)
На приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных и санитарно-гигиенических нужд без стирки белья (при наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя)	»	5320(1270)
На стирку белья в домашних условиях	На 1 т сухого белья	8790(2100)
II. Детские учреждения		
Детские ясли:		
на приготовление пищи	На 1 ребенка в год	2050(490)
на приготовление горячей воды для хозяйственных нужд (без стирки белья)	То же	1800(430)
Детские сады:		
на приготовление пищи	»	2390(570)
на приготовление горячей воды для хозяйственных нужд (без стирки белья)	»	1340(320)

Продолжение табл. 53

Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Расход газа, МДж (тыс. ккал)
III. Учреждения здравоохранения		
Больницы и родильные дома: на приготовление пищи	На 1 койку в год	3180(760)
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебные процедуры (без стирки белья)	На 1 койку в год	9210(2200)
Поликлиники: на лечебные процедуры (без стирки белья)	На 1 посетителя в год	84(20)
IV. Школы и специальные учебные заведения		
Школы, вузы и техникумы: на подогрев завтраков и лабораторные нужды	На 1 обучающегося в год	170(40)
Учебные заведения трудовых резервов и школы-интернаты: на лабораторные нужды, приготовление пищи и горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд	То же	2900(700)
Общежития высших и средних специальных учебных заведений: на приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных нужд	»	2090(500)
V. Коммунально-бытовые предприятия и учреждения		
Гостиницы:		
без ресторанов с ваннами во всех номерах	На 1 место в год	5020(1200)
без ресторанов с ваннами до 25% номеров	То же	3560(850)
Прачечные:		
Стирка белья:		
в немеханизированных прачечных	На 1 т сухого белья в год	8790(2100)
в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	1260(3000)
в механизированных прачечных, включая сушку и глажение белья	»	20 100(4800)

Продолжение табл. 53

Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Расход газа, МДж (тыс. ккал)
Дезкамеры. Дезинфекция белья и одежды:		
в паровых дезкамерах	На 1 т сухого белья в год	2240(535)
в огневых дезкамерах	То же	1260(300)
Бани:		
мытье без ванн	На 1 помывку	38(9)
мытье в ваннах	То же	50(12)
VI. Предприятия общественного питания		
Приготовление пищи в общественных столовых и ресторанах:		
приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности столовых и ресторанов)	На 1 обед	4,2(1)
приготовление завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужин	2,1(0,5)
VII. Хлебопекарные и кондитерские предприятия		
Выпечка хлебобулочных и кондитерских изделий:		
хлеба формового	На 1 т изделий	1760(420)
хлеба подового	То же	4560(1090)
батонов, булок, сдобы	»	4000(950)
кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья и т. п.)	»	6070(1450)
VIII. Кормоприготовление		
На приготовление кормов и подогрев воды для животных:		
подогрев воды для питья и санитарных целей	На 1 корову в год	8400(200)
кормоприготовление с учетом запаривания грубых кормов и корнеклубнеплодов	На 1 овцу в год	4200(100)
	На 1 корову в год	84 000(2000)
	На 1 лошадь в год	1680(400)

Продолжение табл. 53

Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Расход газа, МДж (тыс. ккал)
	На 1 свинью в год	42 000 (1000)
	На 1 козу или овцу в год	4200 (100)

* При газоснабжении сжиженными углеводородными газами норму расхода газа на 1 человека принимать 3000 МДж (710 тыс. ккал).

Бытовое потребление. Расход газа на бытовые нужды определяют по численности населения и по нормам газопотребления на одного человека. Численность населения может быть получена по данным статистического учета с учетом прироста населения на конец расчетного периода либо путем вычислений на основе норм планировки. В последнем случае пользуются плотностью населения, т. е. числом жителей, проживающих на 1 га площади застройки. Примерное зонирование застройки по классам, наиболее часто встречающееся в практике планировки, приведено в табл. 52. Если известны площадь и характер застройки, численность населения можно определить из выражения

$$N = Fa,$$

где N — численность населения; F — площадь застройки, га; a — плотность населения, чел/га.

Для вновь строящихся городов и районов численность населения может быть взята из проекта застройки. Расход газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды зависит от степени благоустройства домов и состояния коммунального обслуживания города. Хозяйственно-бытовой расход определяют по численности населения и нормам расхода газа, которые приведены в табл. 53.

Пример. Определить расход газа на бытовые нужды в городе с населением на конец расчетного периода в 200 000 человек. Во всех квартирах города установлены газовые плиты, кроме того, 30% квартир также имеют газовые водонагреватели; 20% квартир имеют централизованное горячее водоснабжение. Газ — природный, теплота сгорания газа равна 8200 ккал/м³.

Решение. Принимаем норму газопотребления на 1 человека в тыс. ккал в год: а) на приготовление пищи (при установке только плит и при наличии централизованного горячего водоснабжения) —

640; б) на приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных целей (при установке только плит) — 810; в) на приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных и санитарно-гигиенических целей (при установке плит и водонагревателей) — 1270. Общий годовой расход газа городом на бытовые нужды составит

$$Q_б = 200\,000\,\frac{(0{,}2\cdot 640 + 0{,}5\cdot 810 + 0{,}3\cdot 1270)}{8200}\,1000 =$$

$$= 22\,300\,000\ м^3/год.$$

Коммунально-бытовое потребление. Расход газа на коммунально-бытовые нужды города определяют в зависимости от числа и мощности (пропускной способности) предприятий и нормы расхода газа ими. Число и мощность предприятий коммунального обслуживания принимают для существующих городов по фактическому наличию с учетом перспективы расширения, а для вновь проектируемых вычисляют на основе норм планировки (табл. 54).

Пример. Определить расход газа предприятиями и учреждениями коммунально-бытового назначения в городе с населением 200 тыс. человек. 30% квартир имеют газовые водонагреватели и 20% — централизованное горячее водоснабжение. Газ природный, теплота сгорания равна 34 400 кДж (8200 ккал/м³).

Решение. Расход определяем на основе норм газопотребления (см. табл. 53) и норм мощности предприятий (см. табл. 54).

Детские ясли и сады. Принимаем, что детей ясельного возраста 10% всего населения и охват яслями 30%, а детей в возрасте 4—7 лет — 10%, охват детскими садами 60%. 20% детских учреждений находится в домах с централизованным горячим водоснабжением, а в остальных домах горячая вода готовится с помощью газовых приборов. Годовой расход газа детскими учреждениями составит:

$$Q_{д.у} = 200\,000\,\frac{0{,}1\cdot 0{,}3\cdot 0{,}8\,(490 + 430) + 0{,}1\cdot 0{,}3\cdot 0{,}2\cdot 490}{8200}\,1000 +$$

$$+ 200\,000\,\frac{0{,}1\cdot 0{,}6\cdot 0{,}8\,(490 + 320) + 0{,}1\cdot 0{,}6\cdot 0{,}2\cdot 490}{8200}\,1000 =$$

$$= 1\,702\,000\ м^3/год.$$

Больницы. Принимаем 9 коек на 1 тыс. жителей. Газ используется на приготовление пищи и горячей воды. Расход газа составляет:

$$Q_{больн} = \frac{200\,000}{1000}\,9\,\frac{(760 + 2200)}{8200}\,1000 = 620\,000\ м^3/год.$$

Поликлиники. Принимаем расход газа на 1 посетителя 20 м³/год. Число посещений в год 10:

$$Q_п = \frac{200\,000\cdot 10}{300}\,\frac{20\cdot 1000}{8200} = 155\,000\ м^3/год.$$

Таблица 54. Нормы для определения пропускной способности некоторых предприятий (условные единицы по табл. 53)

Предприятие (учреждение)	Расчетные показатели	Охват обслуживанием	Число потребителей или условных единиц на 1 тыс. жителей		Число условных единиц на 1 тыс. жителей в год, усл. ед.
			чел.	усл. ед.	
Детские ясли	Число детей ясельного возраста — 8—10% всего населения	0,4	30—40	—	—
Детские сады	Число детей в возрасте от 4 до 7 лет — 10% всего населения	0,4—0,5	40—50	—	—
Больницы и больничные учреждения	Общая вместимость из расчета 12 коек на 1 тыс. жителей	1	—	12	—
Поликлиники	Каждый житель посещает поликлинику примерно 8 раз в год. Одно годовое (ежедневное) посещение обеспечит $\frac{310}{8}=39$ жителей (соответствует 1 усл. ед.)	1	—	$\frac{26}{1000}$ $\frac{}{39}$	—
Школы	Число учащихся — 19% всего населения	0,9 (100% I—VIII кл. и 80% IX—X кл.)	180	—	—
Гостиницы	Из расчета 5 мест на 1 тыс. жителей	1	—	5	—
Механические прачечные	Норма 100 кг сухого белья на 1 жителя в год	Из расчета 100% стирки белья в прачечных или в домашних условиях	—	—	100
Бани	52 помывки в год	Из расчета 100% помывок в ваннах квартир или в банях	—	—	52 000

Продолжение табл. 54

Предприятие (учреждение)	Расчетные показатели	Охват обслуживанием	Число потребителей или условных единиц на 1 тыс. жителей		Число условных единиц на 1 тыс. жителей в год, усл. ед.
			чел.	усл. ед.	
Столовые и рестораны	Для регулярно пользующихся столовыми:				
	один обед в день (360 в год)	0,25—0,3	—	—	360 000
	один ужин (завтрак) в день (360 в год)	0,25—0,3	—	—	360 000
Хлебозаводы и пекарни	0,6—0,8 т суточной выпечки на 1 тыс. жителей или (0,6—0,8)×365 т на 1 тыс. жителей в год	1	—	—	220—290

Школы. Принимаем число детей школьного возраста 20% численности населения. Годовой расход составит:

$$Q_{шк} = 200\,000 \cdot 0,2\,\frac{40 \cdot 1000}{8200} = 195\,000\ м^3/год.$$

Гостиницы. Принимаем 5 мест на 1 тыс. жителей. Расход составит:

$$Q_г = 200\,000\,\frac{5}{1000}\,\frac{1000 \cdot 1000}{8200} = 122\,000\ м^3/год.$$

Прачечные. Принимаем прачечные с охватом обслуживания населения 50%. Средняя норма расхода газа на 1 кг сухого белья 3000 ккал.

$$Q_{пр} = 200\,000\,\frac{0,5 \cdot 100 \cdot 3000}{1000 \cdot 8200}\,1000 = 3\,660\,000\ м^3/год.$$

Столовые и рестораны. Охват обслуживанием населения принимаем равным 25%. При расчете считаем трехразовое питание пользующихся столовыми. Исходя из этого норма расхода газа на одного человека в год составляет $360 \cdot 100\ (1+0,5+0,5) = 720\,000$ ккал.

$$Q_{ст} = 200\,000 \cdot 0,25\,\frac{720}{820}\,1000 = 4\,400\,000\ м^3/год.$$

Хлебозаводы и пекарни. Норму расхода хлеба и кондитерских изделий на 1 человека в сутки принимаем равной 0,7 кг. Годовой расход газа на хлебопечение составит:

$$Q_{х.п} = 200\,000\,\frac{365 \cdot 0,7}{1000}\,\frac{500 \cdot 1000}{8200} = 2\,180\,000\ м^3/год.$$

Бани. Число жителей, пользующихся банями, принимаем равным 50% (20% населения имеет ванны с централизованным горячим водоснабжением и 30% — с газовыми водонагревателями). Число посещений бани одним человеком в год принимаем равным 52.

Годовой расход газа на бани составит:

$$Q_б = 200\,000 \cdot 0{,}5 \cdot 52 \frac{9 \cdot 1000}{8200} = 5\,700\,000 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Мелкие коммунально-бытовые потребители. Сюда относятся парикмахерские, ателье, аптеки, театры, учреждения и т. п. Обычно расход этой группы потребителей не рассчитывается и принимается условно в объеме 10% расхода газа коммунально-бытовыми предприятиями. В нашем случае величина этого расхода составит:

$$Q_{м.к.б} = 0{,}1\,(1702 + 620 + 155 + 195 + 122 + 3660 + 4400 + 2180 + 5700)\,1000 = 1\,873\,400 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Общий расход газа предприятиями коммунально-бытового обслуживания будет равен:

$$Q_{к.б} = 18\,734\,000 + 1\,873\,400 = 2\,060\,700 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Из примера видно, что расход газа коммунально-бытовыми потребителями значительный и почти равен расходу газа населением (22 300 000 м³/год).

В крупных городах расход газа коммунальными потребителями бывает больше расхода газа населением.

Расход газа на отопление жилищ и общественных зданий. Расход газа на отопление зависит от объема отапливаемых зданий, их тепловой характеристики и климатического пояса, т. е. величины наружной расчетной температуры. Годовой расход газа (м³/год) на отопление может быть определен по формуле

$$Q_{от} = \frac{W_{от} q_{ср} (t_в - t_н) z \cdot 24}{Q_н^р \eta_{от.уст}},$$

где $Q_{от}$ — расход газа на отопление за отопительный период, м³; $W_{от}$ — суммарный наружный объем отапливаемых зданий, м³; $q_{ср}$ — средняя удельная тепловая характеристика отапливаемых зданий, кДж/(м³·ч·град); (ккал/м³·ч·град); $t_в$ — расчетная преобладающая температура воздуха внутри отапливаемых зданий, °С; $t_н$ — средняя за отопительный сезон температура наружного воздуха, °С; $Q_н^р$ — теплота сгорания газа, кДж/м³ (ккал/м³); $\eta_{от.уст}$ — КПД отопительных установок; для систем центрального отопления КПД=0,72—0,8; для установок местного отопления КПД=0,65—0,8; z — число дней отопительного периода.

Среднюю удельную тепловую характеристику отапливаемых зданий при расчетной температуре наружного воздуха $t_{расч}$ = —30° С выбирают по табл. 55.

Расчетный часовой расход газа на отопление определяется по формуле

$$Q_ч = \frac{W_{от}\, q_{ср}(t_в - t_{расч})}{Q_н^р\, \eta_{от.уст}},$$

где $Q_ч$ — часовой расход газа на отопление; м³/ч; $t_{расч}$ — расчетная отопительная температура наружного воздуха, °С.

Таблица 55. Средние удельные тепловые характеристики жилых и общественных зданий ($q_{ср}$) при $t_{расч} = -30°$ С

Число этажей	Средняя удельная тепловая характеристика, ккал/(м³·ч·град)
1	0,6—0,7
1—3	0,4—0,5
4—5	0,35—0,4
6 и более	0,3—0,4

Пример. Определить годовой расход газа на отопление жилых и общественных зданий города с населением 200 тыс. чел. при следующих условиях: на газовое топливо переведены все отопительные установки; расчетная отопительная температура наружного воздуха $t_{расч} = -30°$ С, средняя тепловая характеристика отапливаемых зданий $q_{ср} = 0{,}35$ ккал/(м³·ч·град); $t_{ср}$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный период — 5° С; z — продолжительность отопительного периода 190 дней; КПД отопительных установок $\eta_{уст} = 0{,}75$; теплота сгорания газа $Q_н^р = 8200$ ккал/м³.

На 1 человека принята норма кубатуры жилых зданий 60 м³ и общественных зданий 10 м³.

Решение. Отапливаемая кубатура составит:

жилых строений

$$W_ж = 200\,000 \cdot 60 = 12\,000\,000 \text{ м}^3;$$

общественных

$$W_{общ} = 200\,000 \cdot 10 = 2\,000\,000 \text{ м}^3.$$

Принимаем температуру воздуха внутри жилых домов $t_{в.ж} = 18°$ С и общественных зданий $t_{в.общ} = 16°$ С. Годовой расход газа составит:

$$Q_{от} = \frac{[W_ж\, q_{ср}\,(t_{в.ж} - t_{ср}) + W_{общ}\, q_{ср}\,(t_{в.общ} - t_{ср})]\, z \cdot 24}{Q_н^р \cdot \eta_{от.уст}} =$$

$$= \frac{12\,000\,000 \cdot 0{,}35\,(18 + 5) + 2\,000\,000 \cdot 0{,}35\,(16 + 5)\, 190 \cdot 24}{8200 \cdot 0{,}75} =$$

$$= 82\,000\,000 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Из примера видно, что расход газа на отопление в 4 раза превышает бытовой расход. В нашем примере обеспеченность жильем принята равной 9 м² на 1 человека. При большей обеспеченности, а также для северных районов это превышение еще большее. Для дальнейших расчетов принимаем, что к концу расчетного периода на газ будет переведено $^2/_3$ отопительных установок. Тогда расчетный отопительный расход составит 59 300 000 м³/год.

Потребление газа предприятиями. Промышленные предприятия используют газ для технологических целей и на отопление. В отдельных случаях газ может приме-

няться в качестве технологического сырья. Потребное количество газа для действующих предприятий наиболее часто определяют по фактическому расходу условного топлива. При этом необходимо учитывать некоторое повышение КПД установок в связи с переводом их на газ, а также возможное расширение предприятий. Для вновь строящихся и проектируемых предприятий расход топлива, в том числе и газа, берут из проекта. В крупных городах наряду с крупными предприятиями, для которых потребление газа может быть определено с достаточной точностью как по величине, так и по режиму, имеется также мелкая городская промышленность. Для этих потребителей вследствие их большого числа и разнообразия, а также непостоянства технологии подсчет расхода газа связан со значительными трудностями. Поэтому при составлении проектов газоснабжения для этой группы потребителей расход газа принимают равным до 10% суммарного расхода населением и коммунально-бытовыми предприятиями.

3. РЕЖИМ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Годовой расход газа дает возможность оценить величину газопотребления городом. Однако для расчета сетей и сооружений знание только годового расхода недостаточно, так как за расчетный принимается часовой расход. Для определения часового расхода необходимо изучить характер изменения расхода во времени, т. е. режим газопотребления. Расходы обычно рассматривают по отдельным группам потребителей. Расход газа городом при нормальном газоснабжении не может регулироваться городской газовой сетью, так как потребители забирают из газовой сети столько газа, сколько им требуется в данный момент. Таким образом, расход газа является своего рода независимым переменным в системе газоснабжения и для расчета сети всегда должен быть известен. Расход газа во времени обычно представляют графически. Графики составляют на основе опыта эксплуатации газового хозяйства городов, находящихся в аналогичных условиях. Конечно, полного совпадения принятых при составлении проекта графиков расхода с фактическим никогда не будет. Однако тщательно выбранные и продуманные при составлении проекта графики расхода принимают за документ, в точности определяющий режим газопотребле-

ния. В связи с этим составлению графиков газопотребления и определению расчетных расходов газа должно быть уделено особое внимание, так как от этого зависит величина выбранных диаметров газопроводов и надежность газоснабжения. Расход газа в городе или другом населенном пункте практически никогда не бывает постоянным и все время колеблется. Различают следующие колебания расхода газа: *месячные, суточные* и *часовые*.

Месячные колебания расходов. Из опыта эксплуатации известно, что наибольшие колебания расхода газа по месяцам года отмечаются при использовании газа для отопления, а также для приготовления пищи и горячей воды. Наибольший отопительный расход газа наблюдается в зимнее время, в дни и месяцы наиболее низких температур. В летнее время подача газа на отопление полностью прекращается. Расход газа на приготовление пищи и горячей воды в зимнее время также достигает максимума, значительно сокращаясь в летнее время. Знание месячных колебаний расходов газа позволяет оценивать нагрузку газовых сетей в различные месяцы года и правильно планировать поступление газа от источников.

Колебания расходов газа квартирами. Величина колебаний расхода газа квартирами для бытовых целей не является постоянной для всех городов, но характер колебаний остается неизменным. В зимние месяцы расход увеличивается, а летом уменьшается. Средние месячные колебания расходов за ряд лет для Москвы, а также для другого крупного города приведены в табл. 56. При определении месячных колебаний расходов газа квартирами, так же как и другими группами потребителей, величину колебаний определяют по расходу газа одной квартирой (потребителем), так как количество газифицированных квартир к концу года всегда увеличивается. В отдельные

Таблица 56. Средние месячные колебания расхода газа квартирами для бытовых целей

Город	Среднесуточный расход газа за месяц к среднесуточному расходу за год, %											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Москва	126	126	120	112	99	82	67	69	83	94	108	114
Крупный город	125	125	121	113	95	82	63	63	82	98	108	125

Таблица 57. Сезонные колебания расхода топлива на отопительные нужды

Город	Расчетная температура для проектирования, °С	Отопительный период		Расход топлива на отопительные нужды по месяцам, % годового						
		продолжительность, сут	средняя температура, °С	январь	февраль	март	апрель	октябрь	ноябрь	декабрь
Алма-Ата	—24	179	—3	27,9	23,3	15,0	—	3,9	15,5	14,4
Ашхабад	—11	111	4,9	41,4	24,5	—	—	—	5,8	28,3
Баку	—3	110	4,8	34,1	28,7	19,4	—	—	—	17,8
Верхотурье	—34	—	—	21,1	17,4	14,1	6,2	7,3	13,9	19,9
Вильнюс	—21	201	—0,7	21,9	18,6	15,3	4,3	5,2	14,9	19,8
Горький	—28	217	—4,9	21,1	18,1	15,4	6,5	6,5	12,8	19,1
Ереван	—18	151	—0,2	32,7	25,7	12,7	—	—	7,2	21,7
Иваново	—28	223	—4,4	21,5	18,5	15,5	6,2	6,6	12,6	19,1
Иркутск	—35	243	—8,8	22,4	17,6	13,7	6,2	6,7	13,7	19,7
Киев	—21	191	—1,2	23,4	20,4	15,6	4,2	3,4	12,7	20,3
Кузнецк	—29	217	—5,5	21,5	19,0	15,9	6,1	5,9	12,5	19,3
Кустанай	—36	—	—	21,2	19,3	15,8	6,0	5,3	12,1	20,3
Ленинград	—24	223	—2,0	21,0	19,0	16,4	7,6	5,6	12,2	18,2

Минск	—22	206	—1,4	20,6	17,6	14,8	9,0	8,1	12,9	17,9
Москва	—26	212	—3,7	21,4	18,7	15,8	6,4	6,2	12,5	19,0
Нижний Тагил	—33	233	—6,5	21,1	16,9	18,8	6,3	7,7	14,2	20,0
Новосибирск	—39	228	—8,9	21,0	17,8	15,0	7,3	6,1	13,5	19,3
Оренбург	—28	204	—6,8	21,2	19,1	15,9	10,2	5,2	10,6	17,8
Петрозаводск	—26	237	—2,9	19,5	17,2	14,1	10,2	9,4	12,8	16,7
Рига	—21	211	—0,8	20,8	17,6	15,7	6,9	5,8	14,5	18,7
Свердловск	—32	233	—6,5	21,4	17,5	14,5	6,4	7,0	13,5	19,7
Смоленск	—24	213	—2,6	21,3	18,7	15,8	6,3	6,1	12,7	19,1
Сыктывкар	—32	245	—6,1	20,5	17,5	14,5	7,0	7,8	13,5	19,2
Ташкент	—13	131	2	34,3	23,7	36,8	6,8	—	9,9	25,3
Таллин	—21	224	—0,6	19,8	18,8	17,2	9,5	5,7	11,8	17,2
Тбилиси	—17	—	—	27,9	26,4	9,5	—	—	7,4	34,8
Ухта	—37	259	—7,2	20,6	17,5	15,1	7,9	7,5	13,1	18,3
Фрунзе	—21	159	—0,5	14,9	27,4	14,6	—	—	15,1	28,0
Череповец	—27	232	—4,2	20,8	19,2	15,5	7,2	7,0	12,7	13,6
Челябинск	—32	222	—6,8	21,3	18,2	15,1	6,1	6,7	13,4	19,2

годы фактические месячные расходы в зимнее время превышают приведенные средние на 10—12%.

Колебания отопительных расходов. Расход газа для отопления определяется климатическими условиями и может быть вычислен по приведенным выше формулам, а также по формуле расхода условного топлива

$$B = W_{от}\, bz\, (t_в - t_н),$$

где B — расход условного топлива ($Q_н^р = 7000$ ккал/кг), кг; $W_{от}$ — объем отапливаемого здания по наружному объему, м³; b — удельный расход условного топлива, кг/сут, на 1 м³ здания по наружному объему при разности расчетных температур воздуха внутри и снаружи здания; z — число дней отопительного периода; $t_в$ — расчетная преобладающая температура внутри здания; $t_н$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный период; $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания топлива.

Удельный расход топлива зависит от климатического пояса и объема отапливаемых зданий. В связи с этим расход топлива за отопительный период для городов и населенных пунктов, находящихся в различных климатических поясах, различен. Колебания отопительных расходов по месяцам года в зависимости от климатического пояса приведены в литературе. Для отдельных городов они даны в табл. 57. Для второго климатического пояса (Москва) величина месячных расходов топлива для средних многолетних температур приведена в табл. 58. Таким образом, зная теплоту сгорания газа, можно определить расход его на тот или иной период, а также вычислить колебания этих расходов для различных месяцев года.

Таблица 58. Месячный расход топлива для Москвы, % годового расхода

Показатель	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель
Расход топлива, % годового	6	14	19	21	18	16	6
Среднемесячная температура, °С	3,7	—2,2	—8	—10,3	—9,6	—4,9	3,7

Колебания расхода газа коммунально-бытовыми предприятиями и учебными заведениями. Для коммунально-бытовых предприятий характерным является неравномерность расхода газа по месяцам года. Наибольшая неравномерность расхода газа наблюдается в банях.

Таблица 59. Колебания месячных расходов газа в коммунально-бытовых предприятиях и учреждениях

Потребитель	Месячный расход газа, % среднемесячного расхода за год					
	I	II	III	IV	V	VI
Бани	150	140	140	116	82	60
Прачечные	102	107	126	102,5	92,5	80,5
Предприятия общественного питания	104	103,5	105	103,5	102	98,5

Продолжение табл. 59

Потребитель	Месячный расход газа, % среднемесячного расхода за год					
	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Бани	54	50	64	95	117	132
Прачечные	84	80,5	94	96	109	126
Предприятия общественного питания	97	92,5	93,5	97,5	101	102

Колебания месячных расходов газа банями, прачечными и предприятиями общественного питания приведены в табл. 59.

Среднемесячные колебания расхода газа по Московской области при годовом объеме газопотребления 9 млрд. м^3 для всех потребителей области, а также для коммунально-бытовых потребителей за пять лет (1971—1975) приведены в табл. 60. Из этой таблицы видно, что максимальный месячный расход газа всеми потребителями области составляет (в декабре) 11,6% среднегодо-

Таблица 60. Средние месячные колебания расхода газа по Московской области за пять лет (1971—1975)

Потребление и среднемесячная температура	Расход газа по месяцам, % среднегодового расхода					
	I	II	III	IV	V	VI
Всеми потребителями	11,4	10,3	10,7	8,7	6,2	5,3
Населением и коммунально-бытовыми предприятиями	13,9	12,2	11,8	9,1	5,5	3,8
Среднемесячная температура, °С	—5,1	—5,5	—1,1	+6,6	+12,7	+18,1

Продолжение табл. 60

Потребление и среднемесячная температура	Расход газа по месяцам, % среднегодового расхода					
	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Всеми потребителями	5,1	5,4	6,0	8,9	10,4	11,6
Населением и коммунально-бытовыми предприятиями	3,2	3,3	4,6	8,6	11,3	12,7
Среднемесячная температура, °С	+19,1	+19,1	+17,5	+3,7	+0,4	—3,6

вого расхода, а населением и коммунально-бытовыми предприятиями (в январе) — 13,9%. Для других экономических районов, а также для отдельных городов величина месячных расходов будет несколько иной, но порядок цифр останется неизменным. При этом следует иметь в виду, что месячные расходы даны без корректировки на число потребителей и поэтому максимальный расход всеми потребителями пришелся на декабрь. Если же внести поправку на число потребителей, то максимальные месячные расходы будут в январе и составят 12% среднегодового расхода для всех потребителей и 14,2% среднегодового расхода для коммунально-бытовых предприятий и населения. Зная месячные колебания расходов газа, можно планировать заполнение подземных газохранилищ и отбор газа из них.

Суточные колебания расходов. Расчет газопроводов производится по максимальным часовым расходам, которые обычно соответствуют дням максимального газопотребления. Поэтому важно знать не только месячные расходы и колебания их, но и суточные расходы. Знать суточные колебания расходов газа необходимо также для определения режима работы источников газоснабжения и решения вопроса об обеспечении города газом в дни максимального газопотребления, а также для планирования заполнения и опорожнения газгольдерных парков и для установления давлений на выходе регуляторов. Различают суточные колебания расходов газа по дням недели в зависимости от наружной температуры воздуха, а также в предпраздничные дни.

Недельные колебания. Наблюдения показывают, что при пятидневной рабочей неделе в первые пять дней недели потребление газа сравнительно равномерное. Минимальный расход отмечается в субботу и воскресенье.

На величину колебаний серьезное влияние оказывает характер использования газа. Некоторое влияние также оказывает период (сезон) времени года. Характер суточных колебаний расхода газа в зимний и летний периоды потребителями Московской области приведен на рис. 112. Для наблюдений взяты недельные отрезки времени, когда температура в отдельные дни колебалась не более чем на 2° С и составляла в летний период плюс 18—20° С, а в зимний период минус 5—7° С. Из рисунка видно, что в субботу и воскресенье суточный расход газа составляет 90—95% среднесуточного за неделю; максимальный суточный расход составляет 5% месячного, а зимние расходы превышают летние больше чем в 2 раза (следует отметить, что при более низкой температуре это превышение бывает в 2,5—2,7 раза).

Колебания расхода газа в зависимости от наружной температуры воздуха. При понижении температуры наружного воздуха растет не только отопительный, но и бытовой расход газа. Этот рост можно объяснить большим потреблением горячей пищи, а также использованием некоторого количества газа для дополнительного отопления, главным образом кухонь и нежилых помещений. Увеличение расхода невозможно теоретически рассчитать, поэтому его определяют по опытным данным, на основе фактических расходов при различных

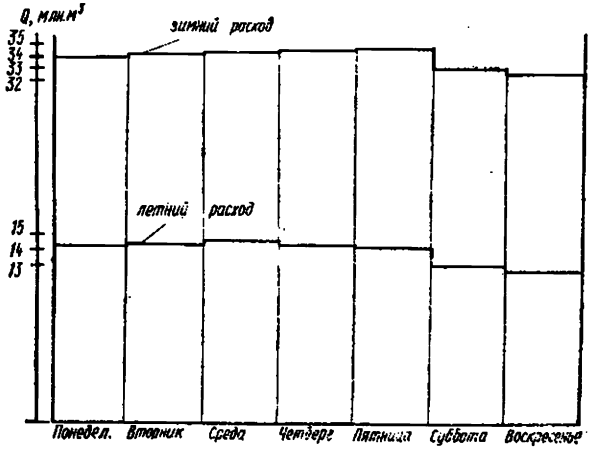


Рис. 112. Колебания расхода газа по дням недели

температурах. Для квартир расход газа при понижении температуры ниже 0° С может быть определен по формуле

$$Q_t = Q_0\left(1 + \frac{0{,}8t}{100}\right),$$

где Q_t — расход газа при отрицательной температуре, м³; Q_0 — расход газа при температуре 0° С, м³; t — отрицательная температура наружного воздуха, °С.

Предпраздничные и праздничные колебания расхода газа для бытовых целей. Наибольшей величины суточные колебания достигают в предпраздничные и праздничные дни. В предпраздничные дни наблюдается увеличение расходов, а в праздничные — уменьшение. Особенно большое увеличение расхода отмечается в предпраздничные дни с низкими температурами воздуха. Объясняется это повышением расхода газа для приготовления горячей воды на санитарно-гигиенические нужды, а также для приготовления горячей пищи. В эти дни значительно увеличивается нагрузка газопроводов низкого давления и районных регуляторов.

Часовые колебания расхода газа. Часовые колебания необходимо знать для расчета газопроводов и регуляторов и для определения емкости газгольдерных парков или способов покрытия часовой неравномерности газопотребления. Без знания этих колебаний нельзя также правильно организовывать эксплуатацию газовых сетей и установок. Величина и характер часовых колебаний не являются постоянными и зависят как от характера использования газа, так и от дней недели. При использовании газа для приготовления пищи и горячей воды с помощью бытовых приборов наибольшие часовые расходы отмечаются в дневное и вечернее время, достигая 6,2—7% суточного расхода. Максимальные часовые расходы всеми коммунально-бытовыми потребителями также отмечаются в дневное и вечернее время, но величина их уменьшается и составляет только 6—6,5%. Расход газа промышленными предприятиями и особенно отопительными котельными сглаживает часовые колебания и в связи с этим в зимнее время величина часовых расходов всеми потребителями города или района составляет 4,5—5% суточного расхода.

Изменение расхода газа рассмотрим на примере. Предположим, что требуется определить расход газа городом и характер изменения этого расхода во времени при следующих условиях: годовой расход газа населением составляет 22 300 000 м³; расход газа коммунально-

бытовыми предприятиями 20 607 000 м³/год; отопительный расход для жилых и общественных зданий составляет 59 300 000 м³/год, из этого количества 10% приходится на долю местных отопительных установок периодического действия; промышленные предприятия города расходуют 80 000 000 м³/год; при этом 40% предприятий работает круглосуточно, непрерывно и равномерно; 40% предприятий работает в две смены, а остальные — в одну; 35% газа промышленные предприятия расходуют на отопление. Город расположен в центральной полосе СССР. Сначала определим расходы и проследим за характером их изменения для отдельных групп потребителей.

Расход газа населением и коммунальными предприятиями. Среднемесячные колебания расхода газа населением и коммунально-бытовыми предприятиями принимаем одинаковыми (см. табл. 56). При этом месячные расходы составляют величины, приведенные в табл. 61.

Часовые расходы коммунально-бытовыми потребителями определяем для дня максимального газопотребления за неделю в январе. При этом недельный расход составляет 1090 тыс. м³, а максимальный суточный (15,5% недельного расхода) — 171,2 тыс. м³. Величина часовых расходов и колебания их в % суточного расхода приведены в табл. 62.

Отопительный расход. Месячные колебания расходов на отопление жилых и общественных зданий, а также промышленных предприятий принимаем одинаковыми. Для центральной полосы Союза эти колебания расхода газа принимаем равными: в январе — 21; феврале — 18; марте — 16; апреле — 6; октябре — 6; ноябре — 14; декабре — 19% годового. Величина месячных отопительных расходов приведена в табл. 63.

Таблица 61. Месячные расходы газа населением и коммунальными предприятиями

Месяц	Месячный расход, % годового	Среднесуточный расход, % среднесуточного годового	Месячный расход, тыс. м³	Месяц	Месячный расход, % годового	Среднесуточный расход, % среднесуточного годового	Месячный расход, тыс. м³
Январь	10,7	126	4815	Июль	5,7	67	2562
Февраль	9,65	126	4325	Август	5,9	69	2650
Март	10,15	120	4565	Сентябрь	6,9	83	3090
Апрель	9,25	112	4145	Октябрь	7,95	94	3585
Май	8,5	99	3800	Ноябрь	8,9	108	3995
Июнь	6,75	82	3025	Декабрь	9,65	114	4350

Недельные колебания расхода газа на отопление не определяются, так как величина суточных расходов зависит исключительно от температуры наружного воздуха, но не от дней недели. Обычно вычисляют суточный расход для расчетной температуры, в нашем случае для —30° С.

Суточный расход на отопление:

Таблица 62. Часовые колебания расхода газа для коммунальных целей

Часы расхода газа	Часовой расход газа, % суточного расхода	Часовой расход газа, тыс. м³	Часы расхода газа	Часовой расход газа, % суточного расхода	Часовой расход газа, тыс. м³
1	1,8	3,04	14	5,3	9,06
2	1	1,71	15	5,4	9,22
3	0,8	1,37	16	5,4	9,22
4	0,8	1,37	17	5,8	9,9
5	0,8	1,37	18	5,8	9,9
6	2	3,42	19	5,9	10,1
7	3	5,13	20	5,9	10,1
8	4,5	7.7	21	5,8	9,9
9	5,5	9,33	22	5	8,55
10	5,8	9,9	23	4,3	7,35
11	5,7	9,76	24	3	5,13
12	5,4	9,22	Всего за сутки	100	171,2
13	5,3	9,06			

Таблица 63. Месячные отопительные расходы газа

Показатель	Январь	Февраль	Март	Апрель	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	За 1 год
Среднемесячная температура, °С	—10,3	—9,6	—4,9	3,7	3,7	—2,2	—8	—
Расход газа, % годового расхода	21	18	16	6	6	14	19	100
Расход газа на отопление жилых зданий, тыс. м³	12 400	10 700	9500	3550	3550	8300	11 300	59 300
Расход газа на отопление промышленных предприятий, тыс. м³	5950	5030	4460	1680	1680	3900	5300	28 000

жилых и общественных зданий

$$Q_{ж.д} = \frac{12\,400\,000}{31}\,\frac{18+30}{18+10{,}3} = 678\,000\ м^3;$$

промышленных предприятий

$$Q_{пр} = \frac{5\,950\,000}{31}\,\frac{(16+30)}{(16+10{,}3)} = 335\,000\ м^3.$$

Суммарный отопительный расход

$$Q_{сум} = 678\,000 + 335\,000 = 1\,013\,000\ м^3.$$

При централизованном использовании газа на отопление расход газа принимают равномерным в течение суток и величину часовых расходов определяют делением суточного расхода на 24. В тех случаях, когда газ используется в местных отопительных установках периодического действия, определение часовых расходов связано со

значительными трудностями. Эти трудности заключаются в том, что недостаточно изучен характер колебаний расходов. Обычно при расчетах принимается два натопа по 2—4 ч каждый (в зависимости от климатического пояса). Время натопа относится на утренние и вечерние часы. Для рассматриваемого случая продолжительность натопа принимаем 3 ч.

Величина часовых расходов на отопление равна:

для центрального отопления

$$Q_{ц} = 0{,}9\,\frac{678\,000}{24} = 25\,400\ м^3;$$

для местного отопления

$$Q_{м} = 0{,}1\,\frac{678\,000}{24}\,\frac{24}{3+3} = 11\,300\ м^3;$$

для промышленности

$$Q_{пр} = \frac{335\,000}{24} = 13\,950\ м^3.$$

Суммарный часовой расход на отопление

$$Q_{сум} = 25\,400 + 11\,300 + 13\,950 = 50\,650\ м^3.$$

Расход газа промышленностью. Для вычисления месячных расходов предприятиями сначала определяем расход на технологические цели, который получается вычитанием из общего расхода промышленностью отопительного расхода предприятий:

$$Q_{техн} = Q_{общ} - Q_{отоп} = 80\,000\,000 - 28\,000\,000 = 52\,000\,000\ м^3.$$

Таблица 64. Результаты расчета месячных расходов газа промышленными предприятиями

Расход газа, тыс. м³	I	II	III	IV	V	VI	VII
На технологию	4420	3980	4420	4270	4420	4270	4420
На отопление	5950	5030	4460	1680	—	—	—
Суммарный	10 370	9010	4880	5950	4420	4270	4420

Продолжение табл. 64

Расход газа, тыс. м³	VIII	IX	X	XI	XII	За 12 месяцев
На технологию	4420	4270	4420	4270	4420	52 000
На отопление	—	—	1680	3900	5300	28 000
Суммарный	4420	4270	6100	8170	9220	80 000

Таблица 65. Результаты расчета часовых расходов газа промышленными предприятиями

Режим работы предприятий	Определение суточного расхода, тыс. м³	Часовой расход, м³										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Непрерывный	$\frac{52\,000 \cdot 0{,}4}{365} = 57$	2375	2375	2375	2375	2375	2375	2376	2376	2376	2375	2376
Двухсменный	$\frac{52\,000 \cdot 0{,}4}{300} = 69{,}3$	—	—	—	—	—	—	—	4333	4333	4333	4333
Односменный	$\frac{52\,000 \cdot 0{,}2}{300} = 34{,}7$	—	—	—	—	—	—	—	—	4333	4333	4333
Суммарный расход	161	2375	2375	2375	2375	2375	2375	2376	6709	11 042	11 042	11 042

Продолжение табл. 65

Режим работы предприятий	Определение суточного расхода, тыс. м³	Часовой расход, м³												
		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Непрерывный	$\frac{52\,000 \cdot 0{,}4}{365} = 57$	2376	2376	2375	2375	2375	2375	2375	2375	2375	2375	2375	2375	2375
Двухсменный	$\frac{52\,000 \cdot 0{,}4}{300} = 69{,}3$	4333	4333	4333	4333	4333	4333	4333	4333	4333	4333	4333	4333	4333
Односменный	$\frac{52\,000 \cdot 0{,}2}{300} = 34{,}7$	4333	4333	4333	4333	4333	—	—	—	—	—	—	—	—
Суммарный расход	161	—	—	—	—	—	—	—	6708	6708	6708	6708	6708	2375

Таблица 66. Результаты расчета суммарных месячных расходов газа городом, м³

Вид потребления газа	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Итого
Населением и коммунальными предприятиями	4815	4325	4565	4145	3800	3025	2562	2650	3090	3585	3995	4350	44 907
На отопление:													
жилых домов	12 400	10 700	9500	3550	—	—	—	—	—	3550	8300	11 300	59 300
предприятий	5950	5030	4460	1680	—	—	—	—	—	1680	3900	5300	28 000
Для технологических целей	4420	3980	4420	4270	4420	4270	4420	4420	4270	4420	4270	4420	52 000
Итого	27 585	24 035	22 945	13 645	8220	7290	6982	7070	7360	13 235	20 465	25 370	184 207

Обычно при вычислении месячных расходов газа промышленностью принимают поправочные коэффициенты, учитывающие изменение расхода в зависимости от температуры наружного воздуха: для декабря, января и февраля $K=1{,}05$; для марта, апреля, мая, сентября, октября и ноября $K=1$; для июня, июля и августа $K=0{,}95$. Но для нашего случая коэффициенты не вводим, так как эти колебания расхода газа покрываются отопительными расходами и технологический расход принимаем равномерным. В течение года месячные расходы определяют по среднесуточному расходу за год, умноженному на число дней месяца. Расчет сводим в табл. 64. Часовые расходы промышленностью определяем исходя из условий, что при односменной работе рабочий день начинается в 8 ч и заканчивается в 16 ч, а при двухсменной — начинается в 7 и заканчивается в 24 ч. Расчеты сводим в табл. 65.

Общий расход газа городом. Суммарный расход газа городом складывается из расхода газа населением и коммунальными предприятиями, отопительных расходов и расхода газа для технологических целей промышленными предприятиями. При составлении проекта газоснабжения города для расчета газопроводов определяют часовые расходы, а для оценки режима газопотребления также суммарные месячные расходы. Для нашего случая величины суммарных месячных расходов сведены в табл. 66, а характер изменения расхода за год показан на графиках (рис. 113). Суммарные часовые расходы подсчитываем для обычных зимних условий при температуре наружного воздуха —30° С. Продолжительность топки печей принимаем с 6 до 10 и с 18 до 22 ч.

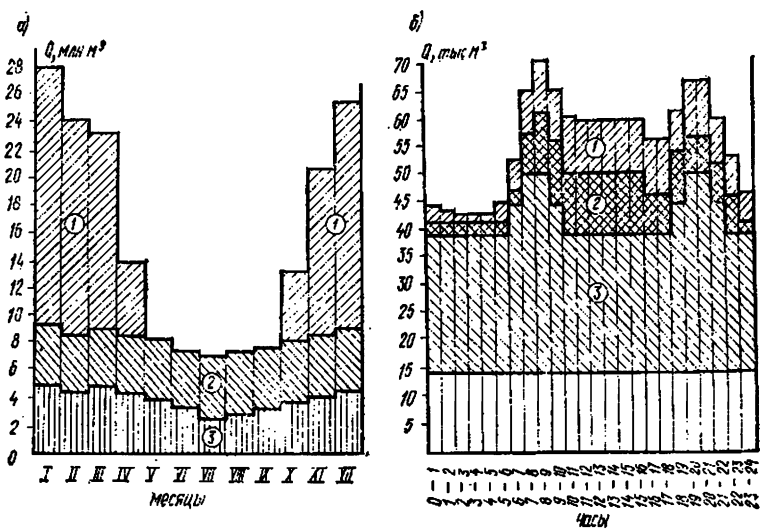


Рис. 113. Графики расхода газа городом

а — годовой (по месяцам); *б* — суточный (по часам суток); *1* — расход на отопление; *2* — расход промышленностью (на технологию); *3* — бытовой расход

4. РАСЧЕТНЫЙ ЧАСОВОЙ РАСХОД ГАЗА И КОЭФФИЦИЕНТ ЧАСОВОГО МАКСИМУМА

Часовые расходы определяют для различных групп потребителей для дней максимального газопотребления и за расчетный принимают суммарный максимальный часовой расход. Пример определения суммарных часовых расходов приведен в табл. 67, откуда видно, что максимальный часовой расход приходится на период с 19 до 20 ч и равен 67,46 тыс. м³. В связи с тем что максимальные часовые расходы обычно приходятся на месяцы и дни максимального газопотребления, величину этих расходов можно определить как максимальную часть суточного расхода (за час) в месяц наибольшего газопотребления, т. е. как произведение коэффициентов месячной, суточной и часовой неравномерности. При этом максимальный коэффициент часовой неравномерности за год $K_{ч.г}^{макс}$ будет равен произведению коэффициентов месячной неравномерности $K_{м.н}^{макс}$, суточной неравномерности $K_{с.н}^{макс}$ и часовой неравномерности (за сутки) $K_{ч.н.с}^{макс}$:

$$K_{ч.г}^{макс} = K_{м.н}^{макс} K_{с.н}^{макс} K_{ч.н.с}^{макс}.$$

Для рассмотренного выше примера $K_{м.н}^{макс} = 0{,}142$; $K_{с.н}^{макс} = 0{,}05$; $K_{ч.н.с}^{макс} = 0{,}05$, откуда

$$K_{ч.г}^{макс} = 0{,}142 \cdot 0{,}05 \cdot 0{,}05 = 0{,}000355 = 1/2800.$$

Следовательно, при годовом объеме газопотребления 184,2 млн. м³ расчетный часовой расход составит:

$$Q_{р.ч} = 184{,}2 \cdot 1/2800 = 65{,}38 \text{ тыс. м}^3.$$

Полученная величина расхода близка к расходу (64,46 тыс. м³), который был определен по совмещенным графикам газопотребления.

При разработке проектов газоснабжения городов и других населенных пунктов, если не предусматривается покрытие сезонной и суточной неравномерности газопотребления, при нахождении расчетных часовых расходов используют только коэффициент часовой неравномерности за год, называемый коэффициентом часового максимума. При этом коэффициенты месячной и суточной неравномерности не определяют. Расчетный часовой расход газа $Q_{р.ч}$ (м³/ч) на хозяйственно-бытовые и комму-

Таблица 67. Суммарные часовые расходы газа городом, тыс. м³

Вид потребления газа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Населением и коммунальными предприятиями	3,04	1,51	1,37	1,37	1,37	1,37	3,42	5,13	7,7	9,33	9,9	9,76	9,22
На отопление жилых домов:													
для центральных котельных	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
для печей	—	—	—	—	—	—	5,65	11,3	11,3	5,65	—	—	—
На отопление предприятий	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95
Для технологических целей	2,37	2,37	2,37	2,37	2,38	2,38	2,38	2,38	6,71	11,04	11,04	11,04	11,04
Общий расход	44,76	43,43	43,09	43,1	43,1	45,15	52,52	65,06	65,06	65,94	60,15	59,61	59,45

Продолжение табл. 67

Вид потребления газа	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	За сутки
Населением и коммунальными предприятиями	9,06	9,06	9,22	9,22	9,9	9,9	10,1	10,1	9,9	7,35	5,13	171,2
На отопление жилых домов:												
для центральных котельных	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	610,2
для печей	—	—	—	—	—	5,65	11,3	11,3	5,65	—	—	67,8
На отопление предприятий	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	335
Для технологических целей	11,04	11,04	11,04	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	2,37	161
Общий расход	59,45	59,61	59,61	55,96	55,96	61,81	67,46	67,26	60,26	53,41	46,85	1345,2

нальные нужды определяется как доля годового расхода по формуле

$$Q_{р.ч} = k_m Q_{год},$$

где k_m — коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа); $Q_{год}$ — годовой расход газа, м³/год.

Коэффициент часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по каждому району газоснабжения, сети которого представляют самостоятельную систему, гидравлически не связанную с системами других районов. Значения коэффициентов часового максимума расхода газа (без отопления) для городов и других населенных пунктов в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в табл. 68, а для коммунально-бытовых потребителей — в табл. 69.

Таблица 68. Коэффициенты часового максимума расхода газа для городов и других населенных пунктов

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума k_m	Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума k_m
1	1/800	40	1/2500
2	1/2000	50	1/2600
3	1/2050	100	1/2800
5	1/2100	300	1/3000
10	1/2200	500	1/3300
20	1/2300	750	1/3500
30	1/2400	1000 и более	1/3700

Таблица 69. Коэффициенты часового максимума расхода газа для коммунально-бытовых предприятий

Предприятия	Коэффициент часового максимума k_m
Бани	1/1600—1/2300
Прачечные	1/2300—1/3000
Больницы	1/2500—1/3000
Гостиницы	1/1800—1/2200
Предприятия общественного питания	1/1800—1/2200

Примечание. Для бань и прачечных коэффициенты часового максимума расхода газа приняты с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

ГЛАВА XI. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

1. РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ

Гидравлический расчет газопроводов сводится к отысканию зависимости между диаметром труб, расходом газа и потерей давления. Эта задача решается различно, в зависимости от характера движения газа в газопроводах. Известно, что газ по трубам движется либо параллельно струйками (ламинарно), либо вихреобразно (турбулентно). Различают следующие стадии (области) турбулентного движения, у каждой из которых свой характер движения и свои значения коэффициента сопротивления λ: стадия гидравлической гладкости труб, соответствующая начальной стадии турбулентного движения; стадия квадратичной зависимости сопротивления от скорости движения, так называемая область гидравлической шероховатости труб, отвечающая полностью развившемуся турбулентному движению; область переходной зависимости между этими двумя стадиями. В настоящее время математически обоснованная зависимость потерь давления от диаметра и расхода установлена только для ламинарного движения. Для турбулентного движения, которое является основным для газопроводов, пользуются зависимостью, установленной экспериментальным путем.

Газопроводы низкого и высокого (среднего) давления рассчитывают по различным формулам. Это объясняется не различной величиной абсолютного давления, а величиной перепада давления (степенью изменения плотности газа). У газопроводов низкого давления перепад давления относительно небольшой ($\gamma \approx \text{const}$), а у газопроводов высокого давления перепад имеет значительную величину ($\gamma \neq \text{const}$). При определении величины потери давления в газопроводах низкого давления объем движущегося по газопроводу газа принимают постоянным, так как начальное давление от конечного отличается незначительно, практически не более чем на 1 кПа (100 мм вод. ст.). В газопроводах высокого и среднего давления объем газа увеличивается за счет значительного снижения давления. Следовательно, все физические параметры газа и прежде всего плотность и объем являются величинами переменными. Поэтому

при расчетах потерь давления необходимо учитывать начальное и конечное давление.

Формулы для расчета газопроводов низкого давления. Потерю давления в газопроводах низкого давления определяют по общей формуле

$$H = 64\lambda \frac{l}{d^5} Q^2 \cdot \gamma,$$

где H — потеря давления, кгс/м²; λ — коэффициент гидравлического сопротивления (безразмерный); Q — расход газа, м³/ч; d — внутренний диаметр газопровода, см; γ — плотность газа, кг/м³; l — расчетная длина газопровода, м.

В зависимости от режима движения газа по газопроводу и соответствующих коэффициентов гидравлического сопротивления для определения потери давления в газопроводах низкого давления рекомендуются следующие формулы:

для ламинарного движения газа, характеризуемого числом Рейнольдса $\mathrm{Re} \leqslant 2000$ и $\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}$

$$H = 115\,420 \frac{Q^2}{d^4} \nu\gamma l,$$

где ν — коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с (при температуре 0° С и давлении 760 мм рт. ст.);

для критического режима при $\mathrm{Re} = 2000 - 4000$ и $\lambda = 0{,}0025\sqrt[3]{\mathrm{Re}}$

$$H = 0{,}0526 \frac{Q^{2{,}333}}{d^{5{,}333} \nu^{0{,}333}} \gamma l;$$

для турбулентного режима при $\mathrm{Re} > 4000$ и $\lambda = 0{,}11 \times \left(\frac{k_э}{d} + \frac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0{,}25}$

$$H = 7\left(\frac{k_э}{d} + 1922 \frac{\nu d}{Q}\right)^{0{,}25} \frac{Q^2}{d^5} \gamma l,$$

где $k_э$ — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубы, см (для стальных труб $k_э = 0{,}01$ см).

Наибольшее распространение для расчета газопроводов низкого давления получила следующая формула:

$$H = 46{,}72 l \frac{Q^{1{,}75}}{d^{4{,}75}} \nu^{0{,}25},$$

где H — потеря давления, мм вод. ст.; l — длина газопровода, м; d — диаметр газопровода, см.

Для природного газа плотностью 0,78—0,8 кг/м³ эта формула имеет следующий вид:

$$H = 2{,}32\frac{Q^{1{,}75}}{d^{4{,}75}}\,l.$$

Формулы расчета газопроводов среднего и высокого давления. Общая эмпирическая формула для расчета газопроводов высокого и среднего давления

$$\frac{p_н^2 - p_к^2}{L} = 16.892\frac{Q^2\lambda SZ}{d^5},$$

где $p_н$ и $p_к$ — начальное и конечное давления газа в газопроводе, кгс/см²; L — длина участка газопровода, км; Q — часовой расход газа, м³/ч; d — диаметр газопровода, см; λ — коэффициент сопротивления; S — относительная плотность газа; Z — коэффициент сжимаемости, принимаемый равным единице для $p \leqslant 21$ кгс/см².

Для турбулентного режима движения газа эта формула имеет следующий вид:

$$\frac{p_н^2 - p_к^2}{l} = 1{,}45\cdot 10^{-3}\left(\frac{k_э}{d} + 1922\cdot\frac{\nu d}{Q}\right)^{0{,}25}\frac{Q^2}{d^5}\,\nabla,$$

где l — расчетная длина газопровода, м.

Анализируя расчетные формулы для газопроводов низкого давления, видим, что величина потерь давления прежде всего зависит от расхода газа и в еще большей степени от диаметра газопровода. С увеличением расхода газа увеличиваются (в квадрате) потери давления. Так, например, если увеличить подачу газа в три раза, потери давления возрастут почти в девять раз. Это необходимо учитывать при решении вопроса об увеличении нагрузки отдельных газопроводов, в противном случае в конце газопровода давление может оказаться недостаточным. Еще в большей степени (в пятой степени) сказывается изменение диаметра на потери давления. Если вместо труб диаметром 250 мм взять трубы диаметром 200 мм (т. е. диаметр уменьшить всего лишь на 20%), то потери давления возрастут более чем в три раза, а пропускная способность уменьшится в два раза. Изменение пропускной способности газопровода в зависимости от диаметров труб приведено в табл. 70. Длина газопровода и плотность газа влияют на потери давления в прямой зависимости, исходя из этого при проектировании сетей, надо добиваться минимальной протяженности газопроводов. Минимальной должна быть и плот-

Таблица 70. Пропускная способность газопроводов низкого давления в зависимости от диаметра труб, м³/ч

Диаметр труб, мм	Площадь поперечного сечения S, мм²	Отношение $S/79,5$	Пропускная способность
100	79,5	1	1
125	122,7	1,57	1,8
150	176,7	2,25	3
200	314,1	4	6,5
250	490,8	6,25	12
300	706,8	9	20
350	962	12,3	30
400	1256,6	16	43
450	1590,4	20	59
500	1963,5	25	79

ность газа, что достигается уменьшением балластных примесей в газе — азота и углекислоты (для искусственных газов). Для газопроводов высокого и среднего давления влияние отмеченных факторов сказывается меньше, так как здесь имеет место сжатие газа. За счет увеличения сжатия газа (увеличения давления) можно уменьшить диаметры газопроводов или по газопроводу одного и того же диаметра подавать большее количество газа. К сожалению, это положение на практике очень часто истолковывают неправильно, и нередко диаметры газопроводов высокого и среднего давления произвольно уменьшают, ошибочно полагая, что уменьшение диаметра может быть компенсировано увеличением сжатия газа (повышением давления) или увеличением перепада, который не лимитируется, как у газопроводов низкого давления, определенной величиной. Однако такое решение является неправильным, так как перепад давления, определяемый давлением в начале и в конце газопровода, весьма жестко регламентируется условиями газоснабжения города или района и произвольно изменен быть не может. Следует учитывать, что от пропускной способности газопроводов высокого и среднего давления зависит нормальное газоснабжение целых районов, а иногда и всего города. Поэтому к газопроводам высокого и среднего давления необходимо предъявлять еще более высокие требования в части соблюдения расчетных диаметров, чем к газопроводам низкого давления.

2. РАСЧЕТНЫЕ ТАБЛИЦЫ И НОМОГРАММЫ

На практике при расчете газопроводов расчетными формулами пользуются редко, так как даже наиболее простые из них требуют очень много времени для вычисления и усложняют расчет. Чаще всего для этих целей применяют таблицы, заранее составленные на основе расчетных формул, а для менее точных расчетов пользуются номограммами, построенными на логарифмической сетке в прямоугольных координатах. С помощью таблиц и номограмм можно определить потери давления для заданного расхода и диаметра труб или по потерям давления и расходу подбирать диаметр газопровода. Можно также определять пропускную способность газопровода при заданном перепаде давления. Таблицы составляются для реального газа с определенной плотностью. Для газопроводов низкого давления даются потери давления в мм вод. ст. на 1 м при различных расходах и диаметрах газопровода. Для расчета газопроводов низкого давления пользуются данными табл. 71, рассчитанными по формуле, рекомендованной СНиП:

$$H = 2{,}32\frac{Q^{1{,}75}}{d^{4{,}75}}\,l.$$

В этой таблице эквивалентные длины $l_э$ (м) соответствуют коэффициенту местных сопротивлений, равному $\xi = 1$.

Пользование таблицей рассмотрим на примерах.

Пример 1. Определить потери давления в газопроводе из водогазопроводных труб $d = 68$ мм, длиной 120 м при расходе природного газа 70 м³/ч. По табл. 71 находим, что для газопровода $d = 68$ мм при заданном расходе потери давления на 1 м составляют 0,436 мм вод. ст. Следовательно, на всей длине потери давления составляют $0{,}436 \cdot 120 = 52{,}32$ мм вод. ст.

Пример 2. По газопроводу протяженностью 100 м необходимо подать 80 м³/ч природного газа таким образом, чтобы потери давления составили не более 20 мм вод. ст. Потери давления по длине всего газопровода не будут превышать 20 мм вод. ст. при условии, если на 1 м они будут не более $20 : 100 < 0{,}25$ мм вод. ст. По табл. 71 находим, что эти условия обеспечиваются при применении труб диаметром 80 мм. При этом потери давления на 1 м составят 0,243 мм вод. ст.

Расчет газопроводов с помощью номограмм представляет собой графическое решение полученных выше уравнений (формул). Последние изображаются кривыми

зависимости $\frac{h}{l}$ или $\frac{p_н^2 - p_к^2}{L}$ от Q с диаметром d в качестве параметра. Для того чтобы по возможности от степенных зависимостей, свойственных этим уравнениям и изображающихся кривыми, перейти к линейным зависимостям, а также для обеспечения одной и той же степени точности графического решения уравнений во всех точках номограммы выбрана логарифмическая система координат. Номограмма для расчета газопроводов низкого давления при подаче природного газа, рассчитанная по приведенной выше формуле, показана на рис. 114. В номограмме на оси абсцисс отложены расчетные расходы газа Q, м³/ч, на оси ординат—удельные потери давления на 1 м трубопровода, мм вод. ст.; диаметры газопроводов располагаются на полученной логарифмической координатной сетке в виде прямых параллельных линий. Пользование номограммой рассмотрим на примере.

Пример 1. По газопроводу $d=150$ мм ($d_н \times s=159 \times 4{,}5$) подается 120 м³/ч природного газа. Определить потери давления на участке газопровода протяженностью 800 м.

На оси абсцисс номограммы находим точку, соответствующую расходу 120 м³/ч; из этой точки проводим горизонтальную линию до пересечения с линией $d_н \times s=159 \cdot 4{,}5$; перенеся полученную точку пересечения на ось ординат (опускаем перпендикуляр), получим значение потери давления на 1 м=0,025 мм вод. ст.; отсюда потеря давления на длине 400 м составит

$$\Delta H = 0{,}025 \cdot 800 = 20 \text{ мм вод. ст.}$$

Пример 2. Определить давление в конце газопровода: $d=200$ мм ($d_н \times s=219 \times 6$), $l=600$ м, по которому подается 450 м³/ч газа плотностью $\gamma=0{,}73$ кгс/м³, если начальное давление составляет 130 мм вод. ст.

По расходу и диаметру определяем удельные потери $\Delta H/l$, которые составляют 0,058 мм вод. ст.; по удельным потерям определяем потери давления по длине всего газопровода

$$\Delta H = 0{,}058 \cdot 600 = 34{,}8 \text{ мм вод. ст.;}$$

давление в конце газопровода составит

$$H_к = H_н - \Delta H = 130 - 34{,}8 = 95{,}2 \text{ мм вод. ст.}$$

Если с помощью номограммы потребуется вычислить потери давления для газа с другой плотностью по сравнению с принятой при составлении номограммы, то полученную потерю давления необходимо умножить на поправочный коэффициент, равный отношению плотности, или использовать вспомогательные таблицы (номограммы), которые позволяют определять эквивалентные

Таблица 71. Потери давления и эквивалентные длины для природных газов $\gamma = 0{,}73$ кг/м³ и $\nu = 14{,}3 \cdot 10^{-6}$ м²/с при 0° С и 760 мм рт. ст. (Трубы стальные водогазопроводные обыкновенные, ГОСТ 3262—62)

Q, м³/ч	$d_н \times s$, мм									
	21,25×2,75		26,75×2,75		33,5×3,25		42,25×3,25		48×3,5	
	d, мм									
	15,75		21,25		27		33,75		41	
	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м
0,1	0,019	0,04	—	—	—	—	—	—	—	—
0,15	0,029	0,06	—	—	—	—	—	—	—	—
0,2	0,039	0,08	0,011	0,08	—	—	—	—	—	—
0,25	0,049	0,1	0,014	0,1	—	—	—	—	—	—
0,3	0,058	0,12	0,017	0,12	—	—	—	—	—	—
0,35	0,068	0,13	0,02	0,13	—	—	—	—	—	—
0,4	0,078	0,15	0,023	0,15	—	—	—	—	—	—
0,45	0,088	0,17	0,026	0,17	0,01	0,17	—	—	—	—
0,5	0,097	0,19	0,029	0,19	0,011	0,19	—	—	—	—
0,55	0,107	0,21	0,032	0,21	0,012	0,21	—	—	—	—
0,6	0,117	0,23	0,035	0,23	0,013	0,23	—	—	—	—
0,65	0,127	0,25	0,038	0,25	0,014	0,25	—	—	—	—
0,7	0,137	0,27	0,041	0,27	0,015	0,27	—	—	—	—
0,75	0,146	0,29	0,044	0,29	0,017	0,29	—	—	—	—
0,8	0,156	0,31	0,047	0,31	0,018	0,31	—	—	—	—
0,85	0,166	0,33	0,05	0,33	0,019	0,33	—	—	—	—
0,9	0,176	0,35	0,053	0,35	0,02	0,35	—	—	—	—

0,95	0,186	0,37	0,056	0,37	0,021	0,37	—	—	—	—
1	0,195	0,38	0,059	0,38	0,022	0,38	—	—	—	—
1,1	0,215	0,42	0,065	0,42	0,024	0,42	—	—	—	—
1,2	0,235	0,46	0,07	0,46	0,027	0,46	—	—	—	—
1,3	0,257	0,5	0,076	0,5	0,029	0,5	—	—	—	—
1,4	0,306	0,48	0,082	0,54	0,031	0,54	0,01	0,54	—	—
1,5	0,36	0,47	0,088	0,58	0,034	0,58	0,011	0,58	—	—
1,6	0,418	0,46	0,094	0,62	0,036	0,62	0,011	0,62	—	—
1,7	0,482	0,45	0,1	0,65	0,038	0,65	0,012	0,65	—	—
1,8	0,55	0,45	0,111	0,66	0,04	0,69	0,013	0,69	—	—
1,9	0,624	0,44	0,126	0,65	0,043	0,73	0,014	0,73	—	—
2	0,704	0,43	0,142	0,64	0,045	0,77	0,014	0,77	—	—
2,2	1,025	0,42	0,178	0,62	0,049	0,86	0,016	0,85	—	—
2,4	1,2	0,41	0,218	0,6	0,06	0,83	0,017	0,92	0,01	0,92
2,6	1,388	0,37	0,263	0,59	0,073	0,81	0,019	1	0,011	1
2,8	1,588	0,37	0,312	0,57	0,087	0,79	0,02	1,08	0,011	1,08
3	1,801	0,38	0,367	0,56	0,102	0,77	0,022	1,12	0,012	1,15
3,2	2,027	0,38	0,426	0,55	0,119	0,76	0,026	1,1	0,013	1,23
3,4	2,265	0,39	0,491	0,54	0,137	0,74	0,03	1,08	0,014	1,29
3,6	2,515	0,39	0,581	0,51	0,156	0,73	0,035	1,06	0,016	1,27
3,8	2,778	0,39	0,641	0,51	0,177	0,71	0,039	1,04	0,019	1,24
4	3,053	0,4	0,703	0,52	0,2	0,7	0,044	1,02	0,021	1,22
4,2	3,341	0,4	0,768	0,52	0,224	0,69	0,05	1	0,024	1,2
4,4	3,641	0,4	0,836	0,53	0,261	0,65	0,056	0,99	0,027	1,19
4,6	3,952	0,4	0,906	0,53	0,282	0,65	0,062	0,97	0,029	1,17
4,8	4,277	0,41	0,979	0,54	0,305	0,66	0,068	0,96	0,033	1,15
5	4,613	0,41	1,054	0,54	0,328	0,67	0,075	0,96	0,036	1,14
5,5	—	—	1,255	0,55	0,39	0,68	0,094	0,92	0,045	1,1

Продолжение табл. 71

Q, м³/ч	$d_н \times s$, мм									
	21,25×2,75		26,75×2,75		33,5×3,25		42,25×3,25		48×3,5	
	d, мм									
	15,75		21,25		27		33,75		41	
	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м
6	—	—	1,471	0,56	0,456	0,69	0,117	0,87	0,055	1,07
6,5	—	—	1,704	0,56	0,527	0,7	0,135	0,89	0,067	1,04
7	—	—	1,953	0,57	0,603	0,71	0,154	0,9	0,079	1,01
7,5	—	—	2,217	0,58	0,684	0,72	0,174	0,92	0,09	1,03
8	—	—	2,498	0,58	0,769	0,73	0,196	0,93	0,101	1,04
8,5	—	—	2,794	0,59	0,859	0,74	0,218	0,94	0,112	1,05
9	—	—	3,107	0,59	0,953	0,74	0,242	0,95	0,124	1,07
9,5	—	—	3,435	0,6	1,052	0,75	0,267	0,96	0,137	1,08
10	—	—	3,779	0,6	1,156	0,76	0,293	0,97	1,15	1,09
11	—	—	4,51	0,61	1,377	0,77	0,348	0,99	0,179	1,11
12	—	—	5,311	0,62	1,617	0,78	0,407	1	0,209	1,13
13	—	—	—	—	1,874	0,79	0,471	1,02	1,242	1,15
14	—	—	—	—	2,15	0,8	0,539	1,03	0,276	1,16
15	—	—	—	—	2,443	0,8	0,612	1,05	0,313	1,18
16	—	—	—	—	2,755	0,81	0,688	1,06	0,352	1,19
17	—	—	—	—	3,084	0,82	0,769	1,07	0,393	1,21
18	—	—	—	—	3,431	0,83	0,854	1,08	0,436	1,22

19	—	—	—	—	3,797	0,83	0,943	1,09	0,481	1,23
20	—	—	—	—	4,18	0,84	1,037	1,1	0,528	1,24
21	—	—	—	—	4,58	0,84	1,134	1,11	0,578	1,25
22	—	—	—	—	4,999	0,85	1,236	1,11	0,629	1,26
23	—	—	—	—	—	—	1,342	1,12	0,682	1,27
24	—	—	—	—	—	—	1,452	1,13	0,738	1,28
25	—	—	—	—	—	—	1,566	1,13	0,795	1,29
26	—	—	—	—	—	—	1,684	1,14	0,855	1,3
27	—	—	—	—	—	—	1,806	1,15	0,916	1,31
28	—	—	—	—	—	—	1,933	1,15	0,98	1,31
29	—	—	—	—	—	—	2,063	1,16	1,046	1,32
30	—	—	—	—	—	—	2,198	1,16	1,113	1,33
32	—	—	—	—	—	—	2,48	1,17	1,254	1,34
34	—	—	—	—	—	—	2,777	1,18	1,404	1,35
36	—	—	—	—	—	—	3,092	1,19	1,561	1,36
38	—	—	—	—	—	—	3,422	1,20	1,726	1,37
40	—	—	—	—	—	—	3,769	1,21	1,9	1,38
42	—	—	—	—	—	—	4,132	1,21	2,081	1,39
44	—	—	—	—	—	—	4,511	1,22	2,27	1,4
46	—	—	—	—	—	—	4,907	1,23	2,467	1,41
48	—	—	—	—	—	—	5,319	1,23	2,673	1,42
50	—	—	—	—	—	—	—	—	2,886	1,42
55	—	—	—	—	—	—	—	—	3,453	1,44
60	—	—	—	—	—	—	—	—	4,07	1,45
65	—	—	—	—	—	—	—	—	4,736	1,47

Продолжение табл. 71

Q, м³/ч	$d_н \times s$, мм					
	60×3,5		75,5×3,75		88,5×4	
	d, мм					
	53		68		80,5	
	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м	ΔH, кгс/м²	$l_э$, м
70	1,502	1,92	0,436	2,44	0,19	2,84
75	1,709	1,94	0,496	2,46	0,216	2,88
80	1,929	1,95	0,558	2,49	0,243	2,91
85	2,162	1,97	0,625	2,51	0,272	2,94
90	2,408	1,98	0,694	2,53	0,302	2,97
95	2,666	1,99	0,768	2,55	0,333	2,99
100	2,938	2	0,844	2,57	0,366	3,02
105	3,222	2,01	0,925	2,59	0,4	3,04
110	3,519	2,02	1,009	2,61	0,436	3,06
115	3,829	2,03	1,096	2,62	0,474	3,09
120	4,152	2,04	1,187	2,64	0,513	3,1
125	4,487	2,05	1,281	2,65	0,553	3,12
130	4,835	2,06	1,379	2,66	0,595	3,14
135	5,196	2,06	1,48	2,67	0,638	3,16
140	—	—	1,585	2,69	0,682	3,17
145	—	—	1,693	2,7	0,729	3,19
150	—	—	1,805	2,71	0,776	3,21
155	—	—	1,92	2,72	0,825	3,22

160	—	—	2,039	2,73	0,875	3,23
165	—	—	2,161	2,74	0,927	3,25
170	—	—	2,286	2,75	0,981	3,26
175	—	—	2,416	2,75	1,035	3,27
180	—	—	2,548	2,76	1,092	3,28
185	—	—	2,684	2,77	1,149	3,29
190	—	—	2,824	2,78	1,208	3,3
195	—	—	2,966	2,78	1,269	3,31
200	—	—	3,113	2,79	1,331	3,32
210	—	—	3,416	2,8	1,459	3,34
220	—	—	3,733	2,82	1,593	3,36
230	—	—	4,064	2,83	1,732	3,38
240	—	—	4,408	2,84	1,878	3,39
250	—	—	4,767	2,85	2,029	3,41
260	—	—	5,139	2,86	2,185	3,42
270	—	—	—	—	2,348	3,43
280	—	—	—	—	2,516	3,45
290	—	—	—	—	2,69	3,46
300	—	—	—	—	2,869	3,47
320	—	—	—	—	3,245	3,49
340	—	—	—	—	3,644	3,51
360	—	—	—	—	4,066	3,53
380	—	—	—	—	4,511	3,54
400	—	—	—	—	4,978	3,56

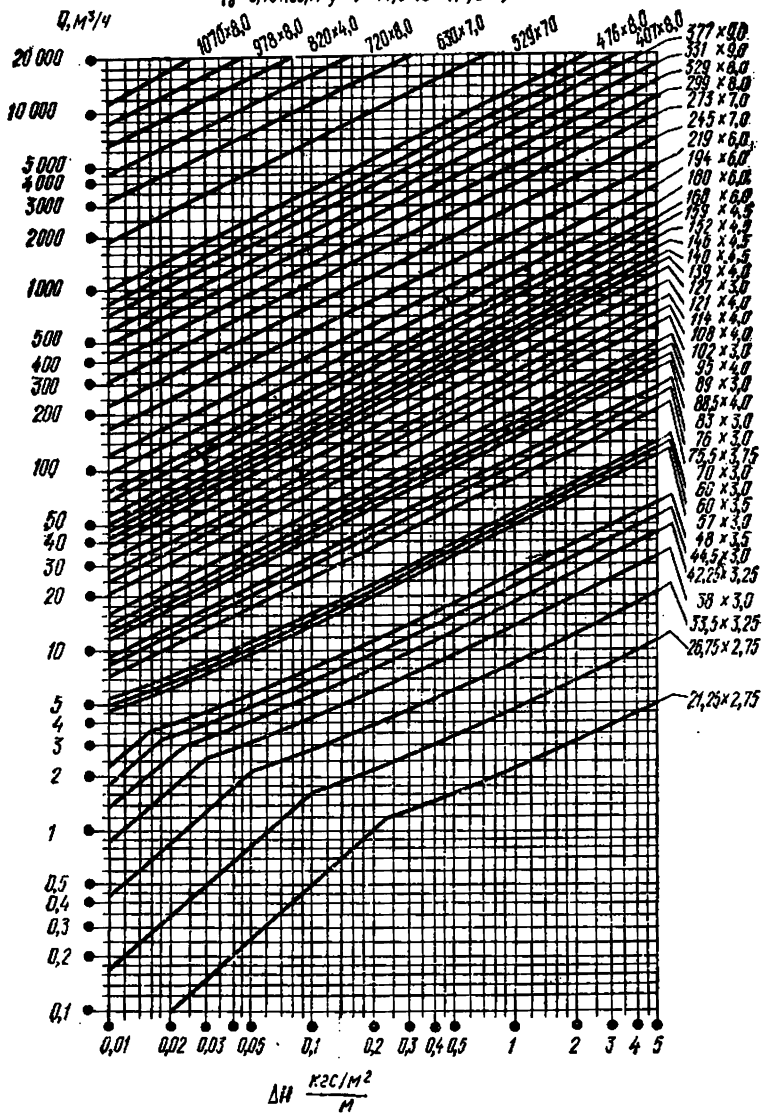


Рис. 114. Номограмма для расчета газопроводов низкого давления

расходы, дающие потери давления такие же, как и расход газа заданной плотности.

В номограмме для расчета газопроводов высокого и среднего давления на оси ординат отложены потери давления $\frac{p_н^2 - p_к^2}{L}$, а на другой оси — величины часового расхода газа Q, м³/ч. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давления (до 12 кгс/см²) при подаче природного газа плотностью $\gamma = 0{,}73$ кгс/м³ показана на рис. 115.

Рис. 115. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давления до 1,2 Па (12 кгс/см²)

Пользование номограммой рассмотрим на примере.

Пример. Дано: труба $d_н \times s = 219 \times 6$ мм, $Q = 12\,000$ м³/ч и $l = 2000$ м. Найти $p_н^2 - p_к^2$ для природного газа.

Сначала находим точки, соответствующие расходу 12 000 м³/ч (на оси Q, м³/ч) и диаметру 219×6 мм (на оси $d_н \times s$). Через найденные точки проводим линию *1* до пересечения с осью *I*. Затем на оси *I* находим точку, соответствующую 20, и через нее, а также через точку на оси *1* проводим линию *2* до пересечения с осью $p_н^2 - p_к^2$ и получаем $p_н^2 - p_к^2 = 0{,}12$ (кгс/см²)². Отметим, что шкала нанесена только от 10 до 100, так как величина l входит как множитель, т. е. $p_н^2 - p_к^2$ пропорционально l. Поэтому если $l > 100$, то следует результат, полученный по номограмме $p_н^2 - p_к^2$, умножить на 100. Так как в нашем примере $l = 2000$ м, а мы брали по номограмме 20 м, то величину, считанную с номограммы $p_н^2 - p_к^2 = 0{,}12$, умножаем на 100 и получаем конечный результат

$$p_н^2 - p_к^2 = 12\ (\text{кгс/см}^2)^2$$

3. МЕСТНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Рассмотренные выше формулы дают возможность определять потери давления на прямых участках газопровода. В то же время при движении газа по трубопроводу возникают дополнительные потери давления, вызываемые местными сопротивлениями вследствие изменения направления движения в фасонных частях и в запорной арматуре. Величину местных потерь давления (мм вод. ст.) определяют по формуле

$$h_м = \xi \frac{v^2}{2g} \gamma,$$

где ξ — коэффициент местного сопротивления, определяемый для каждого вида сопротивлений в отдельности (безразмерный); v — скорость газового потока, м/с; g — ускорение свободного падения, м/с²; γ — плотность газа, кгс/м³.

Суммарные потери давления, вызываемые местными сопротивлениями, определяют по формуле

$$\Sigma h_м = \xi_1 \frac{v^2}{2g} \gamma + \xi_2 \frac{v^2}{2g} \cdot \gamma + \ldots + \xi_n \frac{v^2}{2g} \gamma = \Sigma \xi \frac{v^2}{2g} \gamma,$$

где $\xi_1, \xi_2, \ldots, \xi_n$ — коэффициенты различных местных сопротивлений.

Величина потерь давления, вызываемых местными сопротивлениями, в уличных газопроводах незначительна по сравнению с потерями от трения по длине трубопровода. Поэтому при расчете газопроводов местными по-

терями пренебрегают либо величину их принимают равной 5—10% линейных потерь на трение. Несмотря на то что суммарные потери от местных сопротивлений в уличных газопроводах незначительны, необходимо стремиться к уменьшению их величины. Этому в значительной степени будет способствовать правильная оценка величины потерь давления, характеризуемая для данного газопровода коэффициентами местных сопротивлений. Для внутренних газопроводов местные сопротивления достигают значительной величины и их необходимо учитывать. Значение коэффициентов местных сопротивлений, за исключением некоторых случаев, определяется только экспериментальным путем. Средние численные значения коэффициентов местных сопротивлений, встречающихся в практике городского газоснабжения, приведены в табл. 72. При гидравлических расчетах газопроводов, а также для оценки величины местных сопротивлений потери давления могут быть выражены через «эквивалентную длину» прямого участка того же газопровода, потеря

Таблица 72. Коэффициенты местных сопротивлений

Вид местного сопротивления	Коэффициент местного сопротивления
Тройник-проход	1,0
Тройник-поворот	1,5
Тройник при встречных потоках	3,0
Крестовина-проход	2,0
Крестовина-поворот	3,0
Крестовина при встречных потоках	3,0
Внезапное изменение скорости (ξ относится к большей скорости)	1,0
Отступы	0,5
Сварка	0,1
Проходной кран $^1/_2$″	4,0
Проходной кран $^3/_4$″	2,0
Угольник $^1/_2$—$^3/_4$″	2,0
Угольник 1—1$^1/_4$″	1,5
Угольник 1$^1/_2$—2″	1,0
Отвод под углом 90°	
» диаметром $^1/_2$—$^3/_4$″	1,5
Отвод диаметром 1—1$^1/_4$″	1,0
» » 1$^1/_2$″ и более	0,5
Муфта $^1/_2$″	0,5
Скоба $^1/_2$″	3,0
Скоба $^3/_4$″ и более	2,0
Задвижка параллельная	0,5
Конденсатосборник	2,0

давления которого равна потере давления от местного сопротивления, т. е.

$$h_м = \lambda \frac{l_{экв}}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \gamma = \xi \frac{v^2}{2g} \gamma,$$

откуда

$$l_{экв} = \frac{\xi D}{\lambda},$$

где $l_{экв}$ — эквивалентная длина прямого участка трубы, м; D — диаметр газопровода, м; λ — коэффициент гидравлического сопротивления.

Величина эквивалентных длин труб для различных диаметров газопроводов при $\xi = 1$ приведена в табл. 71.

Для примера рассмотрим газопровод $d = 75{,}5 \times 3{,}75$; $l = 230$ м, по которому подается газ в количестве 105 м³/ч. На этом газопроводе имеется поворот и установлен конденсатосборник. Суммарная величина местных сопротивлений ξ за счет поворота и конденсатосборника составит $3 + 2 = 5$. По табл. 71 для заданного расхода и диаметра эквивалентная длина за счет местных сопротивлений будет

$$l_{экв} = 2{,}59 \cdot 5 = 12{,}75 \text{ м},$$

т. е. на такую величину надо увеличить длину рассчитываемого газопровода. Отсюда длина газопровода

$$l_р = l + l_{экв} = 230 \text{ м} + 12{,}75 \text{ м} = 242{,}75 \text{ м}.$$

4. ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ СЕТЕЙ

В каждой сети можно наметить основные направления потоков газа, определяемые конфигурацией сети, расположением точек питания (регуляторов и т. п.) и расположением крупных потребителей газа. К крупным потребителям и в удаленные районы подача газа обычно намечается кратчайшим от источника (от регуляторов) направлением. На рис. 116 такие направления (при питании сети из одной точки) показаны стрелками, а газопроводы — жирными линиями. Эти газопроводы являются транзитными и проложены по трем параллельным проездам. Газопроводы, направление которых близко к перпендикулярному по отношению к транзитным, в основном предназначаются для питания прилегающих к ним потребителей. Эти газопроводы являются распределительными. Они, в свою очередь, получают питание от транзитных газопроводов. Такую же роль выполняют и периферийные газопроводы. Их нецелесообразно использовать как транзитные ввиду относительно большой

протяженности пути транспортируемого газа, несмотря на то что общее направление их совпадает с основными направлениями потока газа. Эти газопроводы также следует рассматривать как распределительные. Транзитные газопроводы для выравнивания нагрузки в различные периоды эксплуатации и для обеспечения надежности работы всей системы соединяют несколькими поперечными линиями. В результате сеть основных газопроводов принимает вид замкнутых колец. Эта сеть и подвергается гидравлическому расчету.

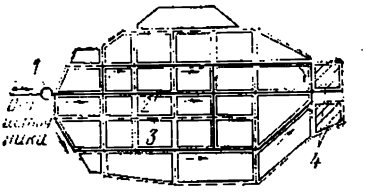


Рис. 116. Расчетная схема сети при питании из одной точки

1 — регуляторный пункт; *2* — основные (транзитные) газопроводы; *3* — распределительные газопроводы; *4* — районы крупных потребителей газа

В двух- и трехступенчатых системах за расчетную схему принимают систему газопроводов высокого или среднего давления. В этом случае все газопроводы низкого давления можно рассматривать как распределительные или вокруг каждого регулятора рассматривать самостоятельную систему с точкой питания от регулятора. При этом целесообразно районные регуляторные пункты соединять между собой более мощными газопроводами низкого давления диаметром 200—250 мм независимо от величины потерь давления в них. Наличие таких газопроводов позволит осуществлять газификацию во всех районах города до завершения строительства всех регуляторных пунктов и питающих их газопроводов. Как уже отмечалось, конфигурация распределительных газопроводов определяется очертанием городских кварталов, а диаметры труб назначают в зависимости от длины линий и плотности застройки прилегающих кварталов. Обычно диаметры труб принимают равными 100—150 мм. Диаметры ответвлений или вводов определяют по расходу газа.

5. ВЫБОР НАЧАЛЬНОГО И КОНЕЧНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОПРОВОДАХ

При расчете сетей обычно задаются начальным и конечным давлением. Для газопроводов высокого и среднего давления за начальное принимают выходное дав-

ление газораспределительной станции города или района, т. е. 0,6—1,2 МПа [6—12 кгс/см²] или 0,3 МПа (3 кгс/см²). Конечное давление задается из условий обеспечения нормальной работы газорегуляторных пунктов в наиболее удаленных точках сети и обеспечения работы газогорелочных устройств без принудительной подачи воздуха. На практике для газопроводов высокого давления конечное давление принимают равным 0,15—0,2 МПа (1,5—2 кгс/см²), а для газопроводов среднего давления 0,1—0,12 МПа (1—1,2 кгс/см²). Для газопроводов низкого давления за начальное давление на выходе газорегуляторных пунктов принимают давление: а) 3 кПа (300 мм вод. ст.) — при номинальном давлении газа у газовых приборов 200 мм вод. ст.; б) 2 кПа (200 мм вод. ст.) — при номинальном давлении газа у газовых приборов 130 мм вод. ст. Номинальное давление перед бытовыми газовыми приборами 2 кПа (200 мм вод. ст.) принимают для вновь газифицируемых городов и районов природным газом с низшей теплотой сгорания 33 600—40 000 кДж/м³ (8000—10 000 ккал/м³), а давление 1,3 кПа (130 мм вод. ст.) допускается принимать для ранее газифицированных городов, поселков и районов с уже сложившейся системой газоснабжения. Минимальное давление принимают соответственно 1,8—0,85 кПа (180 и 85 мм вод. ст.).

Потери давления при расчете сетей низкого давления всегда стремятся принимать максимально допустимые. При этом условии диаметры газопровода и стоимость системы получаются минимальными. Распределение расчетного перепада давления в сетях низкого давления между уличными распределительными газопроводами, дворовыми газопроводами (внутриквартальные газопроводы и вводы) и внутренними (домовыми) газопроводами следует производить, согласно данным табл. 73. Может показаться непонятным, почему номинальное давление перед газовыми приборами приняли 2 и 1,3 кПа (200 и 130 мм вод. ст.) при начальном давлении соответственно 3 и 2 кПа (300 и 200 мм вод. ст.), а допустимый суммарный перепад давления 1,8—1,15 кПа (180 и 115 мм вод. ст.). При этих условиях минимальное давление перед приборами у наиболее удаленных потребителей составит 1,2 и 0,85 кПа (120 и 85 мм вод. ст.). В действительности здесь никакого противоречия нет. Величина давлений и перепад принимаются такими, чтобы тепло-

Таблица 73. Расчетные перепады давления, Па (мм вод. ст.), в наружных газопроводах низкого давления и их распределение между уличными, дворовыми и домовыми сетями

Используемый газ	Начальное давление на выходе ГРП	Суммарный перепад давления от газорегуляторного пункта до наиболее удаленного прибора	В том числе на сеть		Распределение перепада между дворовой и домовой сетью			
			уличную	дворовую и домовую	При застройке			
					многоэтажной		одноэтажной	
					на сеть			
					дворовую	домовую	дворовую	домовую
Природный газ чисто газовых и газонефтяных месторождений, смеси сжиженных углеводородных газов с воздухом и другие газы с низшей теплотой сгорания 8000—10 000 ккал/м³ при номинальном давлении газа перед бытовыми газовыми приборами 2000 Па (200 мм вод. ст.)	3000 (300)	1800 (180)	1200 (120)	600 (60)	250 (25)	350 (35)	350 (35)	350 (35)
То же, при номинальном давлении газа перед бытовыми газовыми приборами 1300 Па (130 мм вод. ст.)	2000 (200)	1150 (115)	800 (80)	350 (35)	100 (10)	250 (25)	200 (20)	150 (15)
Искусственный и смешанный газ с низшей теплотой сгорания 3500—4500 ккал/м³ при номинальном давлении газа перед бытовыми газовыми приборами 1300 Па (130 мм вод. ст.)	2000 (200)	1150 (115)	800 (80)	350 (35)	100 (10)	250 (25)	200 (20)	150 (15)
Сжиженные углеводородные газы с $Q^н$ = =22 000—28 000 ккал/м³ при выходе из регулятора 4000 Па (400 мм вод. ст.)	1800 (180)	1200 (120)	250 (25)			350 (35)	350 (35)	250 (25)

производительность приборов, расположенных вблизи регулятора и в наиболее удаленной точке сети, отличались от теплопроизводительности приборов при номинальном давлении не более чем на 20%. Это условие при заданных параметрах обеспечено.

До последнего времени большинство газовых сетей проектировали на начальное давление 2 кПа (200 мм вод. ст.). Объяснялось это тем, что применительно к этому давлению выпускали газовые приборы. В настоящее время все новые сети должны проектироваться на начальное давление 3 кПа (300 мм вод. ст.) При проектировании и расчете газовых сетей низкого давления в самом начале бывает важным выяснить, как изменяется работа сети при изменении источников питания. Для примера рассмотрим простейший случай, когда сеть питается из одной точки и из двух точек с противоположных направлений и проследим за изменением давления в сети по главному направлению (рис. 117).

Первый случай. Питание сети из одной точки (см. рис. 117, *а*), при этом в начале сети максимальное давление (в точке питания), а в конце сети минимальное. Давление в промежуточных точках зависит от расстояния до точки питания (регулятора): чем меньше расстояние, тем выше давление. Условно оно может быть представлено наклонной линией от точки питания сети.

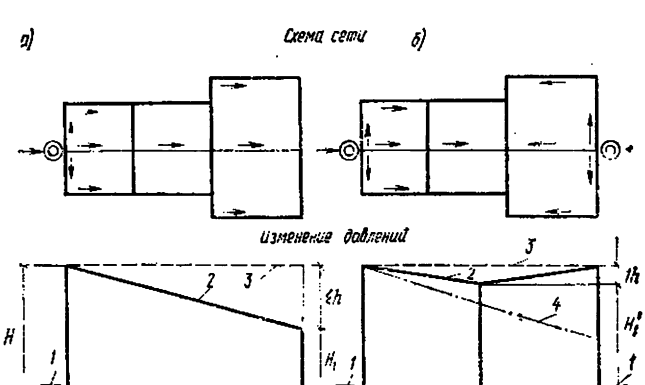


Рис. 117. Характер изменения давления при питании сети из одной и двух точек

а — питание из одной точки; *б* — питание из двух противоположных точек; *1* — источник питания (регулятор давления); *2* — давление при максимальном газоразборе; *3* — давление при отсутствии газоразбора; *4* — давление при выключении одного регулятора

Второй случай. Сеть питается от двух противоположных точек (см. рис. 117, *б*). В этом случае помимо изменения давления при одновременной работе обоих регуляторов можно также проследить за давлением при работе только одного регулятора. При одновременной работе двух регуляторов линия давления представлена на рисунке ломаной, при этом минимальное давление будет где-то в середине между регуляторами. При работе одного регулятора минимальное давление устанавливается в наиболее удаленной от действующего регулятора точке. При питании сети из нескольких точек (через регуляторы) картина изменения давлений наиболее сложная. Она определяется выходным давлением регуляторов и производительностью их, а также мощностью газопроводов. Часто характер, а тем более величину давлений без гидравлического расчета установить невозможно.

6. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ОТДАЧИ ГАЗА ИЗ СЕТИ И РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ

К газовой сети присоединяется большое число потребителей, расположенных на различных расстояниях друг от друга. Величина расхода для этих потребителей неодинакова и неопределенна, так как расходы колеблются в различные часы суток. При составлении проекта газоснабжения города расчету подвергают не всю городскую сеть, а лишь основные газопроводы, от которых получают газ распределительные линии, домовые ответвления и крупные потребители. В связи с этим действительный учет сосредоточенных расходов, соответствующий всем домовым ответвлениям, даже для небольших населенных пунктов (где число ответвлений измеряется сотнями) весьма труден. Кроме того, неопределенность отдельных домовых расходов по времени не дает достаточно точной картины газоразбора. Поэтому при расчете городских газопроводов низкого давления обычно принимают условную расчетную схему газоразбора, для которой расчетные расходы газа на отдельных участках могут быть найдены более просто. Для этого весь расход газа условно принимают равномерным по длине сети. Следовательно, количество газа, расходуемого каждым участком, пропорционально его длине. Эта условность, как показала практика, вполне допустима и

на результаты расчета не оказывает существенного влияния. Расход, приходящийся на 1 м длины сети, называется удельным расходом и обозначается

$$q_{уд} = \frac{\Sigma q}{\Sigma l},$$

где Σq — общий расход газа, м³/ч; Σl — общая протяженность сети, расходующей газ, м.

Удельный расход определяется по расчетному расходу. Если расчету подвергается уличная сеть, то Σl выражает длину участков уличных газопроводов. В крупных городах с неодинаковой плотностью населения для различных районов города удельные расходы исчисляют отдельно для каждого района. Таким образом, в городских сетях, рассчитываемых по методу удельных расходов, фактические точки газоразбора заменяют газоразборными участками. При этом общий расход газа городом условно распределяют по отдельным участкам пропорционально их длине. Расход газа для каждого участка называется «путевым расходом». Величина его определяется удельным расходом и длиной участка:

$$Q_п = q_{уд} l.$$

Кроме метода распределения общего расхода газа по отдельным участкам пропорционально их длине применяются и иные методы, как, например, определение газоотдачи каждого участка в зависимости от обслуживаемой им площади города или района и от плотности застройки его. При расчете городских газовых сетей обычно не все количество газа, подаваемого в город, распределяется равномерно по отдельным участкам сети. В городе всегда имеются потребители, которые выделяются по количеству забираемого ими газа от остальной массы потребителей. К таким потребителям относятся отдельные промышленные предприятия, отопительные котельные, коммунальные предприятия и др. Этих потребителей следует выделять из общей массы и в соответствующих точках сети для них намечать сосредоточенные расходы, соответствующие фактическим. Таким образом, городская газовая сеть имеет смешанный газоразбор, состоящий из равномерно распределенных и сосредоточенных расходов. Схема газопровода с равномерно распределенными и сосредоточенными расходами показана на рис. 118.

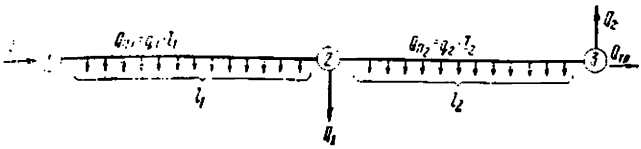


Рис. 118. Схема нагрузки газопровода с равномерно распределенным и сосредоточенным расходами

$q_у$ — удельный расход; $Q_{1,2}$ — сосредоточенные расходы; $Q_{тр}$ — транзитный расход; $Q_п$ — путевой расход

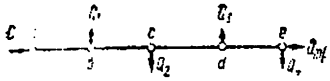


Рис. 119. Расчетная схема сети с сосредоточенными расходами

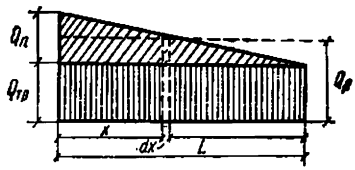


Рис. 120. Схема нагрузки газопровода с переменным расходом

При расчете газовой сети с небольшим числом потребителей, а также при расчете сети промышленных предприятий сеть рассчитывается по действительным расходам, сосредоточенным в местах ответвлений. Способ расчета сети по действительным расходам, сосредоточенным в отдельных ее точках, обычно называется расчетом по сосредоточенным расходам. Расчетные расходы (нагрузки) для сети с небольшим числом ответвлений одинаковы по всей длине каждого участка и равны расходу, сосредоточенному в конечной точке участка, плюс расход, проходящий через данный участок транзитом для питания последующих точек газоразбора. Определение расчетных расходов для различных участков сети с сосредоточенными расходами рассмотрим на рис. 119.

Расчетный расход для участка *ae*:

$$Q_{р_{ae}} = Q_4 - Q_{тр}.$$

Расчетный расход для участка *ab*:

$$Q_{р_{ab}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{тр} = Q_1 + Q_{тр}.$$

Определение расчетных расходов для сетей, рассчитываемых по удельному расходу, несколько сложнее. Каждый промежуточный участок такой сети несет путевой и транзитный расход, идущий на питание последующих участков. Из этих двух расходов транзитный расход постоянен для всех сечений рассматриваемого участка, а путевой расход меняется от величины $Q_п$ в начале участка до нуля в конце участка, в результате чего в различных сечениях участка действительный расход также различен:

в начале участка

$$Q_{р_н} = Q_{тр} + Q_п,$$

в конце участка

$$Q_{р_к} = Q_{тр}.$$

Графически такой расход участка может быть выражен диаграммой (рис. 120).

Определим теперь расчетный расход на участке, имеющем переменную нагрузку, т. е. установим зависимость величины расчетного расхода на участке от величины транзитного и путевого расходов. Расчетным расходом на участке, имеющем переменную нагрузку, будем называть такой постоянный расход, который эквивалентен по создаваемой потере давления совместному действию путевого и транзитного расходов. Этот расчетный расход определяется по формуле

$$Q_р = Q_{тр} + \alpha Q_п,$$

где α — переменный коэффициент, зависящий от отношения транзитного расхода $Q_{тр}$ к путевому расходу $Q_п$.

Значения коэффициента α для различных отношений $Q_{тр}/Q_п$ приведены в табл. 74, откуда видно, что коэффи-

Таблица 74. Значения коэффициента α

$Q_{тр}/Q_п$	1:100	1/10	1	10	100
α	0,576	0,565	0,526	0,5	0,5

циент α возрастает с уменьшением транзитного расхода и, наоборот, уменьшается при его увеличении. Для газопровода с непрерывным расходом по длине коэффициент α изменяется от 0,5 до 0,576. Значение $\alpha=0,5$ будет иметь место в начальных участках сети, а на участках

со значительными путевыми расходами и незначительными транзитными расходами α более 0,5. При расчетах газовых сетей значение α обычно принимают равным 0,55 или 0,5. В этом случае величину расчетного расхода определяют по формуле

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{тр}} + 0{,}55Q_{\text{п}}$$

или

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{тр}} + 0{,}5Q_{\text{п}}.$$

Величина $\alpha = 0{,}55$ — среднее значение для реальных газовых сетей, а $\alpha = 0{,}5$ дает заниженные потери давления в пределах от 0 до 0,09. Несмотря на это при расчетах широко применяют значение $\alpha = 0{,}5$, что сокращает линейные вычисления и при некоторых методах расчета упрощает приведение равномерно распределенных расходов к расходам, сосредоточенным в узлах. Строительными нормами и правилами рекомендовано при расчете газопроводов применять $\alpha = 0{,}5$.

Рассмотрим один из методов, применяемых для расчета городских газовых сетей низкого давления. Сущность этого метода заключается в том, что при путевом расходе $Q_{\text{п}}n$-го участка в транзитный расход предыдущего $(n-1)$ участка войдут величины n-го участка плюс путевой расход $Q_{\text{п}}$ данного участка, т. е.

$$Q_{\text{тр}_{n-1}} = Q_{\text{тр}} + Q_{\text{п}}.$$

Величина транзитного расхода останется неизменной, если путевой расход $Q_{\text{п}}$ разобьем на два: $\alpha Q_{\text{п}}$, приложенный в конечной точке n-го участка, и $(1-\alpha)\,Q_{\text{п}}$, приложенный в его начальной точке. При этом расчетный расход данного участка будет:

$$Q_{\text{р}_n} = Q_{\text{тр}_n} + \alpha Q_{\text{п}},$$

а транзитный расход $(n-1)$-го участка

$$Q_{\text{тр}_{n-1}} = Q_{\text{тр}_n} + \alpha Q_{\text{п}} + (1-\alpha)\,Q_n = Q_{\text{тр}_n} + Q_{\text{п}_n}.$$

Аналогично могут быть заменены путевые расходы всех участков сети и приведены к узловым расходам. Отсюда узловой расход в общем виде будет равен:

$$Q_{\text{узл}} = \Sigma \alpha Q_{\text{п}_i} + \Sigma\,(1-\alpha)\,Q_{\text{п}_\text{к}},$$

где $Q_{\text{п}_i}$ — путевые расходы участков, лежащих по отношению к данному ниже по движению газа; $Q_{\text{п}_\text{к}}$ — то же, выше по движению газа.

Определение узловых расходов становится простым и удобным при пользовании расчетным расходом с коэффициентом $\alpha=0{,}5$. В этом случае путевой расход каждого участка делится пополам и заменяется двумя сосредоточенными расходами $Q_п/2$, приложенными в начальной и конечной точках участка. При $\alpha=0{,}5$ в общем виде

$$Q_{узл}=0{,}5\Sigma Q_п.$$

За расчетный участок при расчете по сосредоточенным расходам принимается линия, на которой расход постоянен. При расчете по удельным расходам за расчетный участок принимают линию, расположенную между двумя узловыми точками сети, где нет сосредоточенных расходов. Определение расчетных расходов для сети, показанной на рис. 121, разберем на примере.

Пример. Даны путевые и сосредоточенные расходы, м³/ч: $Q_{п_{4-1}}=80$; $Q_{п_{1-2}}=60$; $Q_{п_{2-3}}=40$; $Q_{п_{3-4}}=120$; $Q_{п_{2-5}}=140$; $Q_{п_{1-6}}=100$; $Q_{п_{3-7}}=150$; $Q_{5соср}=200$. Требуется определить расчетные расходы на участках сети.

Сначала определяем транзитные расходы. Расчет начинаем с концевого участка сети.

$$Q_{тр_{3-4}}=0;\quad Q_{тр_{2-3}}=Q_{п_{3-4}}+Q_{п_{3-7}};$$

$$Q_{тр_{1-2}}=Q_{п_{3-4}}+Q_{п_{3-7}}+Q_{п_{2-3}}+Q_{п_{2-5}}+Q_{5соср};$$

$$Q_{тр_{A-1}}=Q_{п_{3-4}}+Q_{п_{3-7}}+Q_{п_{2-3}}+Q_{п_{2-5}}+Q_{п_{1-2}}+Q_{п_{1-6}}+Q_{5соср}.$$

По транзитным и путевым расходам определяем расчетные расходы участков сети:

$$Q_{расч_{3-4}}=Q_{тр_{3-4}}+0{,}5Q_{п_{3-4}}=0+0{,}5\cdot 120=60\ м^3/ч;$$

$$Q_{расч_{2-3}}=120+150+0{,}5\cdot 40=290\ м^3/ч;$$

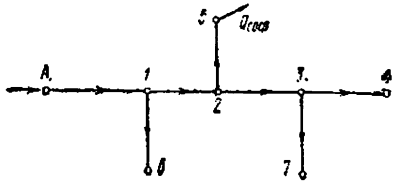


Рис. 121. Схема для определения расчетных расходов на участках сети

$$Q_{\text{расч}_{1-2}} = 120 + 150 + 40 + 140 + 200 + 0{,}5 \cdot 60 = 680 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{\text{расч}_{A-1}} = 120 + 150 + 40 + 140 + 60 + 100 + 200 + 0{,}5 \cdot 80 = 850 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{\text{расч}_{3-7}} = 0{,}5 \cdot 150 = 75 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{\text{расч}_{2-5}} = 200 + 0{,}5 \cdot 140 = 270 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{\text{расч}_{1-6}} = 0{,}5 \cdot 100 = 50 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРОВ ТРУБ УЧАСТКОВ СЕТИ

Диаметры труб должны обеспечивать пропуск заданного (расчетного) расхода газа. Но один и тот же расход могут пропускать трубы различных диаметров. В нашем распоряжении нет способа определения по заданному расходу соответствующего ему диаметра трубы. Объясняется это тем, что кроме расхода газа на диаметр труб оказывают влияние еще потери давления в газопроводе. Между потерей давления, расходом и диаметром трубы существует зависимость, выраженная в расчетных формулах. Так, для газопроводов низкого давления

$$D = \sqrt[5]{k \cdot \frac{Q^2 l \gamma}{H}};$$

величина диаметра D зависит не только от расхода Q, но и от потери давления H. Очевидно, для данного расхода газа можно найти различные значения диаметра трубы в зависимости от величины потери давления. Выбор величины потери давления, как уже отмечалось, является одним из наиболее ответственных моментов расчета газовых сетей. Чтобы определить потерю давления на расчетном участке, необходимо знать допустимую потерю давления для всего газопровода. В сетях низкого давления из условий наилучшего сжигания газа в бытовых газовых приборах потери давления могут приниматься равными 0,8—1,2 кПа (80—120 мм вод. ст.). Давление в начальной точке сети отличается от давления в конечной на величину этих потерь. При расчетах падение давления принимают равномерным по всей длине сети (газопровода), поэтому потери можно определить для любого участка газопровода. Разберем это на примере.

Пример. Длина газопровода составляет 4000 м и максимально допустимые потери (падение) давления в нем 0,8 кПа (80 мм вод. ст.). Требуется определить потери давления на участке протяженностью 800 м.

Удельные потери давления (на 1 м) составят:

$$80:4000 = 0{,}02 \text{ мм вод. ст.}$$

Потери давления на участке протяженностью 800 м равны:

$$0{,}02 \cdot 800 = 16 \text{ мм вод. ст.}$$

Для любого другого участка данного газопровода допустимые потери давления определяются аналогично. В нашем примере удельные потери давления (на 1 м) оказались равными 0,02 мм вод. ст., но на практике они берутся в широких пределах от 0,005 до 0,1 мм вод. ст. на 1 м. Величина потерь давления зависит от длины газопровода, начального и конечного давления и схемы питания сети.

Как влияют на удельное падение (потери) давления длина газопровода, а также перепад (потери) давления, видно из разобранного примера. Схема питания сети влияет на величину падения давления таким образом, что при изменении точки питания сети газом изменяется также длина газопровода, на которой гасится располагаемое давление. Так, если в разобранном примере питание сети осуществить в середине газопровода, то за счет уменьшения длины газопроводов можно удельное падение давления увеличить вдвое. Это позволит для одного и того же расхода принять меньший диаметр труб. В действительности же при таком питании в каждой части (половине) газопровода уменьшится также и расход, что в свою очередь позволит сократить диаметр труб на этом направлении. При питании сети через регуляторные пункты удельные потери давления можно увеличивать соответственно числу регуляторов и за счет этого уменьшать диаметры труб или повышать подачу газа. Диаметры газопроводов (участков сети) по заданным расходам и удельному падению давления обычно

Таблица 75. Ведомость расчета газопроводов

Участок	Длина, м	Расход, м³/с	Диаметр, мм	Потери давления		Давление в конце участка, мм вод. ст.
				на 1м, мм вод. ст.	на весь участок, мм вод. ст.	
А—Б	300	300	200	0,026	7,8	192,2
Б—О	400	220	200	0,015	6	186,2

Примечание. Начальное давление 200 мм вод. ст.

определяют по таблицам. Результаты расчета сводят в ведомость (табл. 75).

При расчете газопроводов диаметры изменяются от максимума в начале газопровода до минимума в конце. Однако для уличных газопроводов низкого давления принимать диаметр менее 100 мм не следует. Часто изменять диаметры в строгом соответствии с расчетом не рекомендуется, так как это усложняет процесс строительства и эксплуатации газопровода. Если по расчету диаметр газопровода окажется между двумя соседними стандартными размерами, выбирают ближний больший диаметр.

8. РАСЧЕТ РАЗВЕТВЛЕННЫХ СЕТЕЙ

Характерной особенностью разветвленных сетей является подача газа к потребителям только из точек одного направления. Поэтому расходы газа на отдельных участках могут быть определены по расположению точек питания сети и точек газоразбора. Каждый участок сети будет пропускать расход, равный сумме расходов всех точек, лежащих ниже данного участка по направлению движения газа. Расчет разветвленной сети сводится к определению диаметров всех участков газопроводов и потерь давления по заданным (расчетным) расходам. Следует отметить, что расчет разветвленных сетей почти не отличается от расчета магистральных газопроводов по участкам. При расчете выбирают основное направление (газопровод), соединяющее начальную и наиболее удаленную точку. По этому газопроводу подается газ также и для других распределительных газопроводов. Для удобства расчета участки разветвленной сети нумеруют двумя цифрами (буквами): первая обозначает начало участка, вторая — конец участка. В связи с тем, что в разветвленной сети к любому узлу будет подаваться всего лишь один линейный расход (в кольцевой — два или несколько), можно при заданных в конечных точках расходах, идя от них к началу сети, определить линейные расходы всех участков. По линейным расходам определяют диаметры всех участков и потери давления в них с помощью таблиц или графиков.

Как отмечалось выше, для одного и того же расхода могут быть приняты различные диаметры при различных

потерях давления. Но если в известной степени можно подбирать различные диаметры труб, то потери давления на отдельных участках сети при заданных начальном и конечном давлении связаны между собой определенным соотношением, а именно:

$$H_{нач} = H_{кон} + \Sigma \Delta H,$$

т. е. давление в начальной точке равно давлению в конечной точке плюс потеря давления от начала до конца сети. Потери давления на отдельных участках сети принимают пропорциональными их длине. По расходам и потерям давления определяют диаметры участков газопровода. Так как при расчете диаметры труб могут быть приняты только стандартные, в действительности потери давления на отдельных участках при принятых диаметрах будут не строго пропорциональны длине этих участков. Сумма же потерь давления на участках не должна превысить располагаемых потерь давления. Расчет разветвленной сети (рис. 122) рассмотрим на примере.

Пример. Основная магистраль будет *Г-1-2-3-4-5-6*.

Давление газа в начальной точке Г принимаем по результатам измерений, равным 1,45 кПа (145 мм вод. ст.), но оно может быть и другим. Давление в конечной точке сети 6 определяется минимально необходимым давлением для нормальной работы бытовых газовых приборов, и его можно принимать с учетом потерь в домовых газопроводах равным 1,05 кПа (105 мм вод. ст.). Если имеется в виду дальнейшее развитие сети, не предусмотренное настоящим рас-

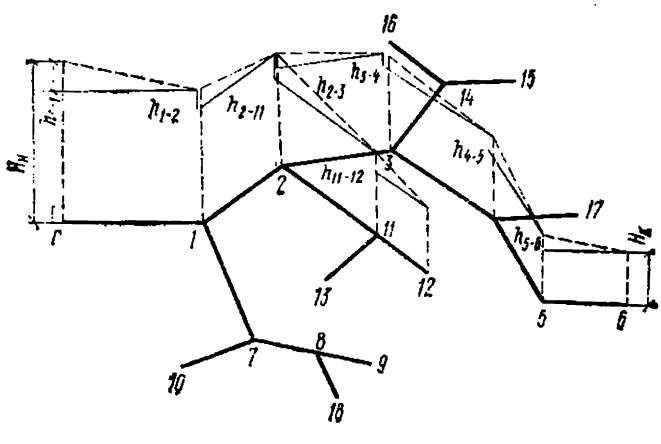


Рис. 122. Схема для расчета разветвленной сети

четом, то в конечной точке рассчитываемой сети давление должно быть принято более высоким или должна быть возможность повышения начального давления. В нашем случае его можно повысить до 1,8 кПа (180 мм вод. ст.). При начальном давлении 1,45 кПа (145 мм вод. ст.) и при конечном давлении 1,05 кПа (105 мм вод. ст.) потери давления по основному газопроводу составляют:

$$\Sigma\Delta H = 1{,}45 - 1{,}05 = 0{,}4 \text{ кПа (40 мм вод. ст.)}.$$

При длине газопровода 2500 м удельное падение давления составит

$$i = \frac{\Sigma\Delta H}{\Sigma l} = \frac{40}{2500} = 0{,}016 \text{ мм вод. ст.}$$

По найденным линейным расходам всех участков сети и по располагаемому падению давления в них определяют диаметры этих участков. Фактические потери давления на участках будут отличаться от принятых для найденных диаметров, но сумма их не должна превышать располагаемого падения давления по основному газопроводу (т. е. 40 мм вод. ст.).

После расчета основного газопровода становится известно давление во всех его узловых точках. По этим давлениям можно рассчитать ответвления. За начальное давление в ответвлениях принимают давление в узловых точках, от которых начинаются ответвления. Диаметры ответвлений подбирают таким образом, чтобы давление в конечной точке каждого ответвления было не менее минимально необходимого, т. е. 1,05 кПа (105 мм вод. ст.). Но при таком способе расчета ответвлений при одинаковых расходах будем иметь минимальные диаметры у ответвлений, находящихся ближе к начальной точке основного газопровода, и максимальные диаметры у ответвлений в конце основного газопровода. Объясняется это тем, что начальное давление в ответвлениях, а вместе с ним и располагаемая потеря давления будут уменьшаться по мере удаления от начала основного газопровода. При другом способе расчета ответвлений за основу берут не располагаемое падение давления для каждого ответвления в отдельности, а среднее падение давления на 1 м ответвлений. Его принимают равным падению давления по основной магистрали (для рассматриваемого случая 0,016 мм, но оно может быть и большим). При таком расчете ответвлений также необходимо обеспечить в конечных точках минимальное давление. Для этого в крайних ответвлениях иногда приходится уменьшать падение давления против принятого. Рассмотрим это на примере расчета разветвлений сети для газа плотностью 0,73 (см. рис. 122).

Таблица 76. Результаты расчета разветвленной сети (см. рис. 122)

№ участка	Длина, м	Расход, м³/ч	Диаметр, мм	Потеря давления		Давление в конце участка, мм вод. ст.	Примечание
				на 1м, мм вод. ст.	на весь участок, мм вод. ст.		
Основной газопровод							
Г—1	680	550	300	0,024	16,3	128,7	Начальное давление в сети 145 мм вод. ст.
1—2	440	500	300	0,0147	7,4	121,3	То же
2—3	380	400	250	0,015	5,7	115,6	—
3—4	350	300	250	0,012	4,2	111,4	—
4—5	350	260	250	0,01	2,6	108,8	—
5—6	300	160	200	0,01	1,6	107,2	>105 мм вод. ст.
						$\Sigma H = 37,8 < 40$ мм вод. ст.	
Ответвления от основного газопровода							
Ответвление *1—7—8—9*							
1—7	600	50	125	0,0128	7,7	121	—
7—8	350	40	125	0,01	3,5	117,5	—
8—9	200	30	125	0,008	1,6	116,9	> 105 мм
Ответвление *2—11—12*							
2—11	400	100	150	0,017	6,8	114,5	—
11—12	250	85	150	0,0135	3,4	111,1	> 105 мм
Ответвление *3—14—15*							
3—14	350	100	150	0,0187	6,5	109,1	—
14—15	300	80	150	0,0121	3,6	105,5	> 105 »

Пример. Для расчета имеем начальное и конечное давление, длины линий и расходы, сосредоточенные в отдельных точках сети. По расчетным таблицам определяем диаметры отдельных участков сети и потери давления на участках. Результаты расчета сводим в табл. 76. Одновременно по главной магистрали на схеме сети давление показываем графически.

Диаметры участков главной и распределительной магистралей подбираем из условия, чтобы падение давления на 1 м было близким к 0,016 мм, а для главной магистрали — чтобы сумма потерь давления участков сети не превышала величины допустимого падения давления, равного 40 мм вод. ст.

Для распределительных газопроводов (ответвлений) на отдельных участках допускается превышение среднего падения давления, однако минимально необходимое давление в конце участка остается неизменным.

Разобранный пример отосится к сети, имеющей только сосредоточенные расходы. Если сеть имеет также равномерно распределенный расход, расчетные расходы каждого участка определяют по формуле

$$Q_р = Q_{тр} + \alpha Q_п$$

(в частности, $Q_р = Q_{тр} + 0{,}5Q_п$) или путевые расходы приводят к узловым, и расчет ведут в полном соответствии с вышеописанным примером. При гористом рельефе местности необходимо также учитывать дополнительный напор за счет разных отметок поверхности земли.

9. РАСЧЕТ КОЛЬЦЕВЫХ (ЗАМКНУТЫХ) СЕТЕЙ

Расчет кольцевых сетей, так же как и разветвленных, сводится к определению диаметров отдельных линий и потерь давления в них. Если в разветвленных сетях количество газа, проходящего по отдельным участкам сети, определенно как по величине, так и по направлению, то в кольцевой сети направление потоков газа по отдельным линиям не является определенным. Подача газа к каким-либо точкам может осуществляться по различным вариантам. Если в разветвленных сетях для подачи заданного количества газа изменение диаметра отдельных участков требует лишь изменения начального давления, а соотношение расходов по отдельным участкам остается неизменным, то в кольцевой сети изменение диаметра одного из участков влечет перераспределение потоков газа во всех остальных. Это объясняется тем, что некоторые участки кольцевой сети включены не только последовательно, но и параллельно. Для расчета кольцевых сетей задаются: конфигурация рассчитывае-

мой сети, длина линий, расходы газа на отдельных линиях (путевые) или в отдельных точках. Для простоты рассмотрения общих вопросов расчета кольцевых сетей будем считать, что путевые расходы на данных линиях заменены узловыми расходами. Тогда в кольцевой сети при ее расчете в самом общем виде будут неизвестны диаметры и расходы газа по отдельным линиям или участкам этих линий, в то время как в разветвленных сетях неизвестными являются только диаметры. Для отыскания этих неизвестных, очевидно, должно быть составлено определенное число уравнений. При рассмотрении законов движения газа в сети, представляющей систему смежных замкнутых колец, можно выделить два условия или два положения, позволяющих составить необходимое число уравнений для определения искомых величин. Эти условия аналогичны законам Кирхгофа для электрических цепей.

Первое положение. Сумма линейных расходов, приходящих к любому узлу, равна сумме расходов, уходящих от этого узла, плюс узловой расход в данном узле (рис. 123). Если условно считать расходы q, приходящие к узлу, положительными и уходящие из узла (включая узловые) — отрицательными, то это положение можно сформулировать следующим образом: алгебраическая сумма расходов любого узла равна нулю:

$$\Sigma q - Q = 0,$$

где q — линейные расходы; Q — узловой расход.

В то же время сумма приходящих линейных расходов минус сумма уходящих линейных расходов равна узловому расходу данного узла:

$$\Sigma q_{\text{пр}} - \Sigma q_{\text{ух}} = 0.$$

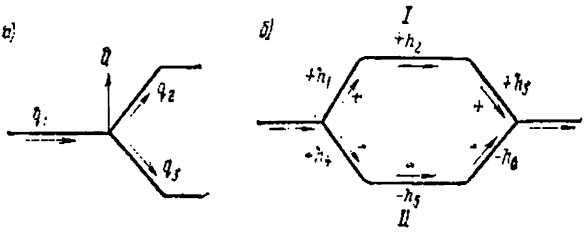


Рис. 123. Схема расчета кольцевой сети

а — определение расходов в узлах; *б* — определение потерь давления в замкнутом контуре (кольце)

Второе положение. В каждом замкнутом контуре сумма потерь давления на участках, где движение газа происходит по часовой стрелке (по отношению к данному контуру), равна сумме потерь давления на участках, где движение газа происходит против часовой стрелки (рис. 123, *б*). Если первые потери условно назвать положительными, а вторые — отрицательными, то это положение можно формулировать так: алгебраическая сумма потерь давления в любом кольце сети равна нулю:

$$\Sigma \Delta H_i = 0.$$

Для колец, питаемых с одной стороны, это же правило удобно выразить в следующей формулировке: сумма потерь давления от точки разветвления потоков газа до точки их встречи на обеих ветвях данного кольца равны между собой:

$$\Sigma \Delta H_{i_{\text{I}}} = \Sigma \Delta H_{i_{\text{II}}}.$$

Однако число возможных уравнений, которое равно сумме чисел колец и узлов без единицы, всегда меньше числа неизвестных q и d и, следовательно, в общем виде задача является неопределенной. Для решения ее при расчете обычно задаются значением лишних неизвестных q или d. Задаваясь диаметрами, будем иметь единственно возможные значения линейных расходов, т. е. единственно возможную схему распределения потоков газа. Теоретически также можно задаваться расходами и по ним определять диаметры. Однако в этом случае приходится решать уравнения высшего порядка (пятой степени). Кроме того, даже при решении этих уравнений размеров теоретически рассчитанных диаметров может не оказаться в сортаменте труб и придется заменять их бо́льшими или меньшими. В результате такой замены произойдет перераспределение потоков и необходимо будет уравнения решать вновь при новых расходах. Отсюда следует, что при расчете кольцевых сетей следует задаваться диаметрами отдельных газопроводов. Однако выбор диаметров участков сети не может быть произведен совершенно произвольно, так как диаметр должен обеспечивать пропуск заданного количества газа. При этом потери давления в кольце должны быть пропорциональны потерям давления в сети (по протяженности газопроводов).

Расчет кольцевых сетей сводится к следующему:

1) по общей схеме сети намечают желательные направления потока газа по отдельным ветвям (участкам) сети, исходя из принципа подачи транзитных расходов кратчайшим путем. При этом намечают точки встречи потоков или так называемые нулевые точки;

2) определяют длины расчетных участков;

3) по удельным расходам определяют путевые расходы на всех участках сети и намечают точки всех реальных сосредоточенных расходов; при некоторых методах расчета все путевые расходы приводят к узловым расходам;

4) зная направление потоков газа, задаются их величинами; при этом вычисление этих расходов ведут от нулевых точек к источникам питания сети, т. е. против направления движения газа;

5) по предварительно намеченным расходам назначают диаметры всех участков рассчитываемой сети;

6) зная расходы по участкам сети и намеченные диаметры газопроводов, вычисляют потери давления по каждому расчетному участку сети;

7) потери давления суммируют по ветвям колец до точек встречи потоков; если при выбранных расходах, направлениях потоков и диаметрах потери давления примерно равны, то расчет можно считать законченным, однако при том условии, что суммарные потери давления не превышают допустимые.

В большинстве случаев предварительно намеченное распределение потоков и заданные диаметры сразу не обеспечивают этих условий и при расчетах в ветвях колец получаются различные потери давления. Отсюда сумма потерь давления с учетом направления потоков не равна нулю, а имеет некоторую величину, называемую *невязкой*. Задача расчета кольцевых сетей сводится к уменьшению невязок до практически приемлемых величин. Это достигается некоторым перераспределением потоков газа и изменением принятых величин расходов. Величина допустимых невязок зависит от абсолютной величины суммарных потерь на полукольцах, но не должна превышать 10% суммы потерь на полукольце. Потери давления обычно определяют по расчетным таблицам или номограммам. Практически задачу гидравлического расчета кольцевых сетей решают различными способами. Наибольшее распространение получил метод

интерполяций (повторных попыток). В последнее время применяют методы расчета с помощью электроаналоговых машин.

10. РАСЧЕТ КОЛЬЦЕВЫХ СЕТЕЙ ПО МЕТОДУ ИНТЕРПОЛЯЦИЙ

Сущность этого метода расчета сводится к нахождению истинных потоков газа по предварительно намеченным диаметрам путем последовательного приближения. Предварительное назначение диаметров производится на основе желательного распределения потоков газа по сети. Перед этим вычисляют равномерно распределенные и сосредоточенные расходы. При предварительном распределении потоков газа по сети должны быть удовлетворены условия равенства приходящих и уходящих расходов в каждом узле. Так как при методе интерполяций узловых расходов обычно не вычисляют, а пользуются непосредственно путевыми расходами, то при каждом распределении транзитных расходов должны быть соблюдены следующие условия:

сумма транзитных расходов, приходящих к узлу, должна быть равна сумме расходов, уходящих от узла;

расход в начале каждого участка должен быть равен сумме транзитного и путевого расходов этого участка.

После того как намечено предварительное распределение потоков газа по сети, определяют диаметры всех участков сети по полученным расчетным расходам и принятым расчетным падениям давления на единицу длины. Расчетный расход определяют по формуле

$$Q_р = Q_{тр} + \alpha Q_п.$$

При замене путевых расходов узловыми коэффициент α должен быть равным 0,5. По предварительно намеченному распределению потоков и по принятым диаметрам определяют потери давления на всех участках сети и проверяют соблюдение условия равенства нулю алгебраической суммы потерь давления по каждому кольцу. Как правило, это условие при первой наметке распределения расходов не удовлетворяется. Алгебраическая сумма потерь давления по каждому кольцу получается равной некоторой величине, отличной от нуля, называемой *невязкой* данного кольца $\pm\Delta H$. Чем больше

невязка, тем больше отличается действительное распределение потоков газа от принятого при взятых диаметрах. В дальнейшем расчет сводится к перераспределению транзитов газа по сети до тех пор, пока невязка по каждому кольцу не будет превышать допустимых пределов. Этот процесс носит название *увязки сети*. При этом методе расчета, как правило, изменение выбранных диаметров производится очень редко и только в том случае, когда при перераспределении расходов в процессе увязки сети получается нежелательное направление потоков газа, отличающееся от намеченного, или если падение давления больше допустимого. Следовательно, очень важно в начале расчета сети правильно назначить диаметры, обеспечивающие необходимую схе-

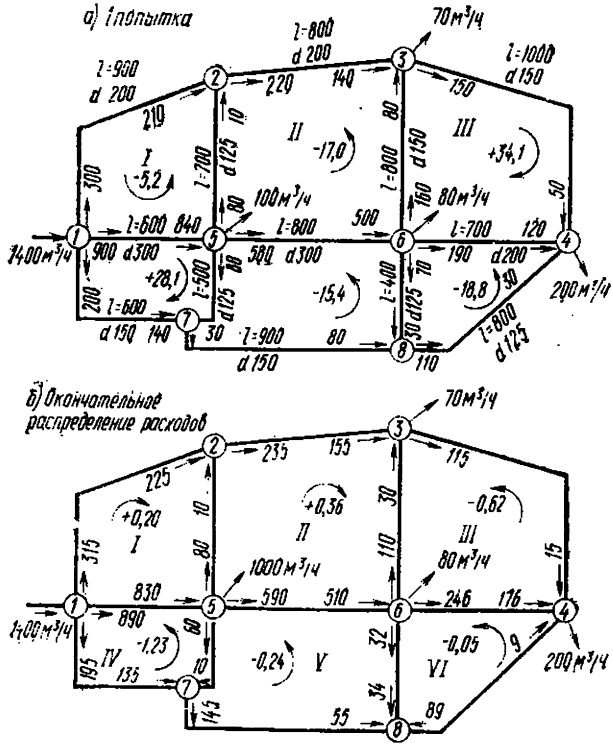


Рис. 124. Схема расчета сети по методу интерполяций

му распределения потоков газа, а также правильно выбрать падение давления на единицу длины. Применение метода интерполяций разберем на примере расчета сети из шести колец (рис. 124).

Пример. Общее количество газа, подаваемого в сеть, составляет 1400 м³/ч, из которых 450 м³/ч расходуется в виде сосредоточенных расходов в четырех точках, а остальные 950 м³/ч могут быть приняты как равномерно расходуемые по всей длине сети. Для простоты расчета будем считать, что на всей территории города одинаковая интенсивность газоразбора, т. е. для всей сети может быть принят одинаковый удельный расход, который определим по формуле

$$q_{уд} = \frac{Q}{\Sigma l},$$

где Q — суммарный равномерно распределенный расход (равный 950 м³/ч); Σl — общая протяженность сети с равномерно распределенным расходом (равная 9500 м).

Отсюда

$$q_{уд} = \frac{950}{9500} = 0{,}1 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

По удельному расходу определим путевые расходы всех участков сети. Имея сосредоточенные и путевые расходы, наносим их на схему сети и намечаем желательное распределение потоков по сети. По полученным расходам и допустимым потерям давления назначаем диаметры отдельных участков сети. При назначении диаметров исходим из того условия, что начальное давление в точке *1* составляет 1,6 кПа (160 мм вод. ст.), а в конечной точке оно должно быть не менее 1 кПа (100 мм вод. ст.), т. е. по этому направлению движения газа потери давления не должны превышать (160—100 = 60 мм вод. ст.) 0,6 кПа. По предварительно распределенным расходам при принятых диаметрах определяем потери давления для каждого кольца. Результаты расчета сводим в табл. 77.

При расчете сети допускаем минимальный диаметр 100 мм. Из табл. 77 видно, что при первой попытке в отдельных кольцах получаются значительные невязки, особенно в кольцах III и IV, что говорит об относительной перегрузке некоторых участков (в кольце III перегрузка участков *6—3* и *3—4* по сравнению с участком *6—4*). Если перераспределить предварительно намеченные расходы, то после ряда последовательных приближений можно прийти к схеме *б*, при которой величина невязок уже не превосходит практически допустимых пределов, т. е. 10%. Результаты расчета сети при окончательном распределении расходов показаны во второй части табл. 77 (в графах для тех величин, которые изменяются при изменении транзитных расходов). Полученные потери давления по газопроводу *1—2—6—4* составляют

$$\Sigma \Delta H = 27{,}9 + 15{,}2 + 16{,}76 = 59{,}86 \text{ мм вод. ст. } (0{,}59 \text{ кПа}),$$

т. е. в точке *4* обеспечивается давление

$$160 - 59{,}86 = 100{,}14 \text{ мм вод. ст. } (1{,}0014 \text{ кПа}),$$

что более 1 кПа (100 мм вод. ст.), заданных при расчете.

Таблица 77. Результаты расчета кольцевой сети по методу интерполяций

№ кольца	№ участка	Длина участка, м	Первая попытка: Расход, м³/ч $Q_п$	$Q_{тр}$	$Q_р$	D, мм	i	$\Delta H = i \cdot l$	Последняя попытка (окончательное распределение расходов): D, мм	$Q_р$, м³/ч	i	$\Delta H = i \cdot l$
I	1—2	900	90	210	255	200	0,034	+30,6	200	270	0,039	+35,1
	2—5	700	70	10	45	125	0,01	—7	125	45	0,01	—7
	5—1	600	60	840	870	300	0,048	—28,8	300	860	0,0465	—27,9
						$\Sigma\Delta H = -5,2$						$\Sigma\Delta H = +0,2$
II	2—3	800	80	140	180	200	0,017	+13,6	200	195	0,0205	+16,4
	3—6	800	80	80	120	150	0,029	+23,2	150	70	0,0098	+7,84
	6—5	800	80	50	540	300	0,018	—14,4	300	550	0,019	—15,2
	5—2	700	70	10	45	125	0,01	+7	125	45	0,01	+7
						$\Sigma\Delta H = -17$						$\Sigma\Delta H = +0,36$
III	6—3	800	80	80	120	150	0,029	+23,2	150	70	0,0098	+7,84
	3—4	1000	100	50	100	150	0,02	+20	150	65	0,0082	+8,2
	4—6	700	70	120	155	200	0,013	—9,1	200	211	0,0239	—16,76
						$\Sigma\Delta H = +34,1$						$\Sigma\Delta H = -0,62$
IV	1—5	600	60	840	870	300	0,048	+28,8	300	860	0,0465	+27,9
	5—7	500	50	30	55	125	0,017	—8,3	125	35	0,0075	+3,75
	7—1	600	60	140	170	150	0,015	—9	150	165	0,0518	—32,88
						$\Sigma\Delta H = +28,1$						$\Sigma\Delta H = -1,23$
V	5—6	800	80	500	540	300	0,018	+14,4	300	550	0,019	+15,2
	6—8	400	40	30	50	125	0,0137	+5,5	125	51	0,016	+6,4
	8—7	900	90	80	125	150	0,03	—27	150	100	0,02	—18,09
	7—5	500	50	30	55	125	0,017	—8,3	125	35	0,0075	—3,75
						$\Sigma\Delta H = -15,4$						$\Sigma\Delta H = -0,24$
VI	6—4	700	70	120	155	200	0,013	+9,1	200	211	0,0239	+16,76
	4—8	800	80	30	70	125	0,028	—22,4	125	49	0,0131	—10,48
	8—6	400	40	30	60	125	0,0137	—5,5	125	54	0,016	—6,4
						$\Sigma\Delta H = -18,8$						$\Sigma\Delta H = -0,08$

Метод не предполагает определенного порядка ведения расчета при нахождении истинного распределения расходов.

11. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ И АНАЛОГОВЫХ МАШИН ДЛЯ РАСЧЕТА ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

Гидравлический расчет разветвленных сетей является трудоемким процессом. В целях сокращения времени расчета и получения более точных результатов в последнее время все шире начинают применять счетно-аналитические машины. Для расчета сетей низкого давления саратовский институт Гипронигаз и другие проектные и исследовательские учреждения с успехом применяют электроаналоговые машины, в которых используется общность знаков в распределении потоков газа и электричества и подобие формул законов падения давления и напряжения в газовых и электрических сетях. Все это позволяет создать электрические модели газовых сетей и с помощью приборов получить ответы о гидравлическом состоянии сети при различных нагрузках и схемах питания. Однако следует отметить, что машины и установки только помогают вести расчет. Принципиальные решения и задания для расчета должен давать проектировщик.

ГЛАВА XII. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ НАРУЖНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Разработка технического проекта газоснабжения города или какого-либо другого населенного пункта начинается с получения задания на проектирование. Обычно задание выдает областное управление газового хозяйства, а для крупных городов — исполком областного или краевого Совета. В задании определен расчетный срок проекта (10—15 лет). Причем, если развитие сетей города предусматривается в две очереди, то на вторую очередь оставляют последние 5 лет. В задании также указывают уровень (процент) газификации различных групп потребителей на конец первой и второй очереди.

В основу проекта закладывают генеральный план застройки города, а также сведения о топливопотреблении различных предприятий. На вновь застраиваемые районы города желательно иметь проекты детальной планировки. В большинстве случаев началу разработки проекта газоснабжения города предшествует выбор площадки для размещения источника газоснабжения города — газораспределительной станции (ГРС). Площадку выбирает комиссия в составе: заказчика (управления газового хозяйства), проектной организации, а также представителя Мингазпрома или проектной организации, которая осуществляет проектирование отвода от магистрального газопровода и ГРС. При выборе площадки для ГРС желательно последнюю размещать ближе к району крупных потребителей газа. В то же время необходимо учитывать возможность прокладки подводящего к ГРС газопровода с соблюдением необходимых разрывов до населенных пунктов и отдельных строений.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАНИРОВКИ И ЗАСТРОЙКИ ГОРОДА

Для примера возьмем город N, расположенный на берегу реки. Территория города составляет 1465 га и граничит: на севере — с лесными массивами Гослесфонда, на юге и востоке — с землями совхозов, на западе — с землями колхоза. Рельеф города спокойный, с общим уклоном к реке. Селитебная территория составляет 21% (307 га). Промышленность и склады занимают 5,5% (82,6 га). Лесные массивы и сельскохозяйственные угодья — 70% (1016 га). Город N имеет население 25 тыс. чел. Проектная численность населения на расчетный срок (1990 г.), согласно данным Генплана, 40 тыс. чел. и на 1980 г. — 32 тыс. чел. Размещение нового строительства намечается: в западной части города — преимущественно на свободных территориях площадью 145 га; в северной части города (за железной дорогой) на свободных территориях площадью в 72 га, а также на реконструируемых территориях центральной части города. Административного районирования город не имеет, но по планировочному признаку всю территорию можно разделить на три жилых района: центральный, западный, северный. В городе много лесных массивов, парков и скверов. Город имеет водопроводную,

канализационную и телефонную сети, в основном в центральном районе. Общая протяженность проездов города составляет 45 км, из них 12 км (26%) имеют усовершенствованное покрытие. В городе имеются хлопчатобумажный комбинат, асфальтобетонный завод, кожзавод, райпищекомбинат, хлебокомбинат и молокозавод.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДОВ ГАЗА

Расчетный расход газа определяем исходя из использования газа: на бытовые нужды населения, для коммунально-бытовых целей, для отопления жилых домов, для промышленных целей. Расчетные расходы подсчитываем по нормам расхода газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды с пересчетом тепловых единиц в кубические метры исходя из теплоты сгорания газа (для нашего случая —33 600 кДж/м³ или 8000 ккал/м³). Расходы определяем по каждому району в отдельности и городу в целом. Сначала определяем годовые расходы, а по годовым расходам и коэффициентам часового максимума вычисляем расчетные часовые расходы. Порядок расчета приведен в табл. 78. Расход газа рассчитан исходя из следующего задания: приготовление пищи — для 100% населения; приготовление ванн — для 80% населения в многоэтажных домах и для 20% — в 1—2-этажных домах; стирка белья — для 100% населения при норме 100 кг белья на 1 чел/год; отопление многоэтажной застройки — от котельных. При определении расхода газа на отопление исходим из того, что к концу расчетного периода обеспеченность жильем составит 12 м² на человека, а общий жилой фонд города будет 480 000 м², в том числе 200 000 м² в малоэтажных домах.

Расход газа на местное отопление. Расход газа на местное отопление рассчитываем из условия перевода на газ 70% местных отопительных устройств (печей) по следующей формуле:

$$Q_{\text{год}} = \frac{Wq\,(t_{\text{вн}} - t_{\text{нар}})\,n24}{\eta Q_{\text{н}}^{\text{р}}},$$

где $Q_{\text{год}}$ — годовой расход газа на отопление, м³; W — объем отапливаемых зданий, м³; q — удельная тепловая характеристика зданий, ккал/(м³·ч) на 1° С (для одноэтажной застройки — 0.7); $t_{\text{вн}}$ — средняя расчетная температура воздуха в помещении (18° С); $t_{\text{нар}}$ —

Таблица 78. Расход газа на бытовые, коммунально-бытовые нужды и местное отопление (для города *N*)

Вид потребления газа	Единица измерения	Норма потребления газа, м³/год	Центральный район		Западный район		Северный район		Всего по городу		Часовой расход по городу, тыс. м³/ч
			Число потребителей	Годовой расход газа, тыс. м³	Число потребителей	Годовой расход газа, тыс. м³	Число потребителей	Годовой расход газа, тыс. м³	Число потребителей	Годовой расход газа, тыс. м³	
Приготовление пищи	На 1 чел. в год	87,5	14 100	1233,75	18 670	1 633,63	7230	632,62	40 000	3500,0	—
Приготовление ванн	То же	60,0	8 310	180,4	9 330	559,80	4280	256,80	21 950	1297,0	—
Стирка белья	На 1 т/год	262,0	846	22,65	1 120	293,44	434,0	113,71	2 400	628,8	—
Итого	—	—	—	1935,8	—	2 486,87	—	1003,3	—	5425,8	—
Потери в сети и неучтенные расходы 10%	—	—	—	193,6	—	248,7	—	100,3	—	542,6	—
Всего по населению	—	—	—	2129,4	—	2 735,57	—	1103,43	—	5968,4	—
Коэффициент часового максимума	—	—	—	1:2200	—	1:2300	—	1:2100	—	—	—
Часовой расход газа, тыс. м³/ч	—	—	—	0,97	—	1,19	—	0,53	—	—	2,69
Школы	На 1 учащегося в год	26,0	3 300	85,8	3 000	78,0	1150	300	7 450	198,8	
Столовые	На 1 обед в год	45,0	5 610	253,5	7 460	334,5	2900	130,0	16 000	718,0	
Больницы	На 1 койку в год	387,0	450	174,0	—	—	—	—	450	174,0	
Итого	—	—	—	744,3	—	572,7	—	222,5	—	1539,5	
Потери в сети и неучтенные расходы 10%	—	—	—	—	74,4	—	57,3	—	22,3	154,0	

Всего по комбыту	—	—	—	818.7	—	630,0	—	244,8	—	1693,5	
Коэффициент часового максимума	—	-	--	1:2,00	--	1:2300	--	1:2300	—	—	
Часовой расход газа, тыс. м³/ч	—	—	—	0,37	—	0,27	—	0,11	—	—	0.75
Всего по населению и комбыту	—	—	—	2948.1	—	3365.57	—	1918,20	—	7661,9	—
Часовой расход	—	—	—	1,34	—	1,46	—	0,61	—	—	3,44
Бани	На 1 помывку	0,87	457 000	397,0	486 000	423,0	—	—	943 000	820,0	—
Часовой расход	—	—	—	0,13	—	0,14	—	—	—	—	0,27
Прачечные	На 1 т сухого белья	515	1023	537,5	900	473,0	—	—	1923	1010,5	—
Часовой расход	—	—	—	0,22	—	0,20	—	—	—	—	0,42
Хлебокомбинат	На 1 т хлеба	97,5	14345,0	1398,64	—	—	—	—	14345,0	1398,64	—
Часовой расход	—	—	—	0,18	—	—	—	—	—	—	0,18
Итого				2333.14	—	896,0	—	—	—	3229,14	
Потери в сетях и неучтенные расходы 10%	—	—	—	233,31	—	89,6	—	—	—	322,91	—
Всего по местным предприятиям	—	—	—	2566,45	—	985,6	—	—	—	2552,05	0,87
Местное отопление	—	—	—	3165,0	—	6052,0	—	1617,0	—	10834,0	—
Часовой расход	—	—	—	2,14	—	3,63	—	1,25	—	—	7,02
По всем группам потребности	—	—	—	8679,55	—	10403,17	—	2965,23	—	22047,95	—
Суммарные часовые расходы	—	—	—	4,01	—	5 43	—	1,89	—	—	11,33

средняя расчетная температура отопительного периода (−5,3° С); n — число суток отопительного периода (189); η — КПД отопительной установки (для печного отопления $\eta=0.65$); $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания, равная 8000 ккал/м³ (33 600 кДж/м³).

Исходя из приведенных данных, норма удельного расхода газа на 1 м³ одноэтажного здания с печным отоплением составит:

$$Q_{год} = \frac{1 \cdot 0,7 [18 - (-5,3)] 189 \cdot 24}{0,65 \cdot 8000} = 11,1 \frac{м^3/год}{1\ м^3\ здания}.$$

Принимая на 1 м² жилой площади одноэтажного здания строительный объем 6,5 м³, получаем, что для отопления 1 м² жилой площади в одноэтажном доме требуется 70 м³ природного газа в год. Максимальный часовой расход на отопление определяется как отношение годового расхода к числу часов использования максимума с учетом коэффициента неравномерности потребления газа (для печного отопления):

$$Q_ч = \frac{Q_{год}\, k\alpha}{k_m},$$

где k — коэффициент неравномерности потребления газа; α — коэффициент одновременности; k_m — число часов использования максимума.

$$k_m = \frac{(t_{вн} - t_{нар.ср})\, n24}{t_{вн} - t_{нар}},$$

где $t_{вн} = +18°$ С; $t_{нар.ср} = -5,3°$ С; $t_{нар} = -26°$ С; $n = 189$.

Исходя из этих данных, число часов использования максимума $k_m = 2400$. Коэффициент неравномерности k может быть принят для системы печного отопления равным 6, т. е. топка печей производится в течение четырех часов в сутки, по 2 ч два раза в день.

При этом

$$k = \frac{24}{4} = 6.$$

Коэффициент одновременности α для систем печного отопления принимается для отдельных районов города в соответствии с числом отапливаемых квартир. При отоплении от АГВ коэффициент k и коэффициент одновременности α принимают равными единице. Результаты определения расчетных расходов на местное отопление сведены в табл. 79.

Таблица 79. Результаты расчета часовых расходов газа на местное отопление

Район	Жилая площадь, м²	70 % с местным отоплением, м²	Норма расхода газа на 1 м², м³/год	Годовой расход газа на отопление, тыс. м³	Коэффициент одновременности α	Коэффициент неравномерности k	Расчетно-часовой расход газа, м³/ч
Центральный	58 680	41 100	70	2877	0,27	6	2140
Западный	111 320	78 600	70	5502	0,24	6	3680
Северный	30 000	21 000	70	1470	0,31	6	1250
Итого	200 000	—	—	10 834	—	—	7020

Расход газа на центральное отопление. Расход газа на центральное отопление (от котельных) подсчитывают из условия перевода на газ всех котельных жилых домов и коммунальных предприятий с учетом перспективы развития города. Годовой расход газа всеми котельными города и отдельных районов определяют исходя из объема отапливаемых зданий. Для отдельных котельных часовой расход газа определяют по формулам:

для водогрейных котлов

$$B_г = \frac{qH_к}{Q_н^р \eta},$$

где $B_г$ — расчетный часовой расход газа, м³/ч; q — теплосъем с 1 м² поверхности нагрева котла, ккал/м²; $H_к$ — поверхность нагрева котла, м²; $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания газа, принимают равной 8000 ккал/м³; η — коэффициент полезного действия отопительных установок (принимают равным 0,8);

для паровых котлов

$$B_г = \frac{D(i_п - i_в)}{Q_н^р \eta},$$

где D — паропроизводительность котла, кг/(ч·м²); $i_п - i_в$ — разность теплосодержания питательной воды и пара.

Годовой расход газа подсчитывают по формуле

$$B_{год} = B_ч \cdot 2400.$$

При отсутствии характеристики котлов годовой и часовой расходы газа определяют по данным расхода топ-

лива в условных единицах. В районах нового строительства и на перспективу нагрузки на проектируемые котельные берутся из Генплана города. Подсчитанные по вышеприведенным формулам годовые и часовые расходы газа для котельных центрального отопления сводят в таблицы по районам. Кроме того, полученные часовые расходы каждой котельной наносят на расчетной схеме сетей города.

Расход газа на промышленные нужды. Все предприятия города N, кроме асфальтобетонного завода, расходуют топливо в котельных для приготовления пара и горячей воды, на отопление и для технологических целей. Расход газа котельными может быть определен по вышеприведенным формулам с учетом перспективного развития предприятий или по расходу условного топлива, как это сделано в рассмотренном случае. Расходы сведены в табл. 80.

Сводный расход газа городом. Годовой и расчетный часовой расходы газа городом по отдельным районам сведены в табл. 81. Кроме расхода газа городскими по-

Таблица 80. Расчетные расходы газа для промышленных предприятий города N

Предприятия	Назначение использования газа	Годовой расход условного топлива, т	Максимальный часовой расход условного топлива, т	Часы работы	Расчетный расход газа	
					годовой, тыс. м³/год	часовой, м³/ч
Хлопчатобумажный комбинат	Технология, отопление и вентиляция	28896	4,91	21	33102	5175
Райпищекомбинат	Технология и отопление	1410	0,16	21	1235	142
Асфальтобетонный завод	То же	493	0,21	7	432	183
Кожевенный завод	»	89,6	0,12	21	786	121
Молокозавод	»	5,5	0,02	21	48,2	20
Итого	—	—	—	—	35603,2	5641

Таблица 81. Сводная таблица расходов газа для города *N*

Потребители	Годовой расход газа, м³/год				Часовой расход газа, м³/ч			
	Центральный район	Западный район	Северный район	Всего	Центральный район	Западный район	Северный район	Всего
Бытовые нужды	2 129 400	2 735 570	1 103 430	5 968 400	970	1190	530	2690
Коммунально-бытовые потребители	818 700	630 000	244 800	1 698 500	370	270	110	750
Крупные коммунальные предприятия	2 566 450	985 600	—	3 552 050	530	340	—	870
Местное отопление	3 165 000	6 052 000	1 617 000	10 834 000	2140	3630	1250	7020
Центральное отопление	6 896 000	8 100 000	2 600 000	17 096 000	2665	3380	1010	7055
Промышленные предприятия	35 123 000	432 000	48 200	35 606 200	5438	183	20	5641
Итого	50 198 550	18 935 170	5 613 430	74 747 150	12 123	8889	2920	24 026

требителями определяют также расход газа загородными потребителями (совхозами, колхозами и т. п.), находящимися в радиусе 5—10 км, которые должны получать газ от городских сетей. В нашем примере такой расход составляет 4820 м³/ч. Однако присоединение отвода к этим потребителям будет осуществлено непосредственно у ГРС и поэтому расходы загородных потребителей на городскую сеть не окажут влияния.

4. ВЫБОР СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

На выбор схемы прежде всего оказывают влияние место расположения ГРС, планировка города и места сосредоточенных расходов. Расположение ГРС принято на западе города в 400 м от его границы. На генеральном плане города наносят все сосредоточенные расходы, а также намечают места размещения ГРП, по возможности, в центре существующих или проектируемых жилых районов. После этого намечают трассы газопроводов высокого или среднего давления. При этом стремятся, чтобы длина газопроводов была минимальной, а к самым крупным потребителям газ поступал бы кратчайшим путем. В нашем примере давление на выходе из ГРС намечается 0,6 МПа (6 кгс/см²). Однако сохранить такое давление по всему городу из-за недостаточной ширины проездов не удается и поэтому в восточной части города после ГГРП переходим на среднее давление. Таким образом получается трехступенчатая схема газоснабжения города. По Генплану составляем расчетную схему газопроводов высокого и среднего давления (рис. 125), на которой наносим расходы и длины участков. По расходам и длине участков газопроводов подбираем диаметры и рассчитываем перепады давлений, на основании которых определяем давление в узлах. Все расчеты сводим в таблицы и наносим на расчетной схеме. При подборе диаметров исходим из того, чтобы в самых удаленных точках газопроводов среднего давления избыточное давление было не менее 0,1 МПа (1,0 кгс/см²), а давление перед ГГРП — не менее 0,4—0,45 МПа (4—4,5 кгс/см²). При выборе схемы сетей высокого и среднего давления по возможности стремятся газопроводы закольцовывать. Однако в нашем примере сеть га-

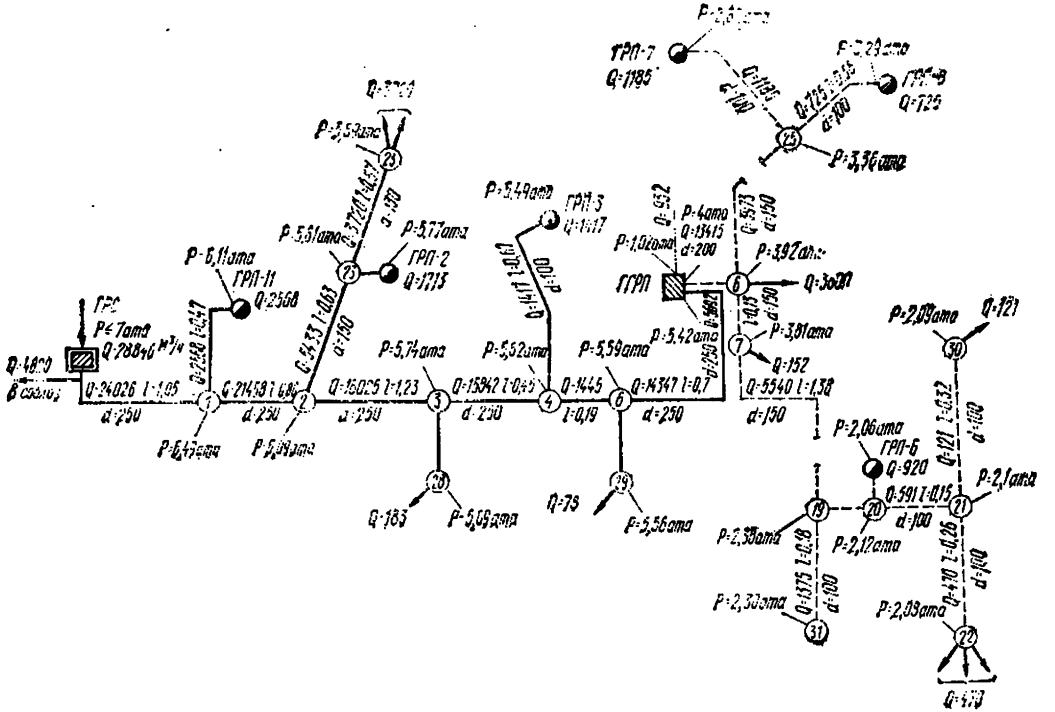


Рис. 125. Схема расчета газопроводов высокого и среднего давления

зопроводов высокого и среднего давления принята тупиковой. Объясняется это тем, что протяженность этих газопроводов относительно небольшая (15,3 км), к тому же планировка города (вытянута) и трассировка газопроводов не диктует необходимости кольцевания этих газопроводов.

5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Все жилые дома и местные коммунально-бытовые предприятия города с расходом газа менее 50 м³/ч снабжаются газом через районные регуляторные пункты от сетей низкого давления. Давление на выходе ГРП, как и в других городах и районах области, сети которых в дальнейшем соединяются между собой, принято 2 кПа (200 мм вод. ст.). Расчетный перепад давления в городских газовых сетях низкого давления определяют из условий, что максимальная тепловая нагрузка на горелки бытовых приборов не должна превышать номинальную более чем на 20% для сохранения достаточно высоких значений КПД газовых приборов и для обеспечения полноты сжигания газа. На такую же величину (20%) тепловая нагрузка не должна быть ниже номинальной, чтобы не удлинять процесс приготовления пищи и горячей воды. Величину максимального и минимального давления определяют по формуле истечения газа из сопла:

$$Q_{ном}/Q_{макс} = \sqrt{p_{ном}}/\sqrt{p_{макс}} \text{ и } Q_{ном}/Q_{мин} = \sqrt{p_{ном}}/\sqrt{p_{мин}}.$$

Действующими нормами при выходном давлении на ГРП 2 кПа (200 мм вод. ст.) величина номинального давления перед бытовыми приборами принята 7,3 кПа (130 мм вод. ст.), при этом перепад давления в уличных газопроводах принят 0,8 кПа (80 мм вод. ст.). Все газопроводы низкого давления кольцуют между собой, и таким образом сети низкого давления снабжаются газом из нескольких точек от ГРП. Нагрузки на отдельные газопроводы рассчитывают по удельным расходам, которые определяют как отношение суммарного расхода населением, небольшими коммунальными предприятиями (3,44 тыс. м³/ч) к суммарной длине уличных газопроводов (42,9 км). При этом для каждого района принимают свои удельные нормы. Диаметры газопроводов подбирают таким образом, чтобы от регуляторного пункта до конца наиболее удаленного газопровода или точки

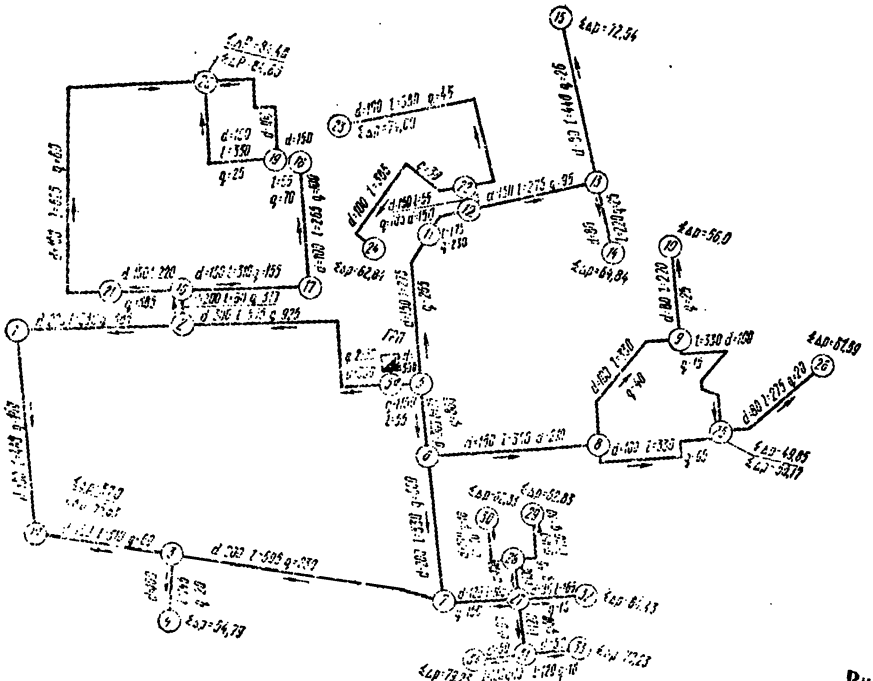


Рис. 126. Расчетная схема газопроводов низкого давления для города *N*

встречи потоков газа с двух соседних регуляторных пунктов суммарные потери давления не превышали 0,8 кПа (80 мм вод. ст.). При этом в одном газопроводе, соединяющем между собой ГРП, который обычно принят наиболее мощным, величина потерь может быть значительно ниже допустимых. Результаты расчета газопроводов сводят в таблицы и на основании этих данных строят схему сетей, на которой наносят: диаметры и длины участков газопроводов, расчетные расходы и суммарные потери давления в конце участков. Величину потерь давления определяют по таблицам (по расходу газа, длине и диаметру газопровода). При расчете стремятся, чтобы допустимый перепад давления был использован наиболее полно, а невязки в узловых точках расчетных ветвей колец не превышали 10%. Для рассматриваемого выше примера на рис. 126 показана расчетная схема газопроводов низкого давления, получающих газ от ГРП.

6. ПОДБОР РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

В соответствии с данными гидравлического расчета газовых сетей высокого и среднего давления подбирают регуляторы давления газа и устанавливают размеры регулирующих клапанов. При определении пропускной способности регуляторов начальное давление перед ГРП принимают наименьшим из возможных по гидравлическому расчету (т. е. при максимальных часовых расходах). Выбирают регуляторы типа РДУК, получившие в городском газоснабжении наибольшее распространение. Для подбора регуляторов пользуются табличной производительностью при перепаде 1000 мм вод. ст. Пропускную способность регуляторов определяют по формулам:

при $p_1/p_2 \leqslant 2$

$$Q_0 = \frac{Q}{32}\sqrt{\frac{\Delta p_0\, p_2}{\gamma_0}};$$

при $p_1/p_2 > 2$

$$Q_0 = Q\frac{1{,}57p_1}{\sqrt{\gamma_0}},$$

где Q_0 — искомая пропускная способность регулятора, м³/ч; Q — табличная пропускная способность регулятора, м³/ч; Δp_0 — располагаемый перепад давления, Па (мм вод. ст.); γ_0 — плотность газа, для

которого подбирают регулятор, кг/м³; p_1 — абсолютное давление газа перед регулятором, кгс/см²; p_2 — абсолютное давление газа после регулятора, кгс/см² (при $p_1/p_2 > 2$ принимают $p_1 = 2p_2$).

В рассматриваемом примере для ГГРП принимают регулятор РДУК 2В-200/105 и при заданном давлении на входе (5,42 ати) и на выходе (4.00 ати) определяют его производительность:

$$Q_0 = \frac{Q}{32}\sqrt{\frac{\Delta p_0 p_2}{\gamma_0}} = \frac{2200}{32}\sqrt{\frac{14\,200 \cdot 4}{0{,}73}} = 19\,200 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбранный регулятор обеспечивает заданную нагрузку 14347 м³/ч. Все регуляторы низкого давления имеют соотношение давлений на входе и выходе (p_1/p_2) более 2. Поэтому расчет производительности определяют по формуле

$$Q_0 = Q\frac{1{,}57p_1}{\sqrt{\gamma_0}}.$$

При выходном давлении $p_2 = 1{,}02$ ати пропускная способность регулятора РДУК 2Н-50/35 составит:

$$Q_0 = 300\frac{1{,}57 \cdot 2 \cdot 1{,}02}{0{,}73} = 1310 \text{ м}^3/\text{ч},$$

т. е. в состоянии обеспечить нагрузку ГРП № 4, 5, 6 и 7. Однако в связи с тем, что в районах действия указанных ГРП возможно строительство многоэтажных зданий, которые не учтены проектом планировки города, мощности ГРП проектируют с запасом и выбирают ре-

Таблица 82. Расчетные данные запроектированных для города *N* ГРП

Газорегуляторные пункты	Нагрузка, м³/ч	Давление газа, ати		Тип регулятора	Число регуляторов
		на выходе p_2	на входе p_1		
ГГРП	14347	5,42	4,00	РДУК 2В-200/105	1
		4,00	1,02	РДУК 2Н-100/50	1
ГРП-1	2568	6,11	1,02	РДУК 2Н-100/50	1
ГРП-2	1713	5,77	1,02	То же	1
ГРП-3	1417	5,49	1,02	»	1
ГРП-4	975	3,54	1,02	»	1
ГРП-5	877	2,67	1,02	»	1
ГРП-6	920	2,06	1,02	»	1
ГРП-7	1185	2,82	1,02	»	1
ГРП-8	725	3,29	1,02	»	1

Примечание. Нагрузка с $p \leqslant 1{,}02$ кгс/см² = 932 м³/ч.

гуляторы типа РДУК 2Н-100/5. Пропускная способность таких регуляторов составит:

$$Q_0 = \frac{610 \cdot 1{,}57 \cdot 2 \cdot 1{,}02}{73} = 2672 \text{ м}^3/\text{ч},$$

т. е. обеспечивает нагрузку любого из запроектированных ГРП. Расчетные данные по ГРП сводят в табл. 82.

ГЛАВА XIII. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ОТВЕТВЛЕНИЙ И ДВОРОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Проект ответвления или дворового газопровода должен включать:

1) план дома в масштабе 1:200 или 1:500 с нанесенными газопроводами, а также подземными и наземными сооружениями. Желательно на этом же плане (в верхнем левом углу) давать схему района из плана города для ориентации расположения дома на городском проезде; особенно необходима такая выкопировка для вновь застраиваемых районов;

2) продольный профиль газопровода в масштабе для горизонтальных расстояний не менее 1:2000, а для вертикальных расстояний — не менее 1:200;

3) типовые или рабочие чертежи отдельных узлов газопровода;

4) расчетно-пояснительную записку с обоснованием принятых решений и гидравлическим расчетом газопроводов.

Расчет ответвлений и дворовых газопроводов так же, как и уличных сетей, сводится к определению наиболее выгодных с технико-экономической точки зрения диаметров труб, обеспечивающих подачу заданного количества газа при принятом перепаде давления. Для разветвленных дворовых газопроводов использование допустимого перепада давления возможно при очень большом числе вариантов назначаемых диаметров отдельных линий или участков газопровода. Однако должен быть принят тот вариант, который дает наименьшее весовое количество металла, расходуемого на изготовле-

ние труб и арматуры. При этом следует стремиться к минимуму числа типоразмеров труб, чтобы не усложнять снабжение объектов материалами и выполнение монтажных работ. Для определения диаметров необходимо знать расчетный расход газа на отдельных участках газопровода, допустимые перепады давления и вид транспортируемого газа. Расчетный часовой расход для дворовых и домовых газопроводов равен сумме номинальных расходов газа, устанавливаемых газовых приборов с учетом коэффициента одновременности их действия

$$Q_{\text{р}} = \sum_{i=1}^{m} k_0 q_i n_i,$$

где $Q_{\text{р}}$ — расчетный часовой расход, м³/ч; k_0 — коэффициент одновременности; q_i — номинальный расход газа прибором или группой приборов, м³/ч; n_i — число однотипных приборов или групп приборов; m — число типов приборов или групп приборов.

Заметим, что коэффициент одновременности работы приборов тем больше, чем меньше присоединенных приборов и наоборот. Для одного прибора коэффициент одновременности всегда равен единице. Такой же коэффициент принимается для постоянно работающих приборов, в частности для холодильников и отопительных установок непрерывного действия. Значение коэффициента одновременности для жилых зданий в зависимости от числа квартир и типов устанавливаемых газовых приборов следует принимать по табл. 83. Расход природного газа [при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 33\,600$ кДж/м³ (8000 ккал/м³)] одним прибором определяют по табл. 84 или по паспортным данным.

Для определения расчетного расхода необходимо знать число квартир, присоединенных к газопроводу, а также тип и число установленных приборов. Допустим, что к газопроводу присоединено 50 квартир, в которых установлены четырехгорелочные плиты. Из табл. 83 и 84 находим, что расчетный расход газа одной плитой составляет 1,25 м³/ч, а коэффициент одновременности при 50 присоединенных квартирах составляет 0,223. Отсюда расчетный расход для газопровода будет

$$Q_{\text{расч}} = 1{,}25 \cdot 50 \cdot 0{,}223 = 13{,}94 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Таблица 83. Коэффициент одновременности k_0 в зависимости от числа газоснабжаемых квартир, типов и числа приборов

Число квартир	Тип и число установленных приборов					
	одна плита четырехгорелочная	одна плита двухгорелочная	плита четырехгорелочная и проточный водонагреватель	плита двухгорелочная и проточный водонагреватель	плита четырехгорелочная и емкостный водонагреватель	плита двухгорелочная и емкостный водонагреватель
1	1	1	0,72	0,75	1	1
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	0,3
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
11	0,25	0,258	0,21	0,22	0,237	0,245
12	0,245	0,254	0,207	0,215	0,232	0,24
13	0,243	0,249	0,2	0,21	0,229	0,236
14	0,241	0,245	0,195	0,205	0,226	0,231
15	0,24	0,242	0,19	0,2	0,223	0,228
20	0,235	0,23	0,181	0,19	0,217	0,222
25	0,233	0,221	0,178	0,185	0,215	0,219
30	0,231	0,218	0,176	0,184	0,213	0,216
35	0,229	0,215	0,174	0,183	0,211	0,213
40	0,227	0,213	0,172	0,18	0,209	0,211
45	0,225	0,212	0,171	0,179	0,206	0,208
50	0,223	0,211	0,17	0,178	0,205	0,205
60	0,22	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	0,21	0,202	0,16	0,17	0,193	0,196
400	0,18	0,17	0,13	0,14	0,15	0,152

Таблица 84. Ориентировочные расходы газа для некоторых газовых приборов и оборудования

Прибор	Расход газа	
	ккал/ч	м³/ч при $Q_н$ = 8000 ккал/м³
Плита двухгорелочная без духового шкафа	3200	0,4
То же, с духовым шкафом	6000	0,75
Плита трехгорелочная с духовым шкафом	7760	0,95
Плита четырехгорелочная с духовым шкафом	9600	1,25
Плита ресторанная двухгорелочная без духового шкафа	16 000	2,0
То же, с комбинированным верхом, с двумя духовыми шкафами	60 000	7,5
Все типы плит, переводимых с твердого топлива на газообразное (на 1 м² жарочной поверхности).	30 000	3,75
Котлы для варки пищи (на каждые 100 л емкости)	20 000	2,5
Кипятильник (на 100 л кипятка)	16 480	2,0
Ресторанный духовой шкаф	12 000	1,5
Водонагреватель проточный быстродействующий для ванн	18 000—25 000	2,3—3,2
То же, для кухни	8000	1,0
Водонагреватель емкостный с запасом воды 80 л	6000	0,75
То же, с запасом воды 120 л	12 000	1,5
Камин газовый	14 400	0,15
Холодильник газовый	160	0,02
Стиральная машина производительностью 5 кг/ч сухого белья	4960	0,65
Лабораторная горелка большая	2000	0,25
То же, малая	960	0,12

При наличии в квартирах, кроме плит, проточных водонагревателей расчетный расход, согласно данным табл. 83 и 84, составит

$$Q_{расч} = (1,25 + 2,75)\,50 \cdot 0,17 = 34 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где 1,25 и 2,75 — соответственно расчетный расход газа для четырехгорелочной плиты и для проточного водонагревателя; 0,17 — коэффициент одновременности для 50 квартир, оборудованных плитами и проточными водонагревателями.

Если газопровод разветвленный, то таким же образом определяют расчетные расходы для каждого участка и ответвлений.

Перепады давлений (или потери давлений), которые следует принимать при расчете квартальных, дворовых и внутридомовых газопроводов, определяются суммарно допустимым перепадом давления для сетей низкого давления. СНиПом рекомендуется потери давления в дворовых и домовых газопроводах при многоэтажной застройке принимать равными 0,35 кПа (35 мм вод. ст.) при давлении на выходе на ГРП 2 кПа (200 мм вод. ст.) и 0,6 кПа (60 мм вод. ст.) при давлении 3 кПа (300 мм вод. ст.). При расчетах внутриквартальных и дворовых газопроводов на их долю относят 40—50% допустимых потерь, а остальные — на домовые газопроводы. Меньшее значение принимают для коротких газопроводов, а большее — для квартальных разводок. В жилых кварталах, примыкающих к регуляторным пунктам, а также при снабжении газом от газопроводов среднего и высокого давления через местные регуляторные установки (шкафные) расчетные перепады для квартальных и дворовых газопроводов могут увеличиваться до 0,4—0,6 кПа (40—60 мм вод. ст.). Вид транспортируемого газа, так же как при расчете уличных газопроводов, оказывает влияние на величину диаметров газопроводов в двух направлениях. Прежде всего от вида газа зависит теплота сгорания, а следовательно, и расход газа приборами. С другой стороны, вид транспортируемого газа оказывает влияние на величину потерь давления, так как в состав расчетных формул входят плотность газа γ и кинематическая вязкость ν, определяемые составом газа. Дворовые, а также и внутридомовые газопроводы рассчитывают по тем же формулам, что и для уличных сетей и газопроводов. Наиболее часто для этих целей пользуются таблицами.

Расчет дворового газопровода (рис. 127). Предположим, что наиболее удаленной точкой дворовой сети является *Ст4*. При этом протяженность газопровода *М—1—2—3—4—5—6—Ст4* составляет 120 м. При максимально допустимых потерях давления по длине всего газопровода 0,16 кПа (16 мм вод. ст.) [45% суммарных потерь — от 0,35 кПа (35 мм вод. ст.)] падение давления на 1 м газопровода равно 0,0013 кПа ($16 : 120 \approx 0{,}13$ мм вод. ст.). При гидравлическом расчете дворовых и домо-

вых газопроводов следует учитывать местные сопротивления путем введения понятия расчетной длины газопровода, которую определяют по формуле

$$l = l_1 + \Sigma\xi l_{экв},$$

где l_1 — действительная (фактическая) длина газопровода, м; $\Sigma\xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений данного участка газопровода, $l_{экв}$ — условная эквивалентная длина прямолинейного участка газопровода, потери давления на котором равны потерям давления в местном сопротивлении со значением коэффициента $\xi = 1$.

При расчете газопроводов низкого давления для жилых домов потери давления в местных сопротивлениях допускается определять как величины, пропорциональные потерям давления на прямолинейных участках га-

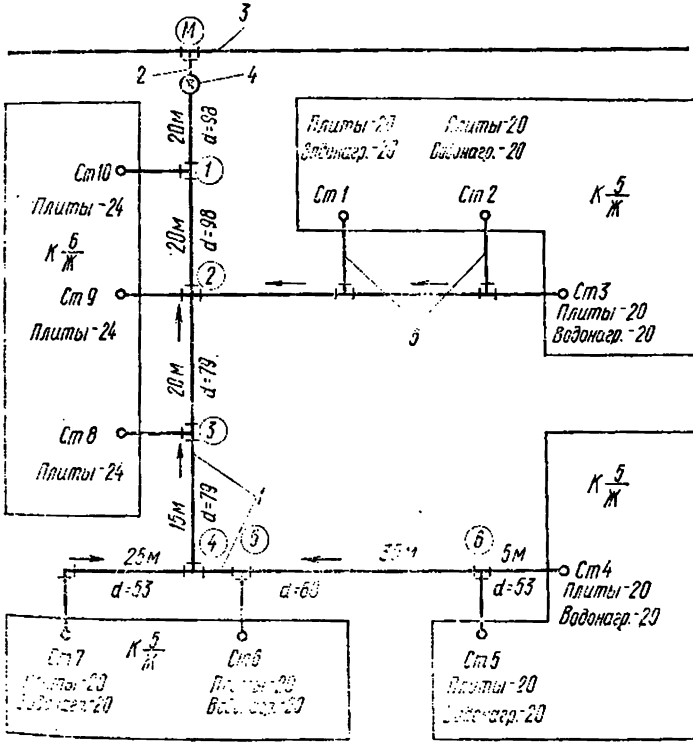


Рис. 127. Схема расчета дворовых газопроводов

1 — дворовый газопровод; *2* — ответвление; *3* — уличный газопровод; *4* — задвижка; *5* — вводы

Таблица 85. Результаты расчета дворового газопровода

№ участка	Длина участка	Присоединяемые приборы		Коэффициент одновременности k_0	Расчетный расход, м³/ч	Диаметр внутренний, мм	Потери давления, Па (мм вод. ст.)	
		наименование	число				на 1 м	на весь участок
Ст4—6	5	Плиты	20	0,181	14,48	53	0,9(0,09)	4,5(0,45)
		Водонагреватели	20	—	—	—	—	—
6—5	35	Плиты	40	0,172	26,52	68	0,75(0,075)	26,3(2,63)
		Водонагреватели	40	—	—	—	—	—
5—4	5	Плиты	60	0,166	39,84	68	1,56(0,156)	7,8(0,78)
		Водонагреватели	60	—	—	—	—	—
4—3	15	Плиты	80	0,163	52,16	80	1,1(0,11)	16,5(1,65)
		Водонагреватели	80	—	—	—	—	—
Ст3—2	20	Плиты	104	0,16	56	80	1,3(0,13)	26(2,6)
		Водонагреватели	80	—	—	—	—	—
2—1	20	Плиты	188	1,155	96,1	96	1,45(0,145)	29(2,9)
		Водонагреватели	140					
1—М	20	Плиты	212	0,15	97,5	96	1,46(0,146)	29,2(2,92)
		Водонагреватели	140					

зопроводов, равные: на дворовых и внутриквартальных газопроводах — 10% линейных потерь; на газопроводах от вводов в здания до стояков — 25; на стояках — 20%; на внутриквартирной разводке: при длине разводки 1—2 м 450; 3—4 м 200; 5—7 м 120; 8—12 м 50%. При гидравлических расчетах газопроводов рекомендуется пользоваться таблицами и номограммами, разработанными на основании принятых формул. Зная протяженность отдельных участков сети, можем вычислить допустимые потери давления для каждого участка сети и по расходу газа определить диаметр труб. Расчетный расход для каждого участка сети определяем по числу присоединенных приборов, расходу газа одним прибором и коэффициенту одновременности работы приборов. Все расчеты сводим в табл. 85. Расчет начинаем от наиболее удаленной точки *Ст4*. Расходы газа принимаем по табл. 84 для четырехгорелочной плиты — 1,25 м³/ч, для быстродействующего водонагревателя — 2,75 м³/ч. Из таблицы видим, что суммарные потери давления не превышают допустимых. Следовательно, останавливаемся на принятых диаметрах. Для остальных участков сети диаметры определяем аналогичным образом. При этом может быть допущено более высокое падение давления на участках, чем среднее по наиболее длинному направлению газопроводов. Однако суммарные потери давления по этим направлениям не должны превышать допустимых — в нашем случае 16 мм вод. ст.

Диаметр вводов не должен быть меньше диаметра стояков. Наиболее часто для многоэтажных домов диаметр вводов принимают в 2″ (50 мм). С учетом местных сопротивлений (10% линейных потерь) суммарные потери составляют 134,8+13,5=148,3 Па, что меньше допустимых 160 Па (16 мм вод. ст.)

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Проект газооборудования дома должен содержать следующие данные:

1. Поэтажные планы здания в масштабе: 1:100 или 1:200 с указанием высоты, объема и назначения помещений, где прокладываются газопроводы и устанавливаются газовые приборы, с нанесением схемы трубопроводов, расположения газовых приборов, дымоходов и

вентиляционных каналов, а для ранее построенных домов — с нумерацией квартир и указанием числа проживающих семей и жильцов.

2. Пространственную схему газопровода в масштабе 1:100 с указанием диаметров и уклонов труб, всей арматуры и расчетных участков.

3. Расчетно-пояснительную записку с указанием в ней принятых расчетных норм, вычисленных расходов газа, диаметров труб и потерь напора газа как по участкам, так и по всей сети.

4. Отдельные рабочие чертежи прокладки газопроводов и установки газовых приборов для условий, отличающихся от нормальных.

5. Акты на обособленность и качество тяги дымоходов и на техническое состояние вентиляционных каналов кухонь и ванных комнат.

Обычно проект газооборудования дома составляется вместе с проектом газовых вводов и дворовых газопроводов и на утверждение эти проекты представляются одновременно. При составлении проекта газооборудования дома в первую очередь в поэтажных планах намечается расположение газовых приборов.

Газовые плиты, как правило, устанавливают на кухнях. При отсутствии в старых зданиях кухонь и невозможности выделить под кухню отдельное помещение допускается установка газовых плит в коридорах высотой не менее 2,2 м, имеющих естественное освещение и вентиляцию, при условии, что ширина прохода между устанавливаемой плитой и противоположной стеной составляет не менее 1 м. Необходимость обеспечения высоты помещений не менее 2,2 м обусловливается тем, что продукты сгорания газа, в том числе окись углерода при неполном сгорании, поднимаются к потолку. Следовательно, при небольшой высоте потолка воздух для дыхания будет загрязнен, что может привести к отравлению. Расстояние между плитой и стеной должно быть 1 м. Это необходимо для того, чтобы при проходе не задевать за краны и не открывать их. Лучше всего устанавливать плиты на кухне у стены, противоположной окну. Не рекомендуется располагать плиты непосредственно у окна, так как при открытом окне или форточке горелки могут задуваться ветром. Как правило, на кухне устанавливают одну плиту с духовым шкафом. В малометражных квартирах устанавливают двухгорелочные плиты, а в ос-

тальных — четырехгорелочные. В многонаселенных квартирах иногда приходится устанавливать по две плиты и более. В таких квартирах число устанавливаемых плит определяется по числу проживающих семей— на каждую семью должно приходиться не менее одной горелки. К кухням предъявляют требования не только в отношении высоты, но и в отношении объема. Внутренний объем помещений, где устанавливаются газовые плиты и таганы, должен быть не менее ($м^3$):

для плиты и тагана на две горелки	8
то же, на три горелки	12
» четыре »	15

Нормы объема помещений определяются санитарно-гигиеническими требованиями.

Газовые водонагреватели устанавливают в домах, имеющих ванные комнаты и дымоходы для отвода продуктов сгорания. Места установки их могут быть как в ванных комнатах, так и на кухнях. Кухонные водонагреватели оборудуют автоматическими устройствами. Минимальный объем ванных комнат или объединенных санитарных узлов, в которых монтируются проточные водонагреватели, должен быть равен 7,5 $м^3$. Если предусматривается установка водонагревателей с отводом продуктов сгорания в дымоходы в кухнях, то увеличение объема кухонь сверх предусмотренных не требуется. Котлы ВНИИСТО-Мч разрешается устанавливать в нежилых помещениях объемом не менее 7,5 $м^3$. Помещение ванной комнаты или объединенного санитарного узла в соответствии с действующими правилами должно иметь вентиляционный канал, а для обеспечения притока воздуха — решетку у пола площадью не менее 0,02 $м^2$ или щель под дверью такой же площади. После того как намечено расположение газовых приборов, определяют места установки стояков и намечают подводку. Стояки располагают по возможности ближе к плитам. Не рекомендуется размещать стояки в углах помещений, так как при таком размещении трудно производить монтаж и обслуживание газопроводов. Не разрешается устанавливать стояки в санитарных узлах и в ванных комнатах из-за опасности коррозии. По этой же причине нежелательно через санузел прокладывать горизонтальные газопроводы, а в случае вынужденной прокладки их надо размещать выше смывных бачков, чтобы на них не капала вода при конденсации. Водонагреватели в ванных компа-

так располагаются на несгораемых стенах у слива ванны. Однако при этом следует учитывать, что расстояние от водонагревателя до дымохода должно быть не более 3 м в новых домах и 6 м в существующих домах. На поэтажном плане должно быть показано, к какому дымоходу подключается водонагреватель.

Как только будет намечена расстановка приборов и нанесена подводка к ним, приступают к расчету газопроводов, предварительно построив пространственную схему. На схеме квартирные газопроводы, стояки и подвальную разводку разбивают на отдельные расчетные участки, имеющие неизменный расход газа и диаметр трубопровода. Эти участки обозначаются цифрами или буквами. Сначала вычисляют расчетные расходы. По расчетным расходам и допустимым потерям давления определяют диаметры отдельных участков газопровода. Диаметры квартирных разводок для всех этажей имеют одинаковый размер, а разводки являются стандартными. Все расчеты сводят в таблицы. Допустимые потери давления во внутридомовых сетях принимают исходя из допустимого перепада давления для дворовых и домовых газопроводов. Как уже отмечалось, на домовые газопроводы относят 50—60% суммарных потерь, что составляет 0,2—0,25 кПа (20—25 мм вод. ст.) при давлении на выходе из ГРП 2 кПа (200 мм вод. ст.) и 0,3—0,35 кПа (30—35 мм вод. ст.) при давлении на выходе из ГРП 3 кПа (300 мм вод. ст.). В указанную величину допустимых потерь давления входят потери от местных сопротивлений, которые обычно принимают равными 0,08—0,1 кПа (8—10 мм вод. ст.), потери в приборах (обычно в автоматическом водонагревателе), величина которых составляет 0,09 кПа (9 мм вод. ст.). Кроме того, к допустимым потерям давления прибавляется гидростатическое давление, равное около 5 Па (0,5 мм вод. ст.) на каждый метр высоты. С учетом изложенного при выходном давлении из ГРП 2 кПа (200 мм вод. ст.) линейные потери давления во внутридомовых газопроводах принимают равными 0,1—0,15 кПа (10—15 мм вод. ст.), а при выходном давлении 3 кПа (300 мм вод. ст.) — 0,15—0,2 кПа (15—20 мм вод. ст.). Расчет всегда начинают с точки (прибора), наиболее удаленной от ввода. В первую очередь определяют диаметры квартирной разводки. Их назначают исходя из того, чтобы суммарные потери давления до стояка не превышали 0,05—0,08 кПа (5—8 мм вод. ст.).

При подаче природного газа подводку к плитам рекомендуется делать из труб диаметром 1/2″, а к ванным водонагревателям — 3/4″. В этом случае, если расход газа плитой составляет 1,25 м³/ч и водонагревателем 3 м³/ч, потери давления в подводках при длине последних до 5 м составят: в подводке к плите 5·0,25=1,25 мм вод. ст. (12,5 Па), а в подводке к водонагревателю 5·0,37=1,85 мм вод. ст. (18,5 Па). Следует, однако, иметь в виду, что для определения суммарных потерь давления в квартирной разводке полученные величины не суммируются. Их надо прибавлять к потерям давления в газопроводе, расположенном от стояка до разветвления (к приборам), по которому газ подается как к плите, так и к колонке. В настоящее время в новых домах этот участок также делают диаметром 3/4″. При одновременной работе обоих приборов и длине газопровода до 5 м потери давления в нем составят: 5·0,43= =2,15 мм вод. ст. Таким образом, суммарные потери давления в квартирном газопроводе при принятых диаметрах составят: до плиты 1,25+2,15=3,4 мм вод. ст. (~34 Па), а до водонагревателя — 1,85+2,15= =4 мм вод. ст. (~40 Па). Указанные потери давления меньше допустимых 50 Па (5 мм вод. ст.). Следовательно, диаметры квартирных газопроводов выбраны правильно и их можно применять для всех новых домов. В старых домах длина квартирной разводки может достигать нескольких десятков метров. В таких случаях диаметры газопроводов необходимо увеличивать, чтобы суммарные потери давления до стояка не превышали допустимых 50—80 Па (5 или 8 мм вод. ст.). Диаметры стояков принимают такими, чтобы суммарные потери давления в них вместе с потерями давления в квартирной разводке и подвальном газопроводе до ввода не превышали допустимых потерь давления для внутридомовой сети 0,1—0,15 кПа (10—15 мм вод. ст.) при давлении на выходе регулятора 2 кПа (200 мм вод. ст.) и 0,15—0,2 кПа (15—20 мм вод. ст.) при выходном давлении 3 кПа (300 мм вод. ст.).

Расчет внутридомовых газопроводов (рис. 128) рассмотрим на примере. В первом случае произведем расчет газопровода (стояка) дома без учета гидростатического (дополнительного) давления, а во втором — с учетом его, учитывая также местные сопротивления, которые обычно в расчет не принимаются, полагая, что они перекрывают-

ся дополнительным давлением. Величину гидростатического давления определяют по формуле

$$H_г = \pm (\gamma_в - \gamma_г) z,$$

где $H_г$ — приращение давления газа (дополнительное или гидростатическое давление), Па (мм вод. ст.); $\gamma_в$ — плотность воздуха при 0° С и давлении 760 мм вод. ст., кг/м³; $\gamma_г$ — плотность газа, кг/м³; z — разность абсолютных отметок начала и конца рассчитываемого газопровода, м.

Для природного газа плотностью 0,73—0,78 кг/м³ дополнительное давление на 1 м составит: $\pm(1{,}293-0{,}78)\times$ $\times 1 \approx 0{,}5$ мм вод. ст. (5 Па). Для газопроводов, показанных на рис. 128, наиболее удаленными от ввода точками являются газовые приборы на пятом этаже стояка № 1. Подводку к приборам принимаем стандартную: к плите 1/2″ (13 мм), к водонагревателю 3/4″ (20 мм). Расчетный расход газа для каждого участка сети определяем по

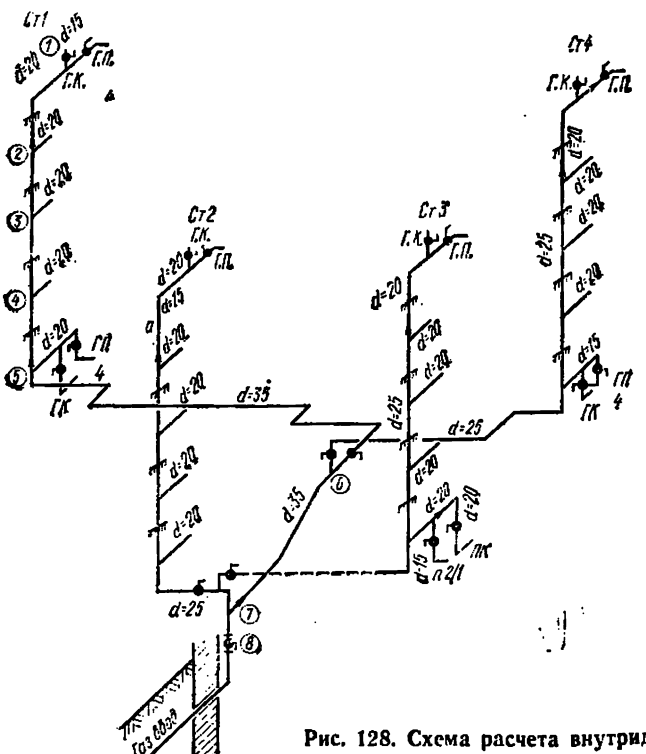


Рис. 128. Схема расчета внутридомовых газопроводов

Таблица 86. Результаты расчета внутридомовых газопроводов Стояк № 1 (ввод)

№ участка	Число установленных приборов: плиты: 4-горелочная	плиты: 2-горелочная	водонагреватель	Коэффициент одновременности K_0	Расчетный расход, м³/ч	Длина участка, м	Диаметр, мм	Потери давления, Па (мм вод. ст.): на 1 м	на весь участок
ГК—1		—	1	1	3	3	20	3,67(0,367)	11,01(1,101)
1—2	1	—	1	0,72	3	4	20	3,67(0,367)	14,68(1,468)
2—3	2	—	2	0,46	3,9	3,2	25	1,9(0,19)	6,08(0,608)
3—4	3	—	3	0,35	4,4	3,2	25	2,61(0,261)	8,35(0,835)
4—5	4	—	4	0,31	5,2	3,2	25	3,52(0,352)	11,26(1,126)
5—6	5	—	5	0,28	5,9	16	35	1,15(0,115)	18,4(1,84)
6—7	10	—	10	0,22	9,2	8	35	2,52(0,252)	20,16(2,016)
7—8	15	5	20	0,181	14,8	1	40	3,05(0,305)	3,05(0,305)
ГП / 4 — 1	1	—	—	1	1,2	2,5	13	2,35(0,235)	93(9,3) / 5,88(0,588)

Таблица 87. Результаты расчета внутридомовых газопроводов с учетом дополнительного давления и местных сопротивлений

№ участка	Число приборов: Плита: четырехгорелочная	Число приборов: Плита: двухгорелочная	Число приборов: Водонагреватель ВПГ-25 (КГИ-56)	Коэффициент одновременности K_0	Расчетный расход, м³/ч	Диаметр, мм	Длина участка, м	Суммарный коэффициент местных сопротивлений	Эквивалентная длина газопровода ($\xi=1$)	Эквивалентная длина местным сопротивлениям, м	Расчетная длина участка, м	Потери давления, Па (мм вод. ст.): на 1 м	Потери давления, Па (мм вод. ст.): на весь участок	Местные коэффициенты сопротивления участков и их значения	
ГК—1	—	—	1	1	3	20	3	11,5	0,56	6,44	9,44	3,67(0,367)	34,6(3,46)	Угольник Тройник-поворот Кран проходной Тройник-поворот (угольники)	1×2,0=2,0 1×1,5=1,5 1×2,0=2,0 3×2,0=6,0 $\Sigma\xi=11,5$
1—2	1	—	1	0,72	3	20	4	5,0	0,56	2,8	6,8	3,67(0,367)	25(2,5)	Переход Угольник Муфта	1×1,0=1,0 1×2,0=2,0 2×0,5=1,0 $\Sigma\xi=5,0$
2—3	2	—	2	0,46	3,9	25	3,2	2,5	0,62	1,55	4,75	1,9(0,19)	9(0,9)	Тройник-проход Муфта	1×1,0=1,0 1×0,5=0,5 $\Sigma\xi=1,5$

3—4	3	—	3	0,35	4,4	25	3,2	1,5	0,65	0,98	4,18	2,61(0,261)	11,8(1,18)	Тройник-проход Муфта	1×1,0=1,0 1×0,5=0,5 $\Sigma\xi=1,5$
4—5	4	—	4	0,31	5,2	25	3,2	2,5	0,68	1,7	4,9	3,52(0,352)	17,2(1,72)	Переход Тройник-проход Муфта	1×1,0=1,0 1×1,0=1,0 1×0,5=0,5 $\Sigma\xi=2,5$
5—6	5	—	5	0,28	5,9	35	16	12,0	0,86	10,32	26,32	1,15(0,115)	30,3(3,03)	Угольник Кран проходной Тройник-проход	6×1,5=9,0 1×2,0=2,0 1×1,0=1,0 $\Sigma\xi=12,0$
6—7	10	—	10	0,22	9,2	35	8	7,0	0,95	6,75	14,75	2,52(0,252)	37,2(3,72)	Тройник-проход Отступ Переход Муфта	2×1,0=2,0 2×0,5=1,0 1×1,0=1,0 4×0,5=2,0 $\Sigma\xi=6,0$
7—8	15	5	20	0,181	14,8	40	1	2,5	1,18	2,95	3,95	3,05(0,305)	12(1,2)	Кран Муфта	1×2,0=2,0 1×0,5=0,5 $\Sigma\xi=2,5$
												Итого			177,1<200 17,71<20

числу присоединенных приборов, расходу газа одним прибором и коэффициенту одновременности приборов. Потери напора определяем по таблицам. Все расчеты сводим в табл. 86. Аналогичным образом рассчитываем другие стояки.

Для типовых домов и квартир бывает достаточным рассчитать самый неблагоприятный (наиболее удаленный) стояк и полученные диаметры принять для всех остальных стояков, что мы и сделаем для нашего примера. Эти же газопроводы (рис. 128) рассчитываем с учетом дополнительного гидростатического давления и местных сопротивлений. Величина дополнительного давления, как уже было сказано, определяется разностью отметок верхнего прибора (на 5-м этаже)и ввода. В нашем случае эта разность составляет при высоте этажа 3,2 м 3,2× ×5=16 м. Следовательно, дополнительное давление при использовании природного газа будет $0{,}5 \cdot 16 = 8{,}0$ мм вод. ст. (80 Па). Местные сопротивления или местные потери давления, как указывалось, возникают при движении газа по газопроводу за счет изменения направления в фасонных частях и в запорной арматуре. Потери давления, вызываемые местными сопротивлениями в домовых сетях, могут достигать значительной величины. Результаты расчета газопроводов с учетом местных сопротивлений сводим в табл. 87, откуда видно, что при учете местных сопротивлений потери давления увеличились на 84,1 Па (8,41 мм вод. ст.), т. е. местные сопротивления примерно равны гидростатическому давлению. Теперь понятно, почему при снабжении природным газом для обычных домовых систем газоснабжения не учитывают как местные сопротивления, так и гидростатическое давление. Часто эти величины примерно равны и противоположны по направлению, поэтому они взаимно уничтожаются, а расчет значительно упрощается. Однако заметим, что потери давления в домовых системах газоснабжения за счет местных сопротивлений значительны, поэтому количество таких сопротивлений (изгибов, обводок, отступов и т. п.) должно быть сведено к минимуму.

ГЛАВА XIV. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗООБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ И ПРЕДПРИЯТИЙ

1. СОСТАВ ПРОЕКТА

Проект газооборудования отопительной котельной, а также коммунального или промышленного предприятия должен включать следующие документы.

1. План застройки участка в масштабе 1:500 или 1:1000 с нанесенными подземными и надземными газопроводами и арматурой на них, а также другими подземными сооружениями.

2. План котельной или газифицируемых цехов предприятия в масштабе 1:100 или 1:200. На плане наносят газифицируемые котлы (печи), газопроводы, воздуховоды, импульсные подводки, а также вентиляционные и предохранительные устройства.

3. Разрез котельной или цеха перед фронтом котлов или печей. При установке горелок с разных сторон котла (печи) делают несколько разрезов.

4. Пространственная схема газооборудования в масштабе 1:100. На схеме показывают все газопроводы, импульсные трубопроводы, запорные и предохранительные устройства, а также дают спецификацию оборудования.

5. Разрез котлов или печей с показом обмуровки и размещения газогорелочных и предохранительных устройств.

6. Рабочие чертежи отдельных узлов. Обязательно прикладывают чертежи горелок, если предусмотрена установка нетиповых горелок. Отдельно дают узел редуцирования и узел учета. При устройстве автоматики прикладывают схему ее работы, а также монтажные чертежи.

К проекту также прикладывают расчетно-пояснительную записку, в которой дается краткая характеристика объекта, а также обоснование принятых решений и расчет основных параметров.

2. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

При составлении проекта газооборудования котельной или промышленных печей рассчитывают следующие величины.

Расход газа котельной или предприятием. Для отопительных котельных расход определяют исходя из одно-

временной работы всех рабочих котлов при максимальной тепловой нагрузке. Расчетный расход для промышленных предприятий и отдельных цехов определяют исходя из режима работы всех газопотребляющих агрегатов по совмещенному часовому (за сутки) графику. За расчетный принимают максимальный часовой расход.

Мощность горелок и их размеры. В зависимости от типа котла или печей, максимальной теплопроизводительности и давления газа подбирают определенный тип горелок. Число горелок должно обеспечивать заданную теплопроизводительность котла или печи. При этом стремятся, чтобы размеры горелок были типовые, а число горелок обеспечивало удобное расположение их при монтаже и эксплуатации. Если мощность или конструкция горелки окажутся нетиповыми, горелку рассчитывают по максимальному расходу.

Вентиляция. В большинстве случаев котельные и предприятия еще до газификации имеют организованную приточно-вытяжную вентиляцию. При переводе на газ вентиляцию подвергают проверочному расчету и, если необходимо, определяют мощность и размеры дополнительных вентиляционных устройств.

Диаметры газопроводов. Диаметры газопроводов отопительных котельных, коммунальных и промышленных предприятий рассчитывают по максимальному расходу газа на участке и допустимым перепадам давления. При расчете газопроводов исходят из того, что потери на трение не должны превышать 25% номинального давления горелок. При этом к линейным потерям прибавляют потери на местные сопротивления.

Газорегуляторные установки. Расчет узла редуцирования обычно сводится к выбору типа регулятора давления и его мощности. Предварительно должно быть выбрано давление, на котором должны работать горелки, чтобы определить перепад давления, по которому подбирается регулятор.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА И ПОДБОР ГОРЕЛОК

Расход газа паровыми котлами определяют по паропроизводительности.

$$B_г = \frac{D\,(i_п - i_в)}{Q_н^р\,\eta},$$

где $B_г$ — расход газа, м³/ч; D — паропроизводительность, кг/ч; $i_п$ — теплосодержание пара, ккал/кг; $i_в$ — теплосодержание питательной воды, ккал/кг; $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания газа, ккал/м³; η — КПД котла (обычно принимают равным 0,8).

Для водогрейных котлов расход газа определяют по теплосъему с 1 м² котла по формуле

$$B_г = \frac{H_к q}{Q_н^р \eta},$$

где $B_г$ — расход газа, м³/ч; $H_к$ — поверхность нагрева котла, м²; q — теплосъем с 1 м² котла, ккал/м²·ч; $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания газа, ккал/м³; η — КПД котла.

По этой же формуле определяют расход газа паровыми котлами малой теплопроизводительности. Расход газа или теплопроизводительность промышленными печами обычно бывают заданы.

4. ГАЗООБОРУДОВАНИЕ И АВТОМАТИКА КОТЕЛЬНЫХ

Отопительные котельные малой мощности. В жилищно-коммунальном хозяйстве наибольшее распространение получили котлы малой мощности, к которым относятся вертикально-водотрубные, чугунные секционные и жаротрубные котлы. В последнее время широкое применение получили вертикально-водотрубные котлы с естественной циркуляцией типа Е—1/9Г для приготовления пара на хозяйственные и технологические цели. Чугунные секционные котлы широко применяются для отопления отдельных домов или группы домов, а также в небольших коммунальных и промышленных предприятиях. К этому типу котлов в первую очередь относятся котлы «Универсал» (модели 5 и 6), «Энергия» (модели 3 и 6) и «Тула». В большинстве своем секционные котлы применяются в качестве водогрейных, но при установке барабанов-паросборников могут использоваться в качестве паровых низкого давления ($p<0{,}7$ атм). Для перевода чугунных секционных котлов на газовое топливо применяют самые разнообразные газогорелочные устройства, которые в ряде случаев работают с плохими теплотехническими показателями и нередко приводят к выходу котлов из строя. Совместными исследованиями, проведенными институтами НИИ санитарной техники,

Мосгазпроект, Укргипрогорпромгаз, Ленгипроинжпроект, установлено, что основными причинами выхода котлов из строя являются: неравномерный нагрев поверхности секций, локальный перегрев отдельных участков, приводящий к появлению внутренних напряжений металла, и слабая циркуляция воды в некоторых элементах секций. На основании проведенных исследований и испытаний для секционных котлов рекомендованы следующие типы горелок: для низкого давления газа при разрежении в топке не менее 15 Па (1,5 мм вод. ст.) — подовые бездутьевые горелки (при условии тщательной наладки и оборудованные автоматикой); для среднего давления газа — форкамерные горелки или инжекционные типа ИГК, устанавливаемые в нижней части топки, оборудованные автоматикой.

Подовая горелка без дутья обеспечивает работу котла с КПД в пределах от 85,3 до 80,4%, обладая достаточным диапазоном регулирования в пределах давлений от 0,1 до 2 кПа (от 10 до 200 мм вод. ст.). Горелка обеспечивает сравнительно равномерное распределение тепловых потоков и температуру стенок секций при всех режимах работы котла и может применяться при любом давлении газа в городских газопроводах. К недостаткам этой горелки относятся: сниженный на 2—4% КПД котлов при работе на максимальных нагрузках; необходимость разрежения в топке в пределах от 15 до 30 Па (от 1,5 до 3 мм вод. ст.), необходимость высококачественных монтажа и наладки горелок; зависимость работы горелки от разрежения в топочной камере.

Форкамерная инжекционная горелка среднего давления обеспечивает работу котла с КПД от 86,6 до 82,4% (т. е. на 1,5—2% выше подовой горелки без дутья); горелка имеет достаточный диапазон регулирования давлений от 0,7 до 30 кПа (от 70 до 3000 мм вод. ст.) и наиболее равномерное распределение тепловых потоков по длине котла. К недостаткам этой горелки относится неполный подсос первичного воздуха за счет энергии газа. Наиболее приемлемы форкамерные горелки для котлов с малым топочным объемом (ВГД и др.).

Распространенная *инжекционная горелка типа ИГК-60* обеспечивает наиболее высокий КПД котла (86,4—84,4%), широкий диапазон регулирования (33—150%) номинальной нагрузки и хорошо компонуется с серийно выпускаемой автоматикой Мосгазпроекта. К не-

достаткам горелки относятся: сравнительно большая неравномерность теплового потока и температур на поверхности секций и возможность применения только для среднего давления газа.

Большинство котельных с секционными котлами оборудуют приборами автоматики. Для водогрейных котлов «Универсал», «Энергия», «Тула» хорошо зарекомендовала себя пневмомеханическая автоматика Мосгазпроекта (ПМАВ). В настоящее время для котельных небольшой мощности с котлами «Универсал», «Энергия», «Минск» и др. начинает получать широкое применение электрическая автоматика типа АМКО.

Котлы типа Е-1/9Г. Котлы предназначены для приготовления насыщенного пара, поставляются заводом в виде готовых блоков в составе следующего оборудования:

1. Котлоагрегат, включающий паровой котел, питательный насос и дутьевой вентилятор на одном валу, газовую горелку, систему автоматики, трубопроводную арматуру в пределах агрегата котла и гарнитуру котла.

2. Водоподготовка.

Котлы работают под наддувом. Тяга котлов естественная. Газоходы от каждого котла подключают к общему металлическому коробу с последующим присоединением к дымовой трубе. Котлы имеют систему автоматики, которая поддерживает заданные значения давле-

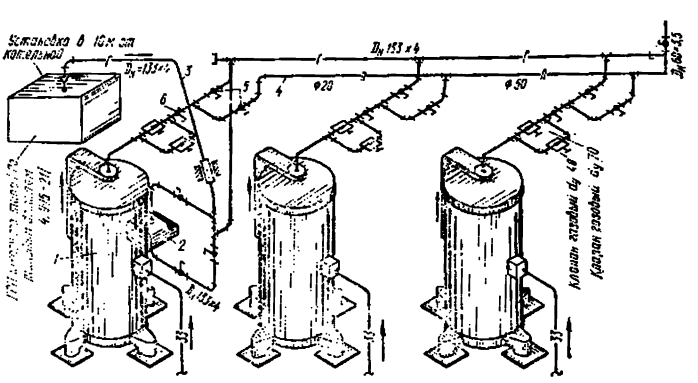


Рис. 129. Схема газооборудования котельной с тремя котлами типа Е-1/9Г

1 — котел; *2* — ротационный счетчик; *3* — газопровод; *4* — продувочный газопровод; *5* — задвижка; *6* — кран газовый

ния пара и уровня воды, осуществляет регулирование подачи воздуха в соответствии с подачей газа, а также защиту котла при упуске воды, превышении давления пара, прекращении подачи воздуха, погасании пламени горелки, прекращении подачи электроэнергии. Котел типа Е-1/9Г оборудуется короткофакельной смесительной горелкой низкого давления типа Г-1,0 завода «Ильмарине», состоящей из центральной трубы, по которой подается газ; запального устройства и двух электродов. Газ поступает в горелку, пройдя два параллельно установленных клапана, являющихся исполнительными механизмами автоматики горения. Один из этих клапанов типа К-70 имеет диаметр условного прохода 70, другой типа К-40 — 40 мм.

Характеристика котельного агрегата типа Е-1/9Г

Паропроизводительность, т/ч	1,0
Поверхность нагрева, м²	17,1
Расход газа ($Q_н$=8000 ккал/ч), м³	92,5
Расчетный КПД, %	86,0
Габаритные размеры, мм:	
длина	2240
ширина	1410
высота	2777

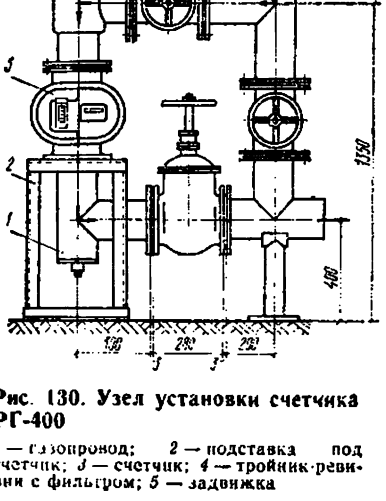


Рис. 130. Узел установки счетчика РГ-400

1 — газопровод; *2* — подставка под счетчик; *3* — счетчик; *4* — тройник-ревизия с фильтром; *5* — задвижка

В настоящее время для котлов Е-1/9Г разработана типовая котельная. Схема газооборудования такой котельной показана на рис. 129. В отопительных котельных с котлами малой мощности учет газа, как правило, производится с помощью ротационных счетчиков типа РГ. Узел установки такого счетчика показан на рис. 130.

Секционные котлы для новых отопительных котельных. В районах нового жилищного строительства ото-

пительные котельные, как правило, размещают в отдельно стоящих зданиях. Для небольших котельных широко применяют котлы типа «Энергия», «Универсал», «Тула», «Минск» и др. Эти котельные расходуют относительно небольшое количество газа (несколько сот кубометров в час), поэтому их присоединяют как к газопроводам высокого, так и среднего давления. Учет газа осуществляется с помощью ротационных счетчиков. Котельные оборудуют приборами автоматики. Для котлов малой мощности наиболее широкое распространение получила пневмомеханическая автоматика (ПМА), разрабо-

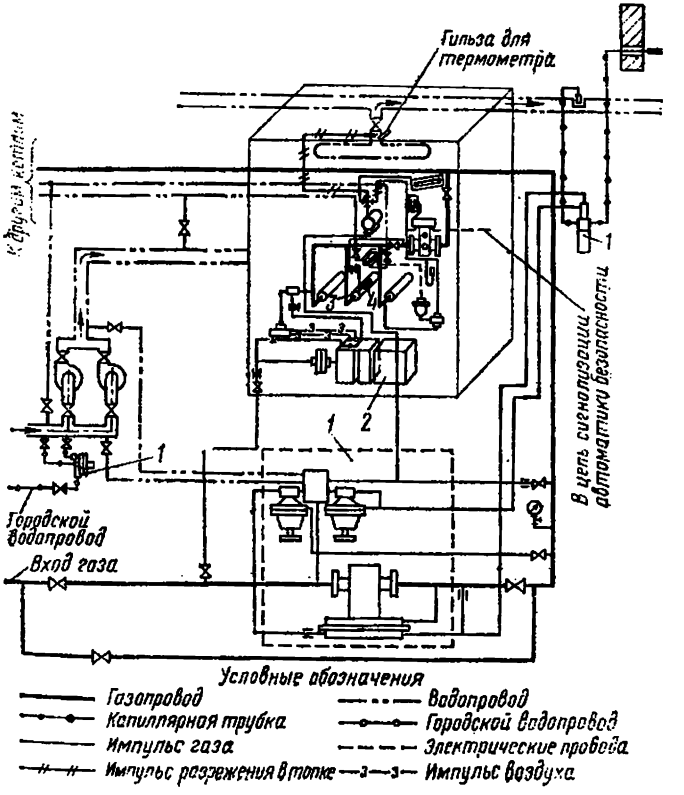


Рис. 131. Принципиальная схема газооборудования и автоматизации котла «Энергия-6» с форкамерными горелками низкого давления

1 — общекотельные приборы автоматики ПМА; *2* — котловой набор приборов ПМА в комплексе; *3* — форкамерная горелка низкого давления; *4* — запальная горелка

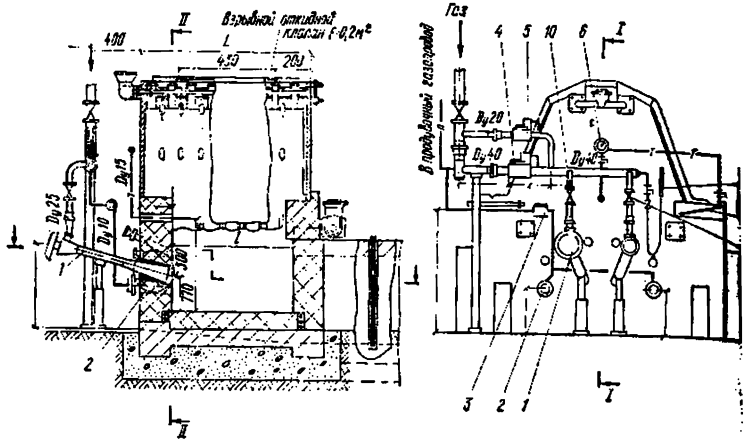


Рис. 132. Газооборудование котла «Универсал» с автоматикой АМКО

1 — инжекционная горелка; *2* — электрозапальник; *3* — клапан газовый КГ-10; *4* — клапан газовый КГ-40; *5* — клапан газовый КГ-20; *6* — манометр; *7* — запальник; *8* — напоромер; *9* — кран

танная Мосгазпроектом. На рис. 131 показано газооборудование водогрейного котла «Энергия-6» с пневмомеханической автоматикой. Типовой проект котельной с такими котлами (на 4 и 6 котлов) разработан Укргипрогорпромгазом. В котельной можно приготовить горячую воду, поступающую для отопления, и пар для технологических целей. Теплосъем с 1 м² поверхности водогрейных и паровых котлов, работающих на природном газе, составляет соответственно 12 и 10 тыс. ккал/(ч·м²). Расход газа на 1 водогрейный котел «Энергия-6» определяют по формуле

$$B_{г.ч} = \frac{F \cdot 12\,000}{Q_н \eta},$$

где $B_{г.ч}$ — часовой расход газа, м³; F — поверхность нагрева котла, м²; 12 000 — теплосъем с 1 м² поверхности нагрева котла, ккал/ч; η — КПД котла (0,85).

Для водогрейного котла с поверхностью нагрева 60 м² часовой расход газа составит:

$$B_{г.ч} = \frac{60 \cdot 12\,000}{8500 \cdot 0,85} = 100 \text{ м}^3.$$

Отсюда расход газа котельной с четырьмя котлами «Энергия-6» будет равен 400 м³/ч.

Для сжигания газа в топке водогрейного котла устанавливают три инжекционные горелки ИГК1-35 с расходом газа 35 м³/ч при давлении 30 кПа (3000 мм вод. ст.). При давлении газа на вводе в котельную до 300 кПа (3 кгс/см²) (среднее давление) и при оборудовании котельной автоматикой ПМА установка регулятора давления не требуется, а счетчик устанавливается после регулятора подачи. При снабжении котельной газом высокого давления обязательно должен быть узел редуцирования давления. Котлы оборудуют инжекционными ферркамерными горелками среднего или низкого давления. В последнее время вместо пневмомеханической автоматики получает распространение электрическая автоматика типа АМКО. Газооборудование котла «Универсал» с инжекционными горелками среднего давления и автоматикой АМКО показано на рис. 132.

Система автоматизации отопительных котельных типа АМКО предназначена для автоматического регулирования основных теплотехнических процессов как всей котельной, так и отдельных котлов и предусматривает защиту, сигнализацию, пуск и останов котлов. Приборы и устройства системы АМКО применяются для автоматизации котельных, оборудованных паровыми и водогрейными чугунно-секционными котлами типов «Универсал», «Энергия», «Минск» и т. п. теплопроизводительностью до 1 Гкал/ч, работающих на газе и жидком топливе. Система устойчиво работает в диапазоне температур окружающей среды от 5 до 50° С при относительной влажности воздуха в пределах 30—80%.

Технические данные системы

Номинальное напряжение, В	220+22—33 (при 50 Гц)
Потребляемая мощность системы, ВА	500 ... не более
Точность поддержания давления пара (при 0,7 кгс/см²), кгс/см²	±0,08
Точность поддержания температуры горячей воды (при номинальном значении температур 95—115° С), °С . .	±3
Точность поддержания уровня воды, мм	до ±60
Точность поддержания разрежения в топке (при номинальном значении от минус 1,5 до минус 2,0 кгс/м²), кгс/м²	±0,5
Тянущее усилие исполнительных механизмов, кг	3

Таблица 88. Модификация и комплектность электрической системы автоматики типа АМКО котельных малой мощности для работы на газе и мазуте

Наименование прибора или устройства системы	Модификация					
	АМКО-ОК-I	АМКО-ОК-II	АМКО-К-I	АМКО-К-II	АМКО-К-IV	АМКО-К-V
	Приборы общекотельной автоматики для водогрейных котлов	Приборы общекотельной автоматики для паровых котлов	Приборы котловой автоматики для водогрейных котлов, работающих на низком давлении	Приборы котловой автоматики для водогрейных котлов, работающих на среднем давлении	Приборы котловой автоматики для паровых котлов, работающих на низком давлении	Приборы котловой автоматики для паровых котлов, работающих на [illegible] давлении
	Число приборов					
Позиционный регулирующий прибор типа ПРП	1	1	—	—	—	—
Термометр сопротивления ТСМХ погружаемый	1	—	—	—	—	—
Термометр сопротивления ТСМ XII гр. 23	1	—	—	—	—	—
Блок управления типа БУ-МО	—	—	1	1	1	1
Блок аварийной сигнализации типа БАС-В	—	—	1	1	—	—
Блок аварийной сигнализации типа БАС-П	—	—	—	—	1	1
Электрозапальник газовый ЭЗ	—	—	1	1	1	1
Трансформатор зажигания ТЗ-2	—	—	1	1	1	1
Контрольный электрод КЭО	—	—	1	1	—	—

Наименование приборов и устройства системы	Модификация					
	АМКО-ОК-I	АМКО-ОК-II	АМКО-К-I	АМКО-К-II	АМКО-К-IV	АМКО-К-V
	Приборы общекотельной автоматики для водогрейных котлов	Приборы общекотельной автоматики для паровых котлов	Приборы котловой автоматики для водогрейных котлов, работающих на низком давлении	Приборы котловой автоматики для водогрейных котлов, работающих на среднем давлении	Приборы котловой автоматики для паровых котлов, работающих на низком давлении	Приборы котловой автоматики для паровых котлов, работающих на среднем давлении
	Число приборов					
Электромагнитный исполнительный механизм ЭИМ*	—	—	2	1	3	2
Датчик-реле напора и тяги ДТН-100	—	—	2	1	2	1
Колонка уровнемера УК-4	—	—	—	—	1	1
Клапан газовый:						
КГ-10	—	—	1	1	1	1
КГ-20	—	—	—	1	—	1
КГ-40	—	—	1	1	1	1
КГ-70	—	—	1	—	1	—
Реле давления РД-12, исп. 1 на 300 мм рт. ст. — 3 кг/см²	—	—	1	1	2	2
Реле давления РД-12, исп. 12 8 кгс/см²	—	—	1	1	—	—
Терморегулирующее устройство ТУДЭ-II (30 – 150° С)	—	—	2	2	—	—

* Электромагнитный исполнительный механизм ЭИМ поставляется только по требованию заказчика.

Система АМКО предусматривает наличие как общекотельного позиционного регулятора, так и котловых приборов и устройств. Модификация и комплектность системы АМКО в зависимости от типа котла и вида сжигаемого топлива приведена в табл. 88. Схема электрической автоматики АМКО показана на рис. 133. Система АМКО предусматривает полуавтоматический пуск теплоагрегата, поддержание в заданных пределах давления пара, уровня воды в котле, регулирование подачи воздуха и тяги в соответствии с подачей топлива, защиту котлоагрегата при следующих аварийных режимах: повышении температуры воды за котлом (водогрейный котел) или давления пара в паросборнике (паровой котел) выше допустимого установленного значения; падении разрежения в топке; повышении или понижении давления воды за котлом (водогрейный котел) или уровня воды в паросборнике (паровой котел) выше или ниже допустимого установленного значения; погасании пламени горелочного устройства; исчезновении напряжения в цепях автоматики; падении давления воздуха перед горелками (при наличии дутьевого вентилятора). Общекотельные параметры регулируются общекотельным регулятором ПРП (позиционный регулирующий прибор), который осуществляет поддержание в заданных пределах основного параметра котельной — соотношения температуры горячей воды на выходе из котельной и температуры наружного воздуха по отопительному графику (либо только температуры горячей воды при работе котельной на горячее водоснабжение) или давления в общей паровой магистрали при параллельной работе паровых котлов.

Первичными приборами являются термометры сопротивления ТСМ (либо манометр электрический дистанционный МЭД). В общекотельном регуляторе (ПРП) происходит алгебраическое суммирование сигналов от первичных приборов, сравнение суммированного сигнала с сигналом задатчика, усиление результирующего сигнала до величины, необходимой для пуска электродвигателя, на валу которого жестко закреплены кулачки. Принцип регулирования, принятый в системе, позиционный. Общекотельная автоматика рассчитана на три котла. При наличии четвертого котла последний находится в базовом режиме и работает без главного регулятора. При увеличении нагрузки котельной любой

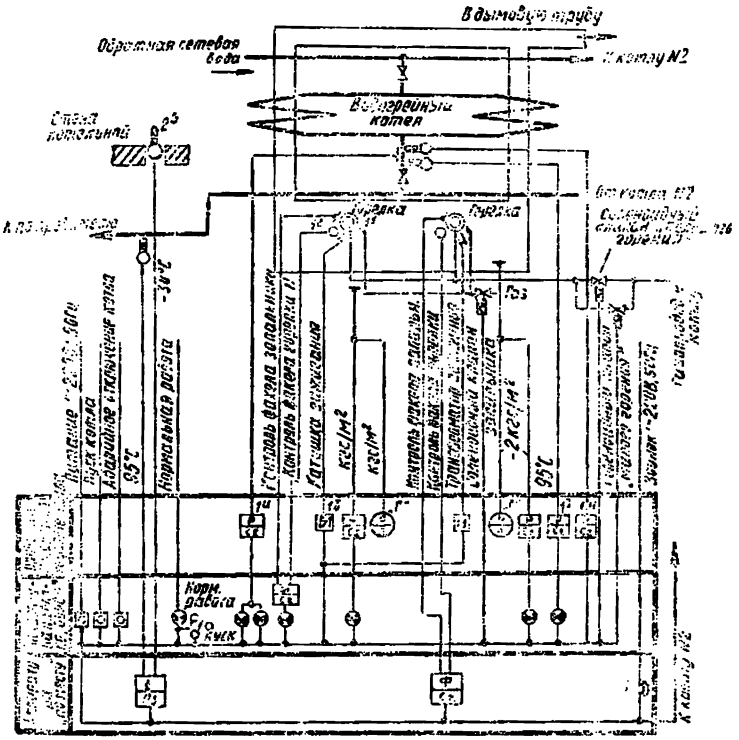


Рис. 133. Схема электрической автоматики ЛМКО для водогрейного котла

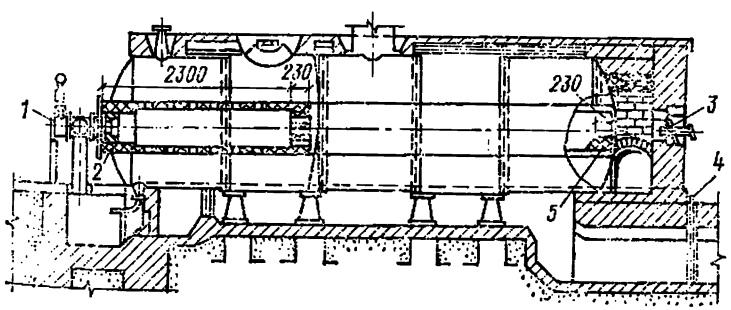


Рис. 134. Газооборудование жаротрубного котла

1 — горелка; *2* — футеровка жаровой трубы; *3* — взрывной клапан; *4* — шибер; *5* — порог

котел автоматически включается на полную мощность, если перед этим работал на сниженной нагрузке.

Жаротрубные котлы. Одно- и двухжаротрубные котлы применяются для отопления и горячего водоснабжения жилых домов и коммунально-бытовых предприятий, особенно бань. При переоборудовании жаротрубных котлов на газообразное топливо устанавливают газовые горелки низкого давления с принудительной подачей воздуха или инжекционные горелки среднего давления с огнеупорными туннелями или пластинчатыми стабилизаторами горения. Колосниковую решетку, устанавливаемую в жаровых трубах для сжигания твердого топлива, при переводе котлов на газ демонтируют Также демонтируют фронтальную плиту и заменяют новой, имеющей отверстия для монтажа горелок и глазки для наблюдения и розжига. При установке горелок с пластинчатыми стабилизаторами установка фронтальной плиты необязательна. Внутренняя стенка фронтальной плиты и начальный участок жаровой трубы котла футеруют огнеупорным кирпичом. Толщина футеровки — $^1/_2$ кирпича. Длина футерованной части жаровой трубы составляет до 2,5 м для горелок с принудительной подачей воздуха и до 2,8 м для инжекционных горелок среднего давления. Футеровку жаровых труб выкладывают с просветами, что улучшает теплопередачу. Футерованный участок жаровой трубы является топкой, в которой происходит основной процесс горения газовоздушной смеси. В конце футеровки в котлах, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха, устанавливают так называемые дожигательные решетки из огнеупорного кирпича. Газооборудование такого котла показано на рис. 134. Взрывные клапаны устанавливаются в поворотной камере котла, против каждой жаровой трубы. Жаротрубные котлы, переведенные на газовое топливо, как правило, работают надежно с хорошими теплотехническими показателями. К недостаткам следует отнести нагрев насадок у горелок с принудительной подачей воздуха и фронтальных плит. Обычно это является следствием недостаточного примыкания футеровки к фронтальным плитам.

Технические данные жаротрубных котлов

Тепловое напряжение поверхности нагрева котла	63 000—75 600 Дж/(м²·ч) (15 000—18 000 ккал/(м²·ч)
Коэффициент полезного действия, %	78—81
Коэффициент избытка воздуха, α	1,1—1,2
Потери тепла с уходящими газами, %	12—16
Потери тепла в окружающую среду, %	3—6

Производственные и районные котельные. В отличие от отопительных котельных малой мощности в производственных и районных котельных устанавливают котлы повышенной мощности. Эти котельные часто оборудуют устройствами для работы на резервном топливе при случаях нарушения нормальной подачи газа, а также в дни сильных морозов. В районных и производственных котельных наиболее часто устанавливают котлы типа ДКВР, ТВГ, КВГМ, ПТВМ и некоторые другие. Перечисленные котлы, кроме ТВГ, могут работать как на газе, так и на мазуте. Котлы ТВГ для работы на жидком топливе не приспособлены. Применение таких котлов в районах, в которых не гарантирована бесперебойная подача газа, не рекомендуется. Характеристика котлов приведена в табл. 89—92.

Котельные с указанными типами котлов снабжают газом от газопроводов высокого давления. Учет газа

Таблица 89. Двухбарабанные котлоагрегаты типа ДКВР [$p_{изб}$=1,3 МПа (13 кгс/см²)]

Характеристика	Типоразмер котла									
	2,5—13	4—13	4—13—250	6,5—13	6,5—13—250	10—13	10—13—250	20—13	20—13—250	35—13—250
Номинальная производительность, т/ч	2,5	4,0	4,0	6,5	6,5	10,0	10,0	20,0	20,0	35
Температура пара, °С	Насыщ.		250	Насыщ.	250	Насыщ.	250	Насыщ.	250	250
Поверхность нагрева, общая, м²	91,3	138,3	129,0	125,3	206,9	277,0	255,4	408,7	358,5	420
Расчетный КПД (на газе), %	90,0	90,8	—	91,8	91,0	91,8	—	90,6	91,1	89,6

Таблица 90. Водогрейные котлы ТВГ-4р и ТВГ-8м

Характеристика	ТВГ-4р	ТВГ-8м
Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	4,3	8,3
Расход газа, м³/ч	560	1100
Давление газа перед горелкой, МПа (кгс/см²)	0,28(2,8)	0,4(4)
Число горелок	4	4

Таблица 91. Водогрейные котлы ТВГМ и ПТВМ

Характеристика	ТВГМ-30	ПТВМ-30М	ПТВМ-50	ПТВМ-100	ПТВМ-180
Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	30	40/35, мазут	50	100	180
КПД при работе:					
на природном газе	89,85	91,08	89,6	88,6	88,8
на мазуте	88,1	87,91	87,8	86,8	87,35
Поверхность нагрева, м²:					
радиационная	108	138,6	138	224	479
конвективная	635	693	1110	2960	5500
Расход топлива:					
природного газа, м³/ч	4170	5200	6720	14 100	25 300
мазута, кг/ч	3700	4355	6340	12 800	22 300
Число комбинированных газомазутных горелок	6	6	12	16	20

ведется расходомерами (дифференциальными манометрами с диафрагмами).

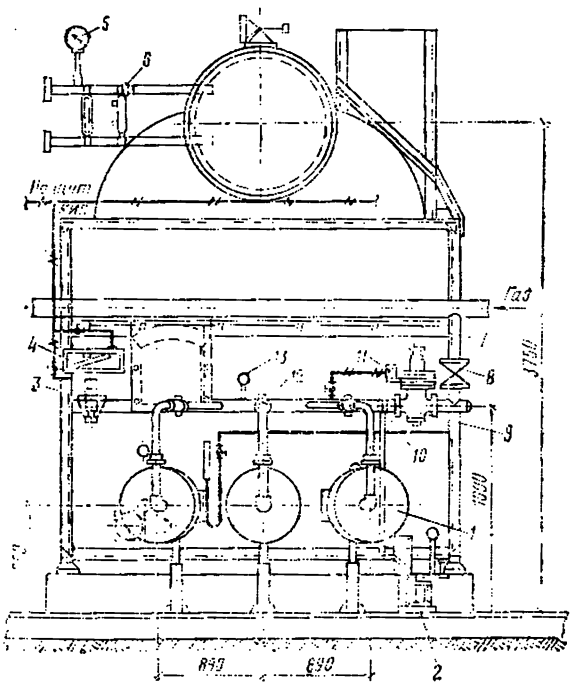
Котельные с котлами ДКВР оборудуют электронно-гидравлической автоматикой «Кристалл» (рис. 135). Автоматика «Кристалл» представляет собой комплекс приборов и устройств, позволяющих использовать различные автоматические регуляторы, обладающие высо-

Рис. 135. Газооборудование котла ДКВР-5/13 с электронной автоматикой «Кристалл»

1 — горелка; *2* — гидравлический исполнительный механизм; *3* — дифференциальный тягомер; *4* — тягомер ТНЖ; *5, 13* — манометры; *6* — сигнализатор уровней; *7* — продувочная линия; *8* — кран перед котлом; *9* — клапан ПКН; *10* — дроссельная заслонка; *11* — электромагнит; *12* — кран перед горелкой

Таблица 92. Водогрейные газомазутные котлы КВГМ

Характеристика	Типоразмеры котлов				
	КВГМ-1	КВГМ-6,5	КВГМ-10	КВГМ-20	КВГМ-30
Номинальная производительность:					
по природному газу, м³/ч	515	830	1260	2520	3860
по мазуту, кг/ч	500	800	1220	2450	3680
Рабочее давление:					
газа, МПа (кгс/см²)	200 (2000)	200 (2000)	200 (2000)	300 (3000)	400 (4000)
мазута, МПа (кгс/см²)	0,2(2)	0,2(2)	0,2(2)	0,2(2)	0,2(2)
Тип газомазутных горелок	РГМГ-4	РГМГ-6,5	РГМГ-10	РГМГ-20	РГМГ-30
Число горелок	1	1	1	1	1



кой надежностью в работе. Основным преимуществом автоматики «Кристалл» перед другими системами является сочетание универсальных методов измерений и надежных транзисторных усилителей с простыми и надежными гидравлическими исполнительными механизмами, работающими на обычной воде. Первичными приборами электронно-гидравлической автоматики системы «Кристалл» (рис. 136) являются манометры электрические дистанционные МЭД (для контроля давления пара на выходе из котла); дифференциальные манометры ДМ (для контроля уровня воды в барабане); дифференциальные тягомеры ДТ-2, контролирующие разрежение в топке и соотношение «газ—воздух»; термометры сопротивления, термопары и ряд других приборов, имеющих электрический выход и контролирующих температуру воды на выходе из водогрейных котлов или бойлера. Автоматика «Кристалл» контролирует заданные значения давления газа, перепада давления, уровня, расхода, соотношения температур и разрежения, что позволяет осуществлять автоматическое регулирование основных теплотехнических процессов в производственно-отопительных котельных. Автоматика безопасности системы «Кристалл» обеспечивает безаварийную работу котла при его пуске в эксплуатацию. Главным исполнительным механизмом является малогабаритный предохранительный клапан ПКН-80, снабженный электромагнитным приводом, установленным на газопроводе к каждому котлу.

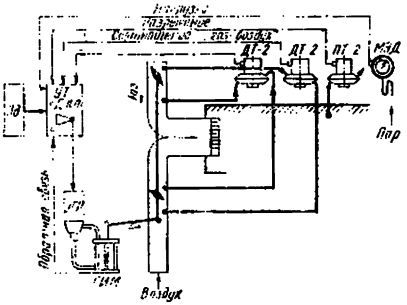


Рис. 136. Принципиальная схема электронно-гидравлической автоматики «Кристалл»

ГИМ — гидравлический исполнительный механизм; *ЭГР* — электрогидрореле; *Зд* — задатчик; *УТ* — усилитель транзисторный; *ДТ* — дифференциальный тягомер (датчик); *МЭД* — манометр электронный дистанционный

Котлы типа ТВГ (теплофикационные, водогрейные, газовые) предназначены для работы только на газовом топливе. Котлы ТВГ потребляют значительное количе-

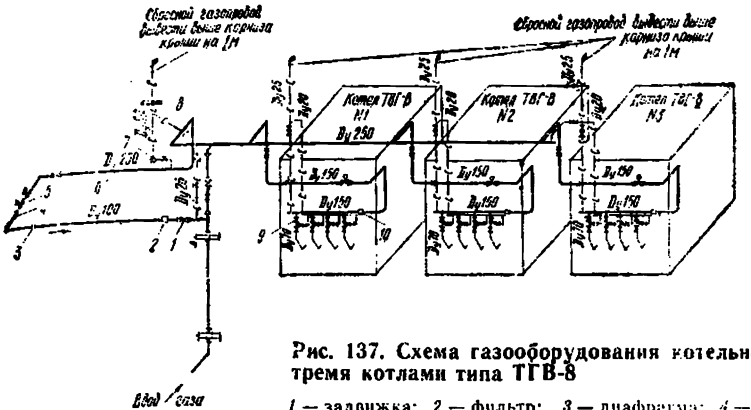


Рис. 137. Схема газооборудования котельной с тремя котлами типа ТГВ-8

1 — задвижка; *2* — фильтр; *3* — диафрагма; *4* — предохранительный клапан; *5* — регулятор давления РДУК-2М-100/70; *6* — газопровод; *7* — клапан сбросной пружинный; *8* — сбросной газопровод; *9* — вентиль; *10* — регулирующая заслонка

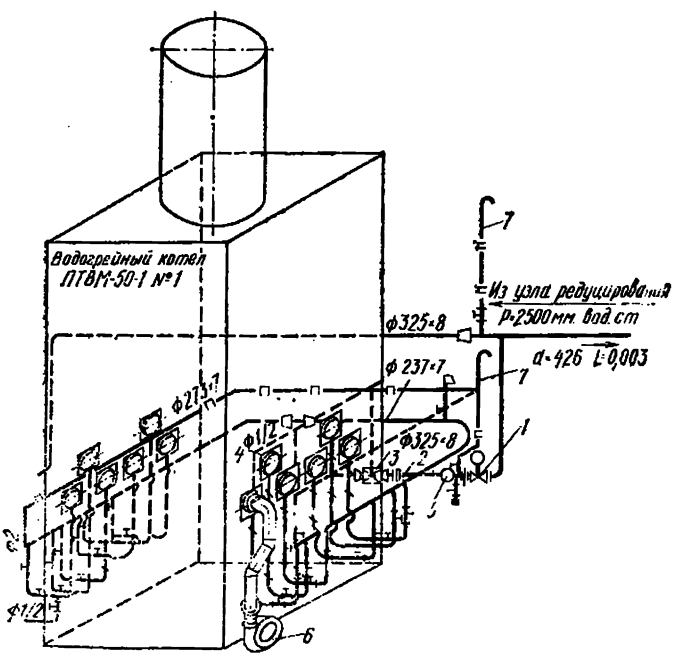


Рис. 138. Схема газооборудования котла ПТВМ-50

1 — задвижка с электроприводом; *2* — поворотная регулирующая заслонка; *3* — предохранительный клапан; *4* — горелка; *5* — шайба дифманометра; *6* — [illegible]; *7* — продувочные свечи

ство газа. Так, например, для котельной с тремя котлами ТВГ-8 часовой расход газа составляет 3300 м³. Котельные, оборудованные такими котлами, должны снабжаться газом преимущественно от газопроводов высокого давления. Схема газооборудования котельной с тремя котлами типа ТВГ-8 показана на рис. 137. Котлы ТВГ-8 оборудуют четырьмя подовыми щелевыми горелками. Давление газа перед горелками 20 кПа (2000 мм вод. ст.). На коллекторе к каждому котлу устанавливают: отключающую задвижку, диафрагму, предохранительно-запорный клапан и регулирующую заслонку. На отводе к каждой горелке монтируют два вентиля. Предохранительно-запорный клапан ПКН-200 с электромагнитом является исполнительным органом автоматики безопасности, а регулирующая заслонка управления гидравлическим исполнительным механизмом — прибором автоматики регулирования.

Котлы ПТВМ (пиковые, теплофикационные, водогрейные, мазутные) являются самыми мощными из котлов, применяемых в районных и производственных котельных. Водогрейные котлы типа ПТВМ имеют прямоточное принудительное движение воды под действием сетевых насосов и башенную компоновку. Это позволяет применять упрощенную циркуляционную систему котла и легкую обмуровку стенок, закрепленную непосредственно на трубах. Схема газооборудования котла типа ПТВМ-50 показана на рис. 138.

5. ВЕНТИЛЯЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ И ЦЕХОВ С ГАЗОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ

Приточно-вытяжная вентиляция котельных и цехов с газопотребляющими установками должна обеспечивать в течение часа трехкратный обмен воздуха в помещении. Приток воздуха должен подаваться через жалюзийные решетки с учетом инфильтрации. Во время работы котлов или печей расход воздуха на горение может быть больше, чем трехкратный рабочий объем помещения. В этом случае сечение жалюзийных решеток для притока воздуха рассчитывают на большую величину. Следует иметь в виду, что котлы средней или большой мощности для сжигания газа потребляют тысячи кубометров воздуха в час, и в помещениях котельных возникают мощные потоки воздуха. В связи с этим необходимо правильно организовать направление воздуш-

ных потоков, чтобы на пути их не находился обслуживающий персонал. В противном случае в зимнее время работать невозможно.

Отдельно стоящие котельные, как правило, оборудуют естественной приточно-вытяжной вентиляцией. Естественная вытяжная вентиляция осуществляется через вытяжные шахты с зонтами над ними, предохраняющими шахты от осадков. Размещаются шахты над котлами. Приток воздуха при естественной приточной вентиляции поступает через жалюзийные решетки, расположенные сзади котлов, или через устанавливаемые специальные короба, отводящие холодный воздух за котлы. Котельные, размещенные под зданиями, из-за трудности устройства вытяжных шахт часто оборудуют искусственной вытяжной вентиляцией, при этом приток воздуха может быть как естественным, так и искусственным. В некоторых котельных для устройства естественной вытяжной вентиляции используют существующие вытяжные шахты, расположенные во внутренних стенах зданий параллельно дымоходам от котлов.

Расчет вытяжной вентиляции. Количество отсасываемого воздуха рассчитывают из условия трехкратного воздухообмена. При естественной вытяжке по этому расходу подсчитывают сечение вытяжной шахты. Расчет производят в следующей последовательности.

Сначала определяют количество отсасываемого воздуха

$$L_{выт} = 3V_р = 3\,(V_{внут} - V_{обор}),$$

где $L_{выт}$ — количество отсасываемого воздуха, м³/ч; $V_р$ — рабочий объем котельной, м³; $V_{внут}$ — объем помещения котельной по внутреннему обмеру, м³; $V_{обор}$ — объем, занимаемый оборудованием в котельной, м³.

Площадь вытяжного отверстия рассчитывают по формуле

$$F_{выт} = \frac{L_{выт}}{W_{выт} \cdot 3600},$$

где $F_{выт}$ — площадь вытяжного отверстия, м²; $W_{выт}$ — скорость воздуха в вытяжной шахте, принимают равной 1—1,8 м/с.

По $F_{выт}$ подбирают вытяжную шахту. При естественной вытяжной вентиляции желательна установка дефлектора. При принудительной вытяжке подбирают осевой вентилятор во взрывозащищенном исполнении, с производительностью по найденному выше количеству воздуха $L_{выт}$. На вытяжных устройствах не разрешается устанавливать шиберы или дроссели.

Расчет приточной вентиляции. Приток воздуха в котельную, как отмечалось, должен обеспечивать трехкратный воздухообмен в помещении котельной, а также подачу воздуха для горения с учетом подсосов котлами, боровами и дымоходами. Определение необходимой площади притока проверяется отдельно для каждого случая и выбирается большее значение. Расчет производят по формуле

$$F_{\text{прит}} = \frac{L_{\text{прит}}}{W_{\text{прит}} \cdot 3600} \text{ м}^2,$$

где $F_{\text{прит}}$ — площадь приточных отверстий, м², определяется из условия только трехкратного воздухообмена (когда не работают котлы) или условия подачи воздуха на горение с учетом подсосов; $L_{\text{прит}}$ — количество воздуха, м³, определяемое отдельно для двух вышеуказанных случаев; $W_{\text{прит}}$ — скорость воздуха в приточном отверстии, м/с; для естественного трехкратного воздухообмена $W_{\text{прит}} = 1$ м/с; для принудительной вытяжки и для горения — 4 м/с.

Количество приточного воздуха с учетом инфильтрации принимают:

при трехкратном воздухообмене для котельных жилых и общественных зданий

$$L_{\text{прит}} = 3V_{\text{р}} - 0{,}75V_{\text{р}} = 2{,}25V_{\text{р}};$$

для отдельно стоящих котельных и промышленных зданий

$$L_{\text{прит}} = 3V_{\text{р}} - 1{,}2V_{\text{р}} = 1{,}8V_{\text{р}};$$

в случае, когда воздух идет на горение:
для котельных жилых и общественных зданий

$$L_{\text{г.прит}_1} = L_{\text{гор}} - 0{,}75V_{\text{р}};$$

для отдельно стоящих котельных и промышленных зданий

$$L_{\text{г.прит}_1} = L_{\text{гор}} - 1{,}2V_{\text{р}},$$

где $L_{\text{гор}}$ — количество воздуха для горения, м³/ч, определяемое по формуле

$$L_{\text{гор}} = \left(\frac{1{,}13Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{1000}\right) B_{\text{г}}\alpha,$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания сжигаемого газа, ккал/м³; $B_{\text{г}}$ — часовой расход газа котельной, м³/ч; α — коэффициент избытка воздуха с учетом подсосов (принимается равным 1,3—1,5).

По найденным значениям количества приточного воздуха ($L_{\text{прит}}$) и принятым скоростям воздуха в при-

точном отверстии ($W_{прит}$) определяют два значения $F_{прит}$. Из двух величин $F_{прит}$ принимают бо́льшую величину, по которой подбирают соответствующие жалюзийные решетки. Подбор жалюзийных решеток может быть произведен по площади приточных отверстий ($F_{прит}$) и скорости воздуха в приточном отверстии ($W_{прит}$). В тех случаях, когда площадь приточных отверстий, подсчитанная из условия обеспечения горения газа, значительно больше площади для трехкратного воздухообмена и котельная работает не на полную мощность, приточное отверстие может быть частично закрыто специальным утепленным щитом. Такое решение оговаривается в пояснительной записке к проекту и включается в инструкцию по эксплуатации котельной. Расчет вентиляции рассмотрим на примере указанной выше котельной.

Количество отсасываемого воздуха будет равно:

$$L_{выт} = 3V_р = 3(V_{внут} - V_{обор}) = 3(720 - 180) = 1620 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Площадь вытяжного отверстия определяем по формуле

$$F_{выт} = \frac{L_{выт}}{W_{выт} \cdot 3600} = \frac{1620}{1 \cdot 3600} = 0{,}45 \text{ м}^2.$$

Принимаем к установке две деревянные утепленные вытяжные шахты площадью 0,25 м² каждая. Количество приточного воздуха для трехкратного воздухообмена с учетом инфильтрации определяем по формуле

$$L_{прит_1} = 3V_р - 1{,}2V_р = 1{,}8V_р = 1{,}8 \cdot 540 = 972 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Площадь приточного отверстия при неработающих котлах

$$F'_{прит} = \frac{L_{прит_1}}{W_{прит} \cdot 3600} = \frac{972}{1 \cdot 3600} = 0{,}27 \text{ м}^2.$$

Количество воздуха, идущего на горение, с учетом подсоса котлами, боровами и дымоходами определяем по формуле

$$L_{г.прит_2} = L_{гор} - 1{,}2V_р = \left(\frac{1{,}13 \cdot Q^р_н}{1000}\right) B_г \alpha - 1{,}2V_р =$$

$$= \frac{1{,}13 \cdot 8500}{1000} 359 \cdot 1{,}5 - 1{,}2 \cdot 540 = 4450 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Отсюда площадь приточного отверстия при работающих котлах

$$F''_{прит} = \frac{L_{прит_2}}{W'_{прит} \cdot 3600} = \frac{4450}{4 \cdot 3600} = 0{,}31 \text{ м}^2.$$

Принимаем к установке две жалюзийные решетки ЖМ-4 площадью 0,188 м², сечением 500×620 мм. Для котельных, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха, устанавливают дутьевые вентиляторы. Для принудительного удаления продуктов сгорания устанавливают дымососы.

6. ГАЗОПРОВОДЫ КОТЕЛЬНЫХ И ПРЕДПРИЯТИЙ

Внутренние газопроводы котельных и предприятий должны быть только из стальных труб, соединенных сваркой. Расположение и высоту прокладки труб делают таким образом, чтобы исключалось повреждение их и в то же время, чтобы они не мешали нормальной эксплуатации котлов и агрегатов и были легкодоступны для надзора и обслуживания. На ответвлении к каждому котлу и печи и перед каждой горелкой устанавливают запорные приспособления (краны, задвижки). Перед горелками наиболее желательно устанавливать краны, которые обеспечивают бо́льшую по сравнению с задвижками плотность и скорость закрытия. Последнее обстоятельство очень важно в случае необходимости быстрого отключения котла или печи при отрыве пламени, погасании горелок и т. п. Установка двух запорных приспособлений перед каждым агрегатом объясняется желанием полностью исключить возможность проникновения газа в топочное пространство при останове агрегата. Для этого участок газопровода между запорными приспособлениями через продувочный газопровод — «свечу» — соединяют с атмосферой. В случае пропуска газа первым запорным приспособлением (задвижкой) газ будет стравливаться в атмосферу и давление в газопроводе не будет создаваться. На время работы установки «свечу» с помощью крана перекрывают. Для выключения всего газооборудования котельной или цеха на вводе газопровода устанавливают отключающую задвижку или кран. Продувочные газопроводы-«свечи» применяют не только во время остановки печи или котельной в целом, но и для удаления газовоздушной смеси перед вводом газооборудования в эксплуатацию после монтажа или очередного ремонта. Кроме того, перед розжигом котла (печи) газопроводы через «свечу» продувают газом в течение 1—2 мин для удаления газовоздушной смеси, которая может скопиться на участках газопровода, соединенного с атмосферой.

7. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Газорегуляторные установки (ГРУ) котельных, промышленных и коммунально-бытовых предприятий наиболее часто размещают в помещениях, где установлены газопотребляющие агрегаты. Место для установки оборудования ГРУ выбирают возможно ближе к месту ввода газопровода в помещение. Во встроенных отопительных котельных размещение газорегуляторных установок разрешается только при газоснабжении от газопроводов с давлением не более 0,3 МПа (3 кгс/см²). При более высоком давлении газорегуляторные установки должны располагаться в отдельно стоящих зданиях или пристройках, отделенных от котельных глухой несгораемой стеной. Оборудование ГРУ котельных и предприятий и схема размещения его не отличаются от описанного ранее. Только здесь наиболее часто с узлами редуцирования совмещают узлы учета газа. В небольших котельных и коммунально-бытовых предприятиях газ учитывается с помощью ротационных счетчиков. В больших котельных и на крупных промышленных предприятиях для учета газа применяют расходомеры (дифференциальные манометры с шайбами). В тех случаях, когда расход газа в различные периоды времени резко меняется, устанавливают два параллельных расходомера с различными диаметрами отверстий диафрагмы. В работу включается то один, то другой расходомер в зависимости от величины расхода газа.

8. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ПРИ ГАЗООБОРУДОВАНИИ КОТЛОВ И ПЕЧЕЙ

Большинство переводимых на газ котлов и печей имеет по нескольку ходов для продуктов сгорания с опусками и поворотами, в которых при утечках может скапливаться газ и создавать взрывоопасную концентрацию. Чтобы избежать взрыва, топочное пространство должно постоянно вентилироваться, в том числе и в период остановки котла. Для этого в шибере борова от каждого котла и печи должно быть отверстие диаметром не менее 50 мм. Шиберы служат для регулирования величины разрежения (тяги) в топках котлов. Для уменьшения разрушительного действия взрыва газовоздушной смеси котлы и борова оборудуют взрыв-

ными предохранительными клапанами. Взрывные клапаны выполняют из листов асбеста с надрезами по диагонали или их делают вмазанными. На больших котлах (ДКВР, Шухова — Берлина и др.) клапаны, как правило, делают в виде открывающихся дверок. При взрыве газовоздушной смеси асбестовые клапаны разрываются, клапаны в виде дверок открываются, а вмазанные — силой взрыва выбрасываются. Взрывные клапаны располагают в местах, исключающих травмирование обслуживающего персонала при их срабатывании, например в задних стенках котлов или в верхней части газохода. При необходимости установки взрывных предохранительных клапанов с фронта котла к клапанам устраивают специальные козырьки для направления взрывных газов в противоположную сторону от обслуживающего персонала. В водогрейных и паровых котлах с камерным сжиганием топлива устанавливают по одному взрывному предохранительному клапану в топке и по два взрывных клапана в последнем газоходе котла и экономайзере. Кроме того, взрывные клапаны устанавливают на боровах при их длине 20—30 м. При большей длине борова взрывные клапаны устанавливают по одному на каждые 30 м.

Площадь взрывных клапанов выбирают из расчета 250 см^2 на 1 м^3 топки и дымохода. Для одного клапана эта площадь должна быть не менее 0,18 м^2. В вертикальных цилиндрических котлах и в котлах паровозного типа производительностью до 2 т/ч взрывные клапаны можно не устанавливать, но тогда отверстие в шибере должно быть диаметром не менее 70 мм. Взрывные предохранительные клапаны на промышленных тепловых агрегатах устанавливают в топках и на дымоходах от агрегата в зависимости от их конструкции. Площадь одного взрывного клапана должна быть не менее 0,05 м^2. На промышленных печах с отводом продуктов сгорания под зонт или непосредственно в цех установка взрывных предохранительных клапанов необязательна. Необходимо отметить, что наличие взрывных клапанов не гарантирует котлы и печи от разрушений при взрывах и поэтому нужно прежде всего осуществлять мероприятия, которые исключают образование взрывоопасной смеси в топках котлов и дымоходах. Практика показывает, что наиболее часто взрывы происходят при розжиге котлов из-за того, что истопники сначала от-

крывают газовый кран и заполняют топочное пространство газом и только после этого в топку вносят зажженный запальник. Поэтому в первую очередь надо принимать меры к обеспечению правильного розжига котлов и печей.

ГЛАВА XV. ПОКРЫТИЕ НЕРАВНОМЕРНОСТЕЙ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ И ХРАНЕНИЕ ГАЗА

1. СПОСОБЫ ПОКРЫТИЯ НЕРАВНОМЕРНОСТЕЙ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Расход газа городом или районом никогда не бывает постоянным. Несмотря на то, что расход газа во времени непрерывно меняется, система газоснабжения должна работать так, чтобы все время обеспечивать нормальное газоснабжение потребителей. В то же время источники газоснабжения при обычном режиме работы подают относительно постоянное количество газа, при этом в одни периоды больше фактической потребности, а в другие — меньше. Для обеспечения равномерности приема газа от источников и удовлетворения потребности в газе в периоды максимального расхода применяют различные способы покрытия неравномерностей газопотребления. Различают покрытия месячных или сезонных неравномерностей газопотребления, а также суточных и часовых.

2. ПОКРЫТИЕ МЕСЯЧНЫХ (СЕЗОННЫХ) НЕРАВНОМЕРНОСТЕЙ

Покрытие месячных (сезонных) неравномерностей газопотребления городом или районом может осуществляться следующими способами: а) переменным режимом работы источников газоснабжения и дальних газопроводов; б) присоединением «буферных» потребителей; в) подземными хранилищами газа.

Переменный режим работы источников газоснабжения и дальних газопроводов заключается в форсированной работе их в периоды максимальных расходов (в зимнее время) и в сокращении производительности при уменьшении расходов (в летнее время). Однако такой режим связан со значительными трудностями и предопределяет недоиспользование мощностей магистральных

газопроводов. Переменный режим работы источников природного газа, а следовательно, и переменная подача газа в город достигаются включением в работу и выключением из нее отдельных компрессоров или компрессорных станций, а также включением и выключением отдельных участков газопровода или целиком одного газопровода (нитки) при наличии двух ниток или источников.

Покрытие или выравнивание месячных неравномерностей газопотребления городом за счет буферных потребителей заключается в том, что источники и газопроводы подают неизменное количество газа, достаточное для покрытия зимних максимумов. В летнее и в другое, более теплое время при сокращении потребления газа городом излишек газа передают буферным потребителям. В качестве буферных потребителей используют предприятия, расходующие большое количество топлива. В первую очередь к ним относятся электростанции. На буферных предприятиях обычно устанавливают комбинированные горелки: газомазутные или для сжигания газа и угля. При наличии в городе излишков газа включают в работу горелки на газе, а при недостатке — на другом виде топлива. Наиболее просто и быстро осуществляется переход с газообразного на жидкое топливо. Для этого требуется времени не более 5—10 мин. Перевод котлов с газа на угольное топливо связан с большими трудностями и требует более продолжительного времени.

Подземное хранение газа наиболее радикально решает проблему обеспечения постоянного режима работы источников газоснабжения и дальних газопроводов, а также бесперебойность газоснабжения города при любом газоразборе. Сущность использования подземных хранилищ для выравнивания неравномерности газопотребления заключается в том, что в летнее время часть газа из дальних газопроводов закачивается в хранилище и тем самым обеспечивается равномерность приема газа. Зимой же, когда газопровод, работая на постоянном режиме, не обеспечивает подачу необходимого количества газа, недостающий газ город получает из хранилища. В качестве хранилищ используют истощенные нефтяные и газовые пласты. Можно также использовать и другие структуры, в частности в водоносных, куполообразных пластах, удовлетворяющие необходимым требованиям. Выбранная структура должна быть ограничена плотными породами, дающими полную гарантию возможно-

сти извлечения закачанного в пласт газа. Схема такого хранилища показана на рис. 139. Газ в хранилище закачивают мощными компрессорами в центр купола по специально пробуренным скважинам. Газ, поступающий под большим давлением в водоносный пласт (песчаник и т. п.), вытесняет из него воду, занимая его место. Вода выходит на поверхность по специально пробуренным скважинам, которые называются разгрузочными. Последние пробурены глубже, чем скважины для закачки газа, и обязательно на некотором расстоянии от них. Газ из подземного хранилища выходит под собственным давлением увлажненный. Для его осушки и очистки при выходе из подземных хранилищ устанавливают очистные сооружения. Подземные хранилища, как правило, имеют очень большие объемы, измеряемые сотнями миллионов и даже миллиардами кубометров. Их используют при снабжении газом очень крупных городов или группы городов, расположенных на небольшом расстоянии от хранилища. Подземные хранилища могут быть использованы не только для выравнивания месячной (сезонной) неравномерности расхода газа, но и для выравнивания суточной, а также часовой неравномерности.

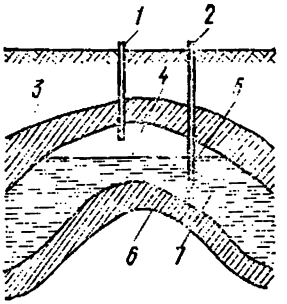


Рис. 139. Схема подземного газохранилища

1 — скважина для закачки газа; *2* — разгрузочная скважина; *3* — верхний водонепроницаемый пласт; *4* — газ; *5* — поверхность воды; *6* — нижний пласт; *7* — водоносный пласт

3. ПОКРЫТИЕ ЧАСОВЫХ НЕРАВНОМЕРНОСТЕЙ

Покрытие часовых неравномерностей газопотребления, так же как месячных и суточных, наиболее просто решается подземными хранилищами, которые недавно стали применять, но в большинстве городов для покрытия часовых неравномерностей приходится применять другие способы. К их числу относятся: буферные потребители; газгольдерные парки; газгольдерная емкость концевых участков дальних газопроводов.

Буферные потребители уже рассматривались достаточно подробно. Для выравнивания часовой неравномерности их подключают ночью, а днем, когда возрастает ча-

совой расход газа городскими потребителями, их отключают.

Газгольдерные парки для создания запаса газа сооружают при снабжении города искусственным газом. При снабжении города природным газом от дальних газопроводов роль газгольдеров наиболее часто выполняют конечные участки этих газопроводов (после последней компрессорной станции). Здесь запас газа создается за счет повышения давления в часы пониженного газоразбора. Потребная емкость газгольдеров определяется по максимальным суточным расходам и часовым графикам газопотребления. В литературе нередко указывается, что более правильно вычислять емкость газгольдерных парков по максимальному графику потребления газа за зимнюю неделю. В этом случае учитывается также суточная неравномерность. Но здесь следует указать на трудность составления суточных и часовых графиков расхода газа за неделю. При расчетах принимается, что газ в город поступает равномерно, т. е. ежечасно подается $\frac{100}{24} = 4{,}167\%$ суточного расхода. Если поступление превышает расход, то газ идет в газгольдеры, откуда его забирают в часы, когда расход превышает поступление.

Для определения емкости газгольдеров составим баланс прихода и расхода газа за день или за неделю. Для примера определим емкость газгольдеров крупного города. График газопотребления примем для одного дня максимального газопотребления. Результаты расчета сведем в табл. 93, откуда видно, что уже к концу двадцатого часа запасы газа в газгольдерах для покрытия часовых расходов кончаются. Максимальный дефицит к концу двадцать второго часа составляет 1,68% суточного расхода. Следовательно, запас в газгольдерах должен быть увеличен на это количество и доведен до $13{,}26+1{,}68=14{,}94\%$. Таким образом полезная емкость газгольдеров составляет $\approx 15\%$ максимального суточного расхода. Графически работа газгольдерного парка показана на рис. 140. Для небольших городов и поселков газгольдерная емкость в процентном отношении к суточному расходу должна получаться больше, чем для крупных городов. Это определяется более резкими колебаниями часовых расходов. С увеличением доли расхода промышленностью и отопительными котельными суточная неравномерность газопотребления сокращается и необходимая

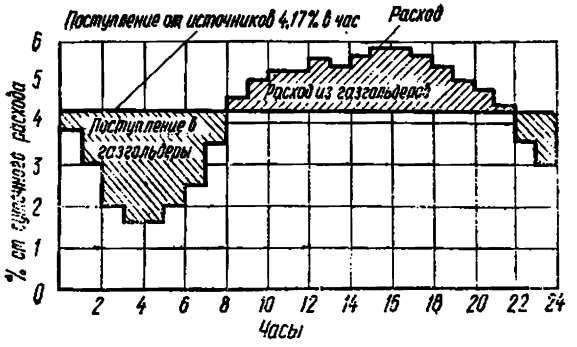


Рис. 140. График работы газгольдерного парка

Таблица 93. Поступление и расход газа крупным городом за сутки, %

Часы	Поступление газа		Расход газа		Количество газа в газгольдерах к концу данного часа, % суточного расхода
	за данный час	с начала дня	за данный час	с начала дня	
0—1	4,17	4,17	3,9	3,9	0,27
0—2	4,17	8,34	3	6,9	1,44
2—3	4,17	12,51	2	8,9	3,61
3—4	4,17	16,58	1,6	10,5	6,18
4—5	4,17	20,85	1,6	12,1	8,75
5—6	4,17	25,02	2	14,1	10,92
6—7	4,17	29,19	2,5	16,6	12,59
7—8	4,17	33,36	3,5	20,1	13,26
8—9	4,17	37,53	4,6	24,7	12,83
9—10	4,17	41,7	5	29,7	12
10—11	4,17	45,87	5,2	34,9	10,97
11—12	4,17	50,04	5,2	40,1	9,94
12—13	4,17	54,21	5,5	45,6	8,61
13—14	4,17	58,38	5,4	51	7,38
14—15	4,17	62,55	5,6	56,6	5,95
15—16	4,17	66,72	5,8	62,4	4,32
16—17	4,17	70,89	5,8	68,2	2,69
17—18	4,17	75,06	5,6	73,8	1,26
18—19	4,17	79,23	5,4	79,2	0,03
19—20	4,17	83,4	5	84,2	—0,08
20—21	4,17	87,57	4,8	89	—1,43
21—22	4,17	91,72	4,4	93,4	—1,68
22—23	4,17	95,89	3,6	97	—1,11
23—24	4,17	100	3	100	0

газгольдерная емкость в процентном отношении к суточному расходу уменьшается.

Газгольдерная емкость концевых участков дальних газопроводов. Запас газа может создаваться не только в газгольдерах, но и в газопроводах. Для этого могут использоваться специально построенные для этих целей газопроводы или концевые участки дальних газопроводов (от последних по ходу газа компрессорных станций до распределительных станций города). Известно, что по дальним газопроводам газ подается под давлением 5,5—7,5 МПа (55—75 кгс/см^2). В то же время для обеспечения нормального газоснабжения города требуется давление несколько ниже указанного. Следовательно, на подходах к городу давление в дальнем газопроводе оказывается излишним. Например, на одном из дальних газопроводов Москвы при его нормальной работе давление на компрессорных станциях выдерживается на входе 2,2 МПа (22 кгс/см^2) и на выходе 5,5 МПа (55 кгс/см^2), т. е. на каждом участке газопровода держится давление в начале 5,5 и в конце 2,2 МПа. В то же время для поддержания нормального давления в городских сетях и обеспечения нормальной работы газгольдерных станций требуется давление 1,2 МПа. Следовательно, из газопровода для покрытия часовой неравномерности в часы максимального газопотребления может отбираться не среднечасовое количество газа, а несколько большее за счет понижения давления в конце газопровода до 1,2 МПа. В часы же минимального газопотребления город будет отбирать количество газа меньше среднечасового расхода. В эти часы в концевом участке газопровода вновь повышается давление до первоначального, т. е. до 2,2 МПа. Количество газа, которое может быть накоплено в концевом участке газопровода и взято из него в часы максимального газопотребления, составляет газгольдерную емкость концевого участка газопровода. Величина газгольдерной емкости газопровода определяется его протяженностью после ближайшей к городу компрессорной станции, его диаметром, а также давлением в нем.

ГЛАВА XVI. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ

1. СИСТЕМЫ СНАБЖЕНИЯ СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ

Сжиженные или, как часто называют, жидкие углеводородные газы — пропан, бутан и их смеси, широко применяются при газоснабжении коммунально-бытовых потребителей. В настоящее время большая часть квартир в стране газифицирована сжиженными газами. Широко используется сжиженный газ для отопления животноводческих помещений с помощью горелок инфракрасного излучения. К потребителям газ доставляют в специальных герметически закрытых сосудах или резервуарах под давлением в несколько атмосфер. Крупные потребители (многоэтажные дома, коммунальные предприятия), как правило, снабжаются газом от резервуарных установок по газопроводам, как при снабжении природным газом. Иногда целые районы и даже города снабжаются сжиженным газом по газовым сетям, источником для которых служит группа резервуаров. Мелкие потребители (небольшие дома и отдельные квартиры) газ получают в баллонах. Резервуары заполняют газом с помощью автоцистерн через газонаполнительные станции (ГНС) и кустовые базы сжиженных газов (КБСГ). Станции находятся в системе жилищно-коммунального хозяйства, а базы — в системе министерства газовой промышленности. Принципиальной разницы между станциями и базами нет. Баллоны также заполняют газом и доставляют потребителям с газонаполнительных станций. Система снабжения сжиженным газом показана на рис. 141. На газонаполнительные станции сжиженный газ поступает с заводов чаще всего по железной дороге в специальных железнодорожных цистернах. Для этих же целей с успехом может использоваться автомобильный и водный транспорт. В последнее время начинает получать распространение транспортирование сжиженного газа на газонаполнительные станции по трубопроводам. На станциях обычно устанавливаются резервуары большой емкости из расчета создания запаса газа на 5—15 дней. Газонаполнительные станции являются основой системы газоснабжения сжиженным газом. В дополнение к ним в ряде хозяйств практикуется также использование автомобильных газонаполнительных станций (АГНС) и газо-

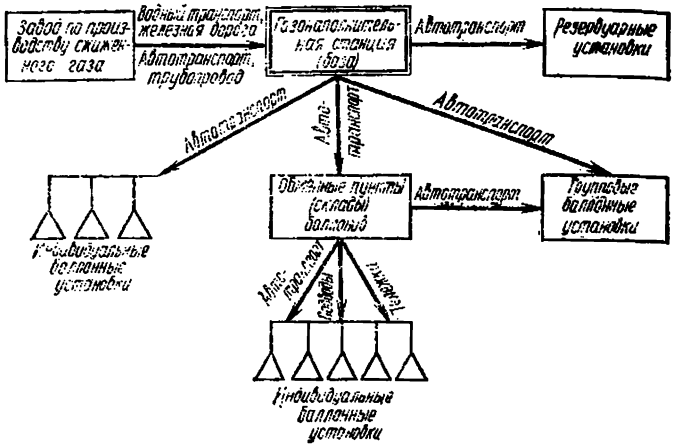


Рис. 141. Схема организации снабжения сжиженным газом

наполнительных пунктов (ГНП). Основой автомобильных газонаполнительных станций служат автоцистерны, оборудованные насосами и устройствами для заполнения баллонов газом непосредственно в районах использования баллонов. Сами автоцистерны заполняются газом на газонаполнительных станциях. Газонаполнительные пункты представляют собой небольшие газонаполнительные станции с неполным объемом работ. В частности, на наполнительных пунктах не производятся ремонт, окраска и гидравлическое испытание баллонов. На наполнительных пунктах также не заполняются газом резервуарные установки, так как сами пункты обеспечиваются газом автоцистернами с газонаполнительных станций.

В системы снабжения сжиженным газом входят также промежуточные склады баллонов (ПСБ). На эти склады с газонаполнительных станций поступают баллоны, наполненные газом, и обмениваются на пустые баллоны, полученные от потребителей. В одних случаях склады баллонов служат для обмена баллонов потребителям, а в других — являются промежуточным звеном и служат для перевалки и дальнейшей доставки баллонов потребителям с помощью автомашин. Система снабжения сжиженным газом заканчивается емкостями и резервуарами для хранения газа у потребителей и приборами для использования газа.

2. ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ

Газонаполнительные станции служат для приема газа с заводов-поставщиков, хранения и распределения его в баллоны и автоцистерны. Основой станций служат газохранилище и наполнительный цех. На существующих в СССР газонаполнительных станциях и базах наибольшее распространение получили насосно-компрессорные схемы работы станций (рис. 142). Высокая упругость паров сжиженных углеводородных газов и различие температур в различных точках приемно-раздаточной системы создают условия для их перемещения при непрерывно меняющемся давлении. В насосно-компрессорной схеме трубопровод жидкой фазы для наполнения резервуаров хранилища соединен газопроводами: с жидкостным коллектором эстакады слива железнодорожных цистерн, с жидкостным коллектором колонок для налива автомобильных цистерн и двумя трубопроводами с напорным коллектором насосов, а последний с коллектором для наполнения баллонов. Расходный трубопровод жидкой фазы резервуаров хранилища соединен двумя трубопроводами с всасывающим коллектором насосов, который в свою очередь связан газопроводом с резервуарами для слива из баллонов неиспаряющихся тяжелых остатков сжиженного газа или с одним из резервуаров хранилища, специально выделенного для слива неиспаряющихся остатков. Все газопроводы жидкой фазы связаны между собой.

Коллектор паровой фазы резервуаров хранилища связан двумя газопроводами со всасывающим и напорным коллекторами компрессоров, соединенными с коллектором паровой фазы эстакады слива железнодорожных цистерн. Всасывающий и напорный коллекторы компрессоров соединены также газопроводами паровой фазы с коллектором колонок для наполнения автоцистерн. Слив газа из железнодорожных цистерн и наполнение баллонов и автоцистерн производятся следующим образом. Сжиженный газ из железнодорожных цистерн в резервуары хранилища сливается перетоком за счет разности уровней и повышения давления в паровом объеме цистерн компрессорами при одновременном отборе и снижении давления паров газа в резервуарах хранилища. Баллоны и автоцистерны наполняют сжиженным газом обычно с помощью насосов. Вместе с

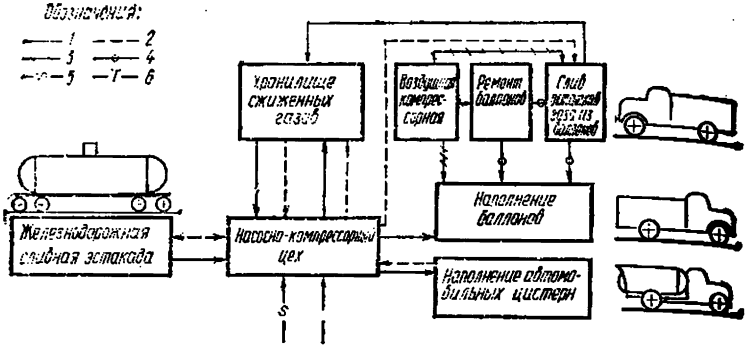


Рис. 142. Принципиальная схема работы ГНС с перемещением газа с помощью насосов и компрессоров

1 – трубопровод жидкой фазы; *2* — трубопровод паровой фазы; *3* — воздухопровод; *4* — поток баллонов; *5* — электрокабель силовой; *6* — паропровод

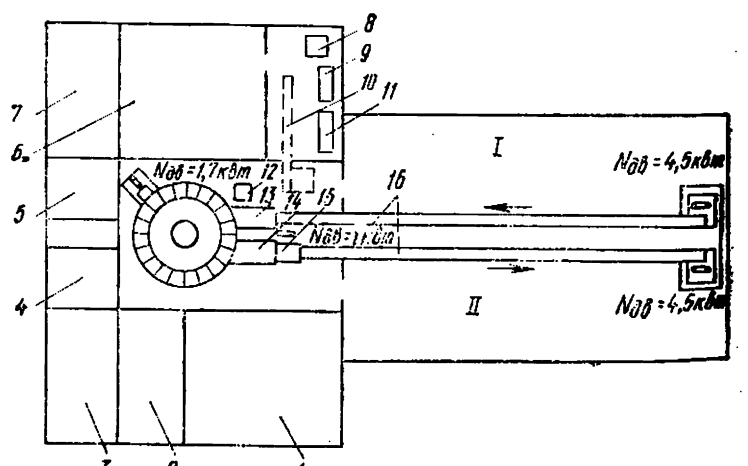


Рис. 143. Технологическая схема насосно-наполнительного цеха с карусельным агрегатом КГА-МГП-5

I — платформа (эстакада) для хранения порожних баллонов; II — платформа для хранения наполненных баллонов; *1* — бытовые помещения; *2* — воздушно-компрессорное отделение, *3* — насосно-компрессорное отделение; *4* — вытяжная вентиляция; *5* — приточная вентиляция; *6* — ремонт баллонов; *7* — гидравлическое испытание баллонов; *8* — компрессор АВ-15; *9, 11* — станки для слива газа из баллонов; *10* — транспортер в сливное отделение; *12* — пульт управления; *13, 14* — рольганги; *15* — контрольные весы; *16* — транспортеры

этим приведенная схема позволяет наполнять баллоны и автоцистерны за счет повышения давления в расходных резервуарах путем подачи в них паров газа, отбираемых компрессорами из других резервуаров. Сжиженный газ в состоянии жидкой фазы из одних резервуаров хранилища в другие перекачивают насосами, а в состоянии паровой фазы — компрессорами. В зимнее время у потребителей часть газа может не испаряться, особенно в баллонах, устанавливаемых снаружи здания. Поэтому перед наполнением баллоны освобождают (сливают) от неиспарившихся остатков. Эти остатки хранятся до летнего времени или используются для заправки баллонов, устанавливаемых на кухнях. В последнее время процесс наполнения баллонов на газонаполнительных станциях механизируют. Для этого внедряют карусельные газонаполнительные агрегаты с автоматическим наполнением баллонов газом и конвейерами для их транспортировки. Наибольшее распространение получили агрегаты типа КГА-МГП-5 (Мосгазпроект). Технологическая схема насосно-наполнительного цеха станции с таким агрегатом показана на рис. 143.

3. СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

Сжиженный газ используется главным образом для приготовления пищи и горячей воды с помощью газовых плит. В многоэтажных домах устанавливают также газовые водонагреватели для ванн. Однако широкого распространения ванные водонагреватели на сжиженном газе не получили. Потребители снабжаются газом от индивидуальных баллонных установок и от групповых и резервуарных установок.

Индивидуальные баллонные установки. Индивидуальная баллонная установка состоит из одного или двух баллонов, регулятора давления газа (редуктора) и газовой плиты. Баллоны устанавливают непосредственно на кухне у плиты (рис. 144, *а*) или в специальном шкафу с наружной стороны здания (рис. 144, *б*). Широко применяются так называемые плиты со встроенными баллонами, у которых баллон размещается в специальном шкафу плиты. Шкаф для баллона имеет тепловую изоляцию и отделен от духового шкафа плиты. На кухнях, как правило, устанавливают баллоны вместимостью 27 *л*, обо-

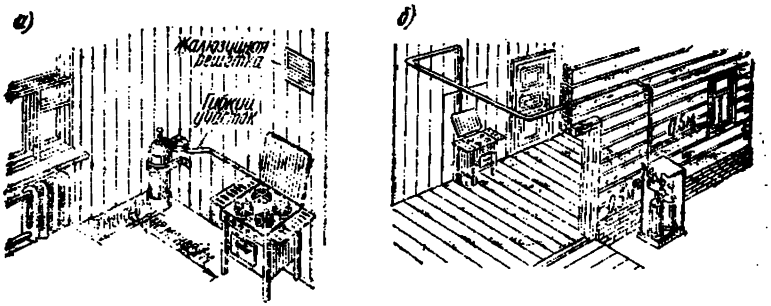


Рис. 144. Размещение индивидуальной газобаллонной установки
а — на кухне у плиты; *б* — с наружной стороны дома в специальном шкафу

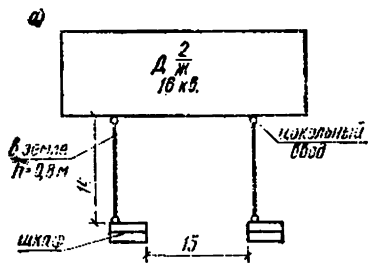
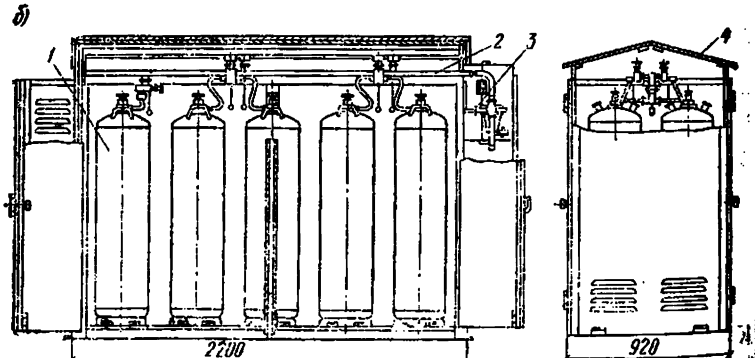


Рис. 145. Газоснабжение дома от групповой газобаллонной установки

а — схема газоснабжения; *б* — баллонная шкафная установка; *1* — баллон; *2* — коллектор; *3* — регулятор давления РД-32М; *4* — шкаф



рудованные запорным клапаном, а в наружных шкафах — баллоны вместимостью 50 л с запорным вентилем. При установке баллонов на кухне, особенно при применении плит с встроенными баллонами, стоимость этих установок почти в два раза ниже стоимости шкафных

установок. При этом резко сокращается объем монтажных работ, а при применении плит с встроенным баллоном вообще монтажных работ не требуется. Плюсовая температура кухонь позволяет использовать любой газ, в том числе бутан, так как обеспечивается его испарение. При наружной установке баллонов в зимнее время необходимо применять пропан, так как бутан при минусовой температуре не испаряется и в баллонах остается значительное количество неиспаряющихся остатков, которые необходимо сливать, что усложняет работу газораздаточных станций. Вместе с тем установка баллонов на кухнях имеет весьма существенный недостаток — при такой установке резко повышается опасность при пользовании газом. Эта опасность связана с возможностью образования утечек в запорной и регулирующей арматуре, а также с опасностью разрыва баллонов. Причиной разрыва баллонов может явиться переполнение их и повышение давления при нагреве газа. Случаи разрыва баллонов на кухнях чаще отмечаются зимой, а в шкафах — летом. Объясняется это тем, что в зимнее время температура кухонь бывает значительно выше температуры газа, при которой он заполняется в баллоны, а летом бывает выше наружная температура воздуха.

СНиПом установка баллонов внутри помещений ограничена и разрешается только для одноэтажных зданий, а также для двухэтажных зданий, имеющих не более четырех квартир. При газификации существующего жилого фонда допускается установка баллонов в двухэтажных домах с числом квартир не более восьми. Установка с баллонами на кухнях и особенно с баллонами, встроенными в плиты, широко применяются в Казахстане, Киргизии и в некоторых других районах страны. На кухнях также широко практикуется установка портативных (настольных) плит с небольшими баллонами вместимостью 1, 5 и 8 л. Особенно широко такие установки используются на дачах и садовых участках. Каждая газобаллонная установка должна оборудоваться двумя баллонами, в противном случае неизбежны перебои в обеспечении газом, так как доставка и замена баллона требует значительного времени. С точки зрения бесперебойности газоснабжения более предпочтительны большие баллоны (50 л), так как они имеют большой запас газа и их требуется реже заменять, чем баллоны вместимостью 27 л. Кроме того, при примене-

нии больших баллонов расходы, связанные с доставкой газа, меньше.

Групповые баллоные установки. Групповая баллонная установка состоит из шкафа, вмещающего несколько баллонов и устанавливаемого у дома, к которому подсоединяется домовая система газопроводов для подачи газа в квартиры. От групповой баллонной установки могут также снабжаться газом небольшие коммунальные предприятия и учреждения (буфеты, школы, детские учреждения). В состав групповой баллонной установки входят: шкаф, баллоны, коллектор высокого давления, регулятор давления, общее отключающее устройство, манометр (показывающий), предохранительный клапан (сбросной) и трубопроводы. Обычно сбросной клапан бывает встроенный в регулятор давления. Шкафы изготавливают на разное число баллонов. При определении числа баллонов принято считать, что для каждой квартиры, снабжаемой газом от шкафной установки, должен быть один баллон. При газоснабжении коммунальных предприятий и учреждений суммарная емкость баллонов в шкафу должна обеспечивать запас газа на 7—10 дней. Шкафы с баллонами размещают у глухих (не имеющих окон и дверей) несгораемых стен или с разрывом от зданий на 8—12 м в зависимости от степени огнестойкости стен. В последнем случае от шкафа к дому прокладывают подземный газопровод. В настоящее время наиболее часто применяют шкафы с установкой в них 8—10 баллонов, что позволяет обеспечивать газом дома с числом квартир до 10 или одну секцию двухэтажного дома. Шкафная установка на 10 баллонов и схема газоснабжения дома от шкафных установок показана на рис. 145.

Необходимое число баллонов в групповой установке, особенно при снабжении газом объектов коммунально-бытового назначения, определяют по расчетному расходу газа и расчетной производительности (по газу) одного баллона по номограмме (рис. 146). При определении расчетной производительности следует принимать производительность баллона по кривым оптимальной нагрузки для наиболее неблагоприятных условий, т. е. для зимнего времени. Число рабочих баллонов в групповой баллонной установке, предназначенной для газоснабжения жилых домов, определяют по формуле

$$N = \frac{nqk_э}{Q_н V},$$

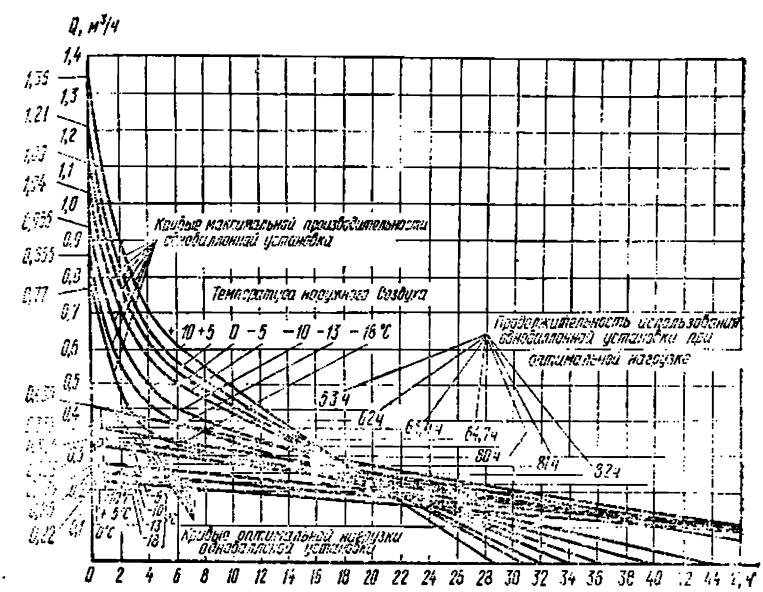


Рис. 146. Номограмма для определения производительности однобалонной установки в зависимости от времени испарения при различной температуре наружного воздуха

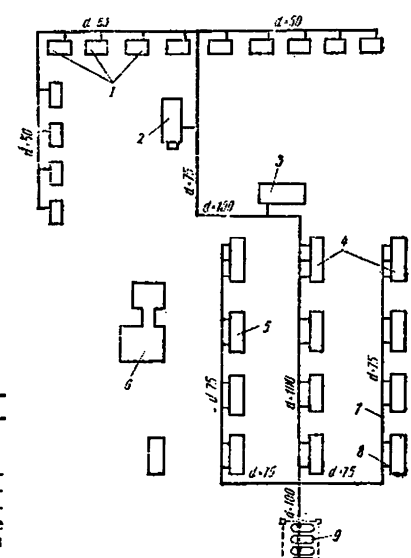


Рис. 147. Схема газоснабжения домов (поселка) от групповой резервуарной установки

1 — двухквартирные дома; *2* — столовая; *3* — детский сад; *4, 5* — 16- и 18-квартирные дома; *6* — клуб; *7* — подземный газопровод; *8* — цокольные вводы; *9* — групповая резервуарная установка

где N — число рабочих баллонов в групповой баллонной установке; n — число снабжаемых газом квартир, q — номинальная тепловая нагрузка газовых приборов, установленных в одной квартире, Дж/ч (ккал/ч); k_0 — коэффициент одновременности работы приборов; $Q_н$ — низшая теплота сгорания газа, Дж/м³ (ккал/м³); V — расчетная производительность (по газу) одного баллона, м³/ч (определяемая по номограмме).

Пример. Требуется определить необходимое число баллонов для обеспечения газом 68-квартирного дома, на кухнях которого установлены четырехгорелочные плиты.

Решение. По табл. 84 находим, что тепловая нагрузка одной четырехгорелочной плиты составляет $q=9600$ ккал/ч. При числе плит $n=68$ по табл. 83 определяем коэффициент одновременности $k_0=0{,}22$. Низшая теплота сгорания газа (пропана) составляет $Q_н=9600$ ккал/кг, или 21742 ккал/м³. Расчетную производительность одного баллона определяем по номограмме (рис. 146) при температуре наружного воздуха — 18° С. Она составляет $V=0{,}22$ м³/ч. Найденные значения подставляем в формулу

$$N=\frac{68\cdot 9600\cdot 0{,}22}{21742\cdot 0{,}22}=30 \text{ баллонов}.$$

Следует отметить, что число рабочих баллонов определяли только из условия производительности без учета запаса газа для бесперебойной работы установки. На практике обычно в работе находится только половина баллонов, а остальные баллоны подлежат замене, т. е. общее число баллонов должно быть в 2 раза больше рабочего. Для нашего случая общее число баллонов должно быть равным 60 (или примерно по одному баллону на квартиру).

Для коммунальных объектов рабочее число баллонов определяют по часовому расходу газа, т. е. по суммарной тепловой нагрузке газовых приборов, при этом обычно принимают, что все приборы работают одновременно, а коэффициент одновременности $k_0=1$. Общее число баллонов для обеспечения бесперебойности газоснабжения должно быть в 3—5 раз больше числа, определяемого по формуле. Необходимо подчеркнуть, что широко применять групповые баллонные установки, особенно для газоснабжения коммунальных предприятий и учреждений, не следует из-за трудности своевременной и бесперебойной доставки баллонов. Групповое газобаллонное газоснабжение наиболее целесообразно применять в том случае, когда в дальнейшем предполагается перевод жилых домов на снабжение природным газом.

Групповые резервуарные установки. Групповая резервуарная установка состоит из двух или нескольких резервуаров для сжиженного газа, к которым через ре-

гуляторы давления подсоединяют газопроводы для подачи газа в жилые дома или для коммунальных и производственных целей (рис. 147). Резервуары могут иметь подземное и надземное размещение. Надземные установки разрешаются только в южных районах страны. В северных районах они могут применяться при использовании газа в летнее время (для полевых станов, при сушке зерна и т. п.). Объясняется это тем, что при надземном расположении резервуаров в зимнее время резко сокращается или полностью прекращается (в зависимости от состава) испарение газа, а в связи с этим нарушается газоснабжение. Запас газа в резервуарной установке принимают из расчета обеспечения газопотребления без дополнительной доставки газа в течение 8—12 дней. Больший срок принят для установок, находящихся на большом расстоянии от газонаполнительных станций, а также для установок, куда временами доставка газа бывает затруднена (в половодье, в период сильных дождей и т. п.). Максимальный геометрический объем групповой резервуарной установки не должен превышать: при надземном расположении резервуаров — 20 м³, при подземном расположении резервуаров — 300 м³. Если учесть, что один подземный резервуар вместимостью 2,5 м³ обеспечивает нормальное газоснабжение 80—100 квартир, оборудованных плитами, то становится очевидно, что одна групповая резервуарная установка в состоянии обеспечить газом для приготовления пищи поселок с числом жителей до 25 тыс. При установке в домах также газовых водонагревате-

Таблица 94. Техническая характеристика подземных резервуаров

Показатели	Вместимость резервуаров, м³		
	2,5	5	10
Рабочее давление в резервуаре, МПа (кгс/см²)	До 1(до 10)		
Максимальный объем сжиженного газа в резервуаре, м³	2,1	4,2	8,5
Максимальное количество хранимого газа, кг	1050	2100	4250
Размеры, мм:			
длина	3326	3456	4386
внутренний диаметр резервуара	1000	1400	1800
внутренний диаметр горловины	460	460	460
Масса, кг	910	1612	3056

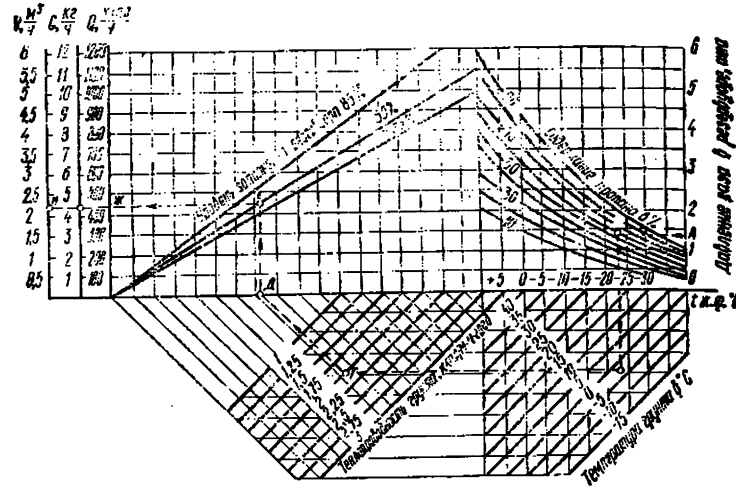
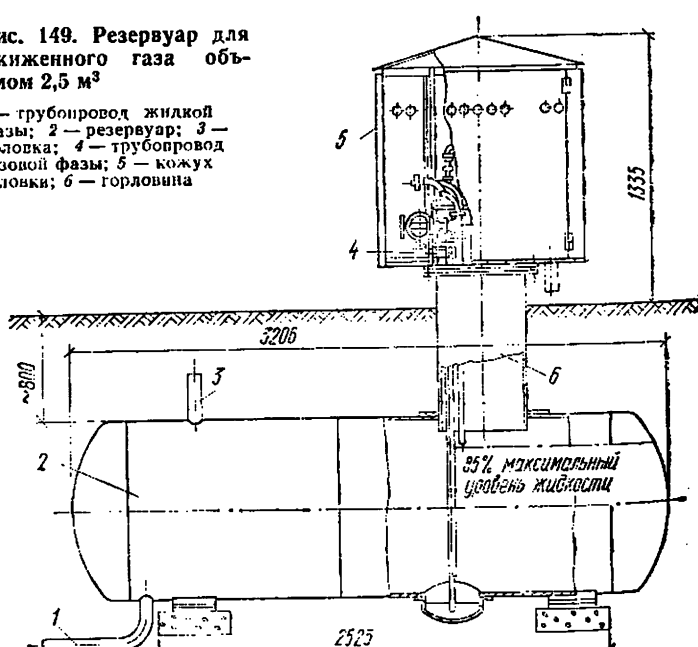


Рис. 148. Номограмма для определения производительности подземного резервуара сжиженного газа объемом 2,5 м³

Рис. 149. Резервуар для сжиженного газа объемом 2,5 м³

1 — трубопровод жидкой фазы; *2* — резервуар; *3* — головка; *4* — трубопровод газовой фазы; *5* — кожух головки; *6* — горловина



лей число квартир, присоединяемых к одному резервуару, сокращается до 50—60. Причина сокращения заключается не только в том, что при большем числе присоединяемых квартир потребуется чаще завозить газ, а главным образом из-за ограниченной испарительной способности газа. При этом надо принимать во внимание испарительную способность в самое неблагоприятное время — зимой, когда температура газа и грунта вокруг резервуаров минимальная.

У потребителей обычно устанавливается не менее двух резервуаров, из которых один рабочий, а другой — резервный. У нас в стране получили распространение резервуары вместимостью 2,5, 5,0 и 10 м³. Техническая характеристика их приведена в табл. 94. Расчетную нагрузку на резервуарную установку рассчитывают по формуле

$$q_{\text{р}} = \frac{n k_{\text{н}} q_{\text{год}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot 365,24},$$

где $q_{\text{р}}$ — расчетная нагрузка на резервуарную установку, м³/ч; n — число жителей, пользующихся газом, чел.; $k_{\text{н}}$ — коэффициент суточной неравномерности за год (при наличии газовых плит $k_{\text{н}} = 1,4$, при наличии газовых плит и газовых водонагревателей $k_{\text{н}} = 2,0$); $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ = теплота сгорания газа, Дж/м³ (ккал/м³); $q_{\text{год}}$ — расход газа на человека в год, Дж (ккал).

Число резервуаров в одной резервуарной установке определяется как частное от деления расчетной нагрузки $q_{\text{р}}$ на производительность одного резервуара V, определяемую по номограмме (рис. 148).

Резервуары для подземных установок (рис. 149) представляют собой цилиндрические сосуды с эллиптическими днищами и горловиной. На фланце горловины монтируется головка управления, закрытая защитным кожухом. Головка состоит из узлов: наполнения резервуара газом, удаления остатков сжиженного газа, отбора паровой фазы, а также имеет контрольные трубки для определения уровня сжиженного газа в резервуаре, расходную колонку, манометр для замера давления газа в резервуаре и предохранительный клапан высокого давления. В расходную колонку входят регулятор давления РД-32М и предохранительный запорный клапан ПЗК-40М. Устанавливают резервуары группами. При этом число групп должно быть не менее двух. Каждая группа соединенных между собой резервуаров оборудо-

вана головкой. Наличие двух (и более) групп резервуаров с головками позволяет непрерывное пользование газом даже в тех случаях, когда часть резервуаров (группа) отключена для проверки, ремонта и т. п.

От подземных резервуарных установок обычно снабжаются газом многоэтажные жилые дома, а также коммунальные предприятия и объекты сельскохозяйственного производства. Резервуарные установки рекомендуется использовать также для газоснабжения индивидуальных домов. Однако такие системы из-за трудности взаиморасчетов за газ широкого применения не получили. Газопроводы от резервуарных установок, как правило, прокладывают в земле. В связи с тем, что сжиженный газ тяжелее воздуха, устройство колодцев на этих газопроводах стремятся не делать, а запорные устройства устанавливают на цокольной части вводов. Вводы в подвалы делать не разрешается. На подземных газопроводах при подаче газа в состоянии паровой фазы следует предусматривать установку конденсатосборников. Подземные резервуары устанавливают на глубине не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей резервуара в районах с сезонным промерзани-

4. ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

Испарительные установки предусматривают в тех случаях, когда резервуарные установки при естественном испарении не обеспечивают расчетную потребность в газе, а также при поставке газа с повышенным содержанием бутана (свыше 30%). Могут предусматриваться испарители для обеспечения надежности газоснабжения при резком переменном режиме потребления газа, что характерно при использовании газа для технологических целей и для отдельных коммунальных потребителей, например столовых.

Испарительные установки подразделяют на проточные, обеспечивающие получение газа в состоянии паровой фазы постоянного состава в специальных теплообменных аппаратах (испарителях), и емкостные — с испарением сжиженных газов непосредственно в расходных резервуарах при помощи специальных нагревателей (регазификаторов). К емкостным испарительным
ем грунта и 0,2 м в районах без промерзания грунта.

установкам приравниваются резервуары, устанавливаемые в отапливаемых камерах (помещениях) с температурой окружающего воздуха не выше 30° С. В качестве теплоносителя для испарительных установок используют: горячую воду, пар, электроэнергию, горячие инертные газы и масла и др. Применение огневых испарителей ограничено и регламентируется специальными техническими условиями. Испарительные установки должны быть оборудованы регулирующей, предохранительной и контрольно-измерительной аппаратурой, исключающей: замерзание используемой в качестве теплоносителя жидкости; выход жидкой фазы из испарительной установки в газопровод паровой фазы; повышение давления газа и жидкой фазы выше принятого для расходных резервуаров. Испарительные установки размещают на открытых площадках или в помещениях, при этом уровень пола не должен быть ниже планировочной от-

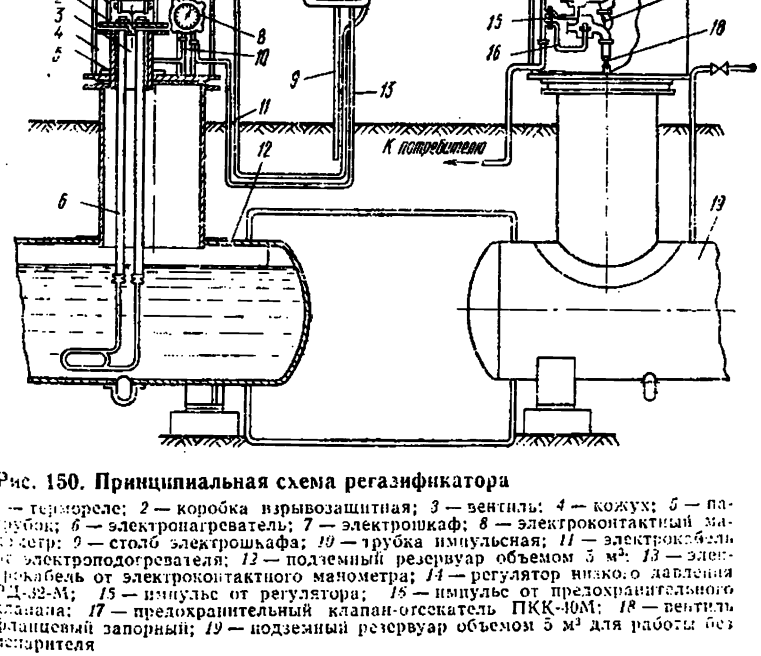


Рис. 150. Принципиальная схема регазификатора

1 — термореле; *2* — коробка взрывозащитная; *3* — вентиль; *4* — кожух; *5* — патрубок; *6* — электронагреватель; *7* — электрошкаф; *8* — электроконтактный манометр; *9* — столб электрошкафа; *10* — трубка импульсная; *11* — электрокабель от электроподогревателя; *12* — подземный резервуар объемом 5 м³; *13* — электрокабель от электроконтактного манометра; *14* — регулятор низкого давления РД-32-М; *15* — импульс от регулятора; *16* — импульс от предохранительного клапана; *17* — предохранительный клапан-отсекатель ПКК-40М; *18* — вентиль фланцевый запорный; *19* — подземный резервуар объемом 5 м³ для работы без испарителя

метки земли. Испарители производительностью до 200 кг/ч допускается размещать непосредственно на крышках горловин резервуаров, а также непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если они расположены в отдельных помещениях или на открытых площадках. Принципиальная схема электрического регазификатора показана на рис. 150. Число резервуаров, необходимых для установки у потребителя при искусственном испарении газа, рассчитывают по часовому расходу газа в зависимости от объема резервуаров и поверхности нагрева приборов отопления. Для этого разработаны специальные номограммы.

ГЛАВА XVII. ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О КОРРОЗИИ

Коррозией металлических подземных сооружений называют процесс разрушения металла сооружений вследствие химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. При химической коррозии процесс разрушения металла не сопровождается протеканием электрического тока; при электрохимической — происходит протекание электронов от одних участков металла к другим, т. е. возникает электрический ток. На подземные газопроводы наибольшее влияние оказывают электрохимическая коррозия, в частности почвенная и коррозия блуждающими токами. Под *почвенной коррозией* подразумевают разрушение металла подземных металлических сооружений вследствие электрохимического взаимодействия его с электролитической средой (почвой), в результате чего возникает электрический ток, разрушающе действующий на металлические сооружения. *Коррозией блуждающими токами* называют электрохимический процесс разрушения металлических подземных сооружений под влиянием токов от внешнего источника. Для защиты газопроводов от почвенной коррозии в основном применяются битумные изоляционные покрытия, которые выполняются при строительстве газопроводов. В процессе эксплуатации все мероприятия по защите газопроводов от почвенной

коррозии, как правило, сводятся к восстановлению участков изоляционных покрытий, нарушенных при производстве земляных работ. В отдельных случаях изоляцию приходится восстанавливать на большом протяжении газопроводов. Однако, если позволяют условия подачи газа, такие газопроводы лучше заменять на новые. Иногда для защиты от почвенной коррозии применяют электрические способы защиты.

Защиту газопроводов от блуждающих токов до последнего времени осуществляют после ввода газопроводов в эксплуатацию. Для этого во всех эксплуатационных организациях создаются группы или службы защиты газопроводов от коррозии. В последнее время все более широко внедряется проектирование установок защиты от коррозии одновременно с проектированием газопроводов и осуществление строительства защиты одновременно со строительством газовых сетей. В Московской области такой порядок с 1976 г. стал обязательным для всех организаций.

2. КОРРОЗИЯ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ

Блуждающими токами называются токи, ответвляющиеся от различных электрических установок и протекающие в земле, а также по металлическим подземным сооружениям. Наибольшую опасность для подземных сооружений представляют электротоки трамвая, метрополитена и электрифицированных железных дорог, так как здесь применяется постоянный ток большой силы и в качестве обратного провода используются рельсы. На практике рельсы не являются хорошим проводником и касаются грунта, что приводит к тому, что большая или меньшая часть тока, который должен возвращаться по рельсам, попадает в землю и по грунту, блуждая, приходит вновь к источнику. Ток, попавший в землю, стремится найти путь наименьшего сопротивления. Если встречаются металлические сооружения, то в первую очередь ток протекает по этим сооружениям, входя в сооружения вблизи движущихся электропоездов и стекая в районе тяговых подстанций или отсосов.

Для того чтобы лучше разобраться в природе возникновения блуждающих токов, рассмотрим схему питания трамвайной сети (рис. 151). Генератор служит для преобразования переменного тока в постоянный ток

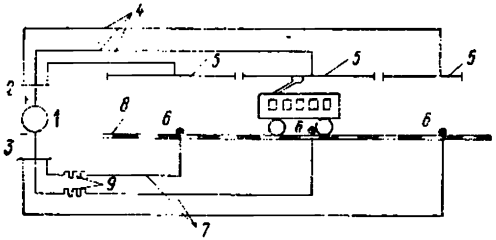


Рис. 151. Схема питания трамвайной сети

1 — генератор тяговой подстанции; *2* — положительная шина; *3* — отрицательная шина; *4* — питающие кабели; *5* — контактный провод; *6* — отсасывающие пункты; *7* — отсасывающие кабели; *8* — рельсовый путь; *9* — уравнительные реостаты

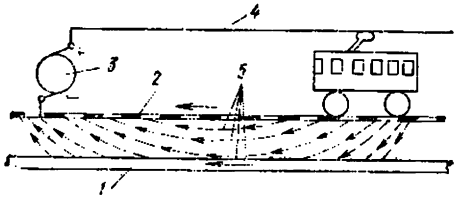


Рис. 152 Схема возникновения и распространения блуждающих токов

1 — газопровод; *2* — рельсовый путь; *3* — тяговая подстанция; *4* — контактный провод; *5* — путь движения блуждающих токов

напряжением 600 В. Питающие кабели подключаются к отдельным, изолированным друг от друга участкам контактной сети. Если бы питание контактной сети осуществлялось в одной точке, то в сети возникли бы большие потери напряжения, из-за чего в наиболее удаленных точках уменьшалась бы скорость движения вагонов. Ток из контактного провода, протекая через обмотку электродвигателя, возвращается на подстанцию по рельсам, соединенным с минусовой шиной отсасывающими кабелями. Вполне понятно, что чем реже отсасывающие пункты, тем хуже условия возврата тока по рельсам. Еще большее значение для возврата тока имеет электропроводимость рельса, что в первую очередь зависит от качества соединений отдельных рельсов между собой. Согласно действующим правилам, сопротивление рельсового стыка не должно превосходить 20% сопротивления сплошного рельса длиной 3 м, что, к сожалению, не всегда обеспечивается на практике. Следует иметь в виду, что работа рельсового пути как проводника тока имеет существенные особенности, которые заключаются в том, что рельсы не изолированы от земли. Но так как между любыми двумя точками рельсового пути существует разность потенциалов, то часть тока, проходящего по рельсам, ответвляется от них, проходит по земле и снова возвращается на рель-

сы. Величина тока, ответвляющегося в землю, тем больше, чем хуже электропроводимость рельсов и их изоляция от земли. При неисправном состоянии стыков с рельсов может ответвляться до 30—40% проходящего по ним тока. Наиболее благоприятные условия для прохождения тока в земле бывают в тех случаях, когда параллельно рельсам проложено металлическое сооружение (газопровод), так как ток прежде всего проходит по этому сооружению (рис. 152). С другой стороны, такое размещение сооружения приводит к наиболее интенсивному разрушению его проходящими блуждающими токами. Зона, в которой блуждающие токи входят в сооружение (газопровод), называется катодной, а зона, где токи переходят из сооружения в грунт, называется анодной. В анодной зоне происходит интенсивное разрушение металла труб (коррозия) в тем большей степени, чем больше тока проходит в грунт. Установлено, что 1 А тока в течение года может перенести в электролит (в грунт) до 34 кг свинца и более 9 кг стали. Чем выше разность потенциалов между отдельными пунктами рельсовой сети (при прочих равных условиях), тем больше тока проходит в землю и тем интенсивнее проявляется действие блуждающих токов.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

В условиях города определение коррозионного состояния газопроводов и особенно выявление основных причин коррозии в целях последующей защиты представляют весьма сложную задачу. Для получения характеристики коррозионного состояния газопровода необходимо сопоставить: а) общие коррозионные условия района, в котором находится или будет находиться газопровод; б) условия распространения блуждающих токов в зоне газопровода; в) электрическую характеристику коррозионного состояния газопровода. Общие коррозионные условия района определяются характеристикой почвы, профилем и глубиной заложения газопровода, расположением его относительно сооружений электрифицированных железных дорог и взаимным расположением различных подземных сооружений. Для выявления условий распространения блуждающих токов не-

обходимо иметь данные о потенциале рельсов и отсасывающих пунктов относительно земли и о разности потенциалов между отрицательными шинами различных тяговых подстанций. Электрическая характеристика подземного газопровода определяется потенциалами газопровода относительно земли, рельсовых путей и соседних металлических сооружений, силой тока и падением напряжения вдоль газопровода, а также плотностью стекающего тока.

При проектировании газопроводов необходимо достаточно точно учесть влияние грунта и предусмотреть защиту от почвенной коррозии. Это в большинстве случаев достигается применением пассивной защиты, которая включает различные устройства и мероприятия, предназначенные для изоляции подземных газопроводов от непосредственного соприкосновения с грунтом и увеличения переходного сопротивления между почвой и газопроводом. Защиту от блуждающих токов газопроводов в процессе проектирования газопроводов не всегда представляется возможным предусмотреть, и она осуществляется после постройки газопроводов. Проектирование защиты от блуждающих токов построенных газопроводов обычно сводится к выбору и проверке действия одного из способов активной защиты на вновь построенном или уже действующем газопроводе. При выборе того или иного способа активной защиты предварительно достаточно точно и подробно производятся электрические измерения на газопроводе и в соседних сооружениях. Останавливаются на таком способе, который в конкретных условиях дает наилучшие результаты, не причиняя вреда соседним сооружениям. Под активными методами защиты подразумевается создание на защищаемом сооружении (газопроводе) такого электрического режима, при котором коррозия сооружения прекращается. При прокладке газопроводов в зонах влияния блуждающих токов электрического рельсового транспорта в первую очередь должны быть приняты меры к уменьшению утечки тока с рельсовых путей в землю, а затем проведены мероприятия по ограждению подземных газопроводов от проникновения в них блуждающих токов. Если же этого окажется недостаточно, должны быть проведены мероприятия по отводу и нейтрализации блуждающих токов, проникших в подземное сооружение. Наличие блуждающих токов в земле

на трассе газопровода может быть выявлено еще в процессе проектирования по разности потенциалов между другими проложенными металлическими сооружениями и землей. По этим данным может быть разработана защита одновременно с проектированием газопровода.

4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ НА ГАЗОПРОВОДАХ

Электрические измерения на газопроводах производят с помощью специальных приборов, которые чаще всего присоединяют к контрольным пунктам. Контрольные пункты устанавливают на газопроводах при строительстве, а также в процессе эксплуатации. Если контрольные пункты отсутствуют, то для электрических измерений могут быть использованы обнаженные участки газопроводов (в колодцах, в раскопанных котлованах, вводы). Но при этом обязательно надо один провод от прибора присоединять к заземляющему электроду. При измерениях в городских условиях в качестве заземляющего электрода обычно применяют стальной стержень, погружаемый в грунт на глубину 30—50 см. Необходимо отметить, что металлические электроды искажают действительное значение потенциалов металлических подземных сооружений по отношению к земле, особенно при большом электродном потенциале и значительной поляризации электрода. Искажение, вносимое металлическим электродом в измеряемую величину потенциалов, меняется в зависимости от места установки электрода в землю, влажности почвы и т. д. и учесть его заранее практически невозможно. Применение неполяризующихся электродов (медно-сульфатных, цинковых, свинцовых и др.) связано с необходимостью устройства специальных лунок в земле, что в городских условиях бывает трудно осуществить. Обычно неполяризующиеся электроды применяют для большой точности замеров при измерениях потенциалов небольшой величины (до 0,5 В), в частности при измерениях потенциалов за счет почвенной коррозии на загородных трассах. Основными величинами, подлежащими измерению, являются: потенциалы газопровода относительно земли; потенциалы газопровода относительно других подземных сооружений и рельсов электрифицированного транспорта; величина и направление тока, протекающего по газопрово-

ду; плотность тока, стекающего с подземного металлического сооружения в землю. Для измерения разности потенциалов, которая может составлять от нескольких сотых вольта (между газопроводом и землей) до десятков вольт (между газопроводом и рельсами электрифицированных железных дорог), применяют вольтметры. Для получения удовлетворительных результатов вольтметры должны обладать большим входным сопротивлением — не менее 10 000 Ом/В. В настоящее время для полевых измерений чаще всего используются показывающие приборы типа М-231 и регистрирующие типа Н-39 (на полупроводниках).

5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ

Электрические методы защиты в сочетании с изоляционными покрытиями обеспечивают длительную сохранность подземных газопроводов и являются достаточно эффективным средством. Электрические методы защиты позволяют ликвидировать подвергающиеся разрушению положительные (анодные) зоны на газопроводах и обеспечивать на всем протяжении сооружения отрицательные потенциалы относительно грунта, т. е. прекратить коррозию. Для определения коррозионного состояния и выбора метода защиты вновь построенных газопроводов перед сдачей их в эксплуатацию производят электрические измерения. Предварительно вновь проложенные трубопроводы шунтируют с эксплуатируемым, чтобы получить истинную картину электрического состояния газопроводов, которая возникает после подключения их к действующей сети. Если при измерениях будет установлено, что потенциалы не превышают $\pm 0{,}1$ В, то обычно присоединение производится без всяких условий. При потенциалах свыше $+0{,}1$ В (до $+0{,}5$ В) вводить в эксплуатацию новый газопровод можно при условии, что электрическая защита будет осуществлена в течение года с момента окончания строительства газопровода. При больших потенциалах до устройства защиты присоединять вновь построенные газопроводы к действующим нельзя, так как через короткий промежуток времени газопровод может быть разрушен током, что в свою очередь может привести к тяжелым последствиям. Из практики известны многочисленные случаи, когда незащищенные газопроводы

разрушались блуждающими токами через несколько месяцев после ввода их в эксплуатацию, а также до сдачи их в эксплуатацию, особенно в районах тяговых подстанций железных дорог.

Все электрические методы защиты городских газопроводов от коррозии могут быть разделены на две основные группы: методы по отводу и нейтрализации блуждающих токов и методы защиты вне зон блуждающих токов. Для защиты газопроводов от коррозии блуждающими токами могут быть применены дренажи, катодная защита, протекторная защита, изолирующие вставки. При защите газопроводов вне зон действия блуждающих токов используют катодную и протекторную защиту и изолирующие вставки. Выбор того или иного метода защиты зависит от конкретных условий и, как отмечалось, в большинстве случаев определяется в результате экспериментального сравнения эффективности их действия. С помощью защитных установок на газопроводах устраняют анодные и знакопеременные зоны и создают защитные (отрицательные) потенциалы. Величина минимальных значений защитных потенциалов для газопроводов по отношению к стальному электроду не должна быть менее 0,3 В и по отношению к неполяризующимся электродам: водородному — 0,55 В, медно-сульфатному — 0,87 В, свинцовому — 0,3 В. При меньших отрицательных потенциалах коррозия стальных газопроводов может продолжаться. Величина максимальных защитных потенциалов для стальных газопроводов с противокоррозионным покрытием Правилами защиты разрешена по отношению к неполяризующимся электродам: водородному — 0,9 В, медно-сульфатному — 1,22 В, свинцовому — 0,73 В. При измерениях стальным электродом максимальный потенциал не должен превышать 0,65 В.

Электрическая защита на газопроводах не должна оказывать вредного влияния на соседние подземные металлические сооружения. Признаками вредного влияния катодной поляризации защищаемого газопровода на соседние сооружения считают: уменьшение по абсолютной величине минимального или увеличение по абсолютной величине максимального защитного потенциала на соседних металлических сооружениях, имеющих катодную поляризацию, более чем на 0,1 В; появление опасности электрокоррозии на соседних подземных ме-

таллических сооружениях, ранее не требовавших защиты от нее. Для защиты газопроводов от коррозии блуждающими токами могут быть применены дренажи, катодные станции, протекторы, изолирующие вставки, а также перемычки на смежные подземные сооружения. Выбор того или иного метода защиты зависит от контрольных условий и, как отмечалось, в большинстве случаев определяется путем экспериментального сравнения эффективности их действия. В случаях когда одним из способов защиты невозможно обеспечить защитные потенциалы на всех участках защищаемых газопроводов, следует применять защиту сочетанием двух и более перечисленных способов.

Дренажная защита. Электрическим дренажем называется отвод блуждающих токов из анодной зоны защищаемого металлического сооружения при помощи изолированного проводника обратно к источнику этих

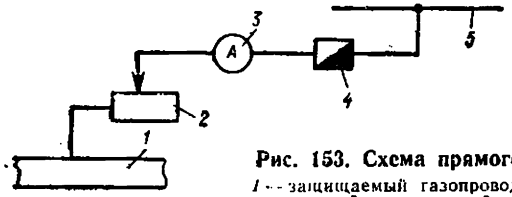


Рис. 153. Схема прямого дренажа

1 — защищаемый газопровод; *2* — регулировочный реостат; *3* — амперметр; *4* — предохранитель; *5* — минусовая шина (отсасывающий кабель)

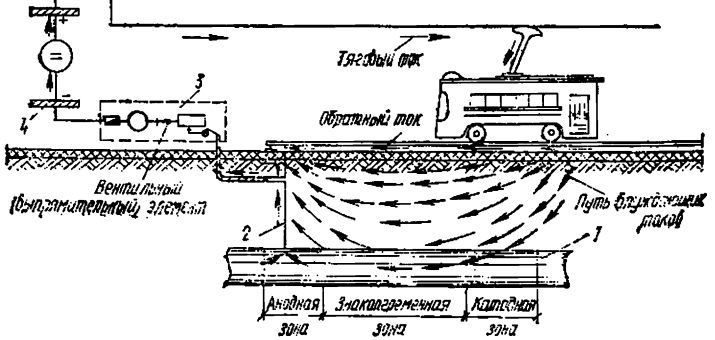


Рис. 154. Схема поляризованного дренажа

1 — защищаемый газопровод; *2* — дренажный кабель; *3* — дренажная установка вентильного типа; *4* — отрицательная шина подстанции

токов (к отрицательной шине тяговой подстанции, к отсасывающему кабелю или к рельсам). Для защиты металлических подземных сооружений применяют три типа дренажей: прямой (простой), поляризованный, усиленный.

Прямой дренаж (рис. 153) обладает двухсторонней проводимостью. Его можно присоединять только к минусовой шине или отсасывающему кабелю, когда исключена возможность стекания токов на защищаемый газопровод. Как правило, прямые дренажи к рельсам не присоединяют. Объясняется это тем, что при обрыве рельсового пути (при нарушении стыковых соединений) на рельсах может возникнуть потенциал обратного, т. е. положительного знака, в связи с чем ток потечет на газопровод. В этом основной недостаток прямых (простых) дренажей. На городских сетях прямые дренажи не применяют.

Поляризованный дренаж (рис. 154) в отличие от прямого обладает только односторонней проводимостью — от газопровода к источнику тока. При появлении положительного потенциала на рельсах дренаж автоматически отключается. За счет этого представляется возможным присоединять дренажи непосредственно к рельсам, что весьма важно при устройстве защиты в районах, удаленных от отсасывающих пунктов или тяговых подстанций. Конструкции поляризованных дренажных установок самые разнообразные. При выборе дренажа следует обращать внимание на его мощность, чувствительность и надежность в работе. Желательно также, чтобы дренаж не требовал дополнительного источника питания. Наиболее распространенным типом дренажей для газопроводов в настоящее время является поляризованный дренаж типа ПД-3А.

Усиленный электрический дренаж применяют в тех случаях, когда на защищаемом (дренажем) сооружении остается опасная зона (положительный или знакопеременный потенциал по отношению к земле, а потенциал рельса выше потенциала газопровода) либо когда это экономически более выгодно по сравнению с увеличением сечения дренажного кабеля. В усиленном дренаже дополнительно в цепь включают ЭДС, позволяющую увеличивать дренажный ток. Схема усиленного дренажа предусматривает последовательное включение в дренажную цепь дополнительного источника постоянно-

Таблица 95. Характеристика поляризованных электродренажей

Тип электродренажа	Номинальный ток, А	Чувствительность, В	Допустимая величина обратного напряжения, В	Максимальная величина дренажного сопротивления, Ом (для 10 секций)
ПД-50	50	—	300	0,5
ПД-125	125	—	300	0,5
ПД-200	200	—	300	0,3
ПД-300	300	—	300	0,2
ПД-500	500	—	300	0,15
ПД-3А	500	0,7	100	0,36
ПГД-100	100	0,7	50	0,5
ПГД-150	150	0,7	100	0,15
ПГД-200	200	0,7	50	0,5

Таблица 96. Характеристика автоматических усиленных дренажей

Тип электродренажа	Мощность, кВт	Номинальный ток, А	Напряжение, В	Чувствительность, В	Обратное напряжение, В
УАД-0,6	0,6	50/100	12/6	—	300
ПАД-1,2	1,2	100/200	12/6	—	300
ПАД-2,0	2	165/330	12/6	—	300
ПАД-3,0	3	250/500	12/6	—	300
УД-АКХ	2	150/300	12/6	0,025	300

го тока (от выпрямителя), т. е. обычной катодной установки (заземлением в этом случае являются рельсовые пути), чтобы на газопроводе обеспечить постоянный отрицательный потенциал. Характеристика дренажей приведена в табл. 95 и 96.

Дренажная защита прежде всего отличается простотой устройства. В настоящее время дренажи являются наиболее желательным видом защиты городских газопроводов. Дренажами наиболее просто защищаются газопроводы от действия блуждающих токов электрифицированных железных дорог, которые в последнее время стали основным источником этих токов. При этом отвод токов производится непосредственно на рельсы через дроссели. Одна дренажная установка обеспечивает защиту газопроводов на большой длине (до 6 км и более). Электрическую защиту дренажами осуществляют при минимальном значении дренажного тока.

Катодная защита. Метод катодной защиты заключается в искусственном создании отрицательного потенциала на защищаемом сооружении специальным источником постоянного тока. Причем защищаемый газопровод присоединяется к отрицательному полюсу (т. е. служит катодом). Этот вид защиты применяют как при защите от почвенной коррозии, так и при защите от коррозии блуждающими токами. Катодную защиту от блуждающих токов следует применять, когда устройство электрического дренажа нецелесообразно по технико-экономическим соображениям (требуется дренажный кабель большой длины и большого сечения). Эффективность действия катодной защиты зависит от состояния изоляционных покрытий. При хорошей изоляции сокращается расход электрической энергии и увеличивается протяженность защищенных участков металлических сооружений.

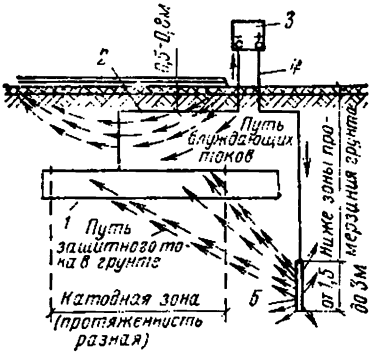


Рис. 155. Схема катодной защиты

1 — защищаемый газопровод; *2* — дренажный кабель (изолированный); *3* — источник постоянного тока; *4* — соединительный кабель

При катодной защите (рис. 155) ток от положительного полюса источника через соединительный кабель и анодное заземление переходит в почву. Из почвы через дефектные места в изоляции ток проникает в газопровод и по дренажному кабелю направляется к отрицательному полюсу источника. Таким образом создается замкнутая цепь, по которой ток идет от анода через землю к газопроводу и далее по трубе к отрицательному полюсу источника. При этом происходит постепенное разрушение анода, что обеспечивает защиту сооружения от коррозии под влиянием его катодной поляризации. В качестве соединительных проводов применяют изолированные кабели марки СБ с поперечным сечением от 25 до 77 мм² (в зависимости от нагрузки). При действии катодной защиты рекомендуются следующие потенциалы «газопровод — земля»: максимально допустимые — при

защите от почвенной коррозии 1,2—1,5 В и при защите от коррозии блуждающими токами 2,5—9 В; минимальные защитные — 0,87 В (по отношению к медно-сульфатному электроду).

Для защиты газопроводов применяются следующие типы катодных станций: КСС-600; КСС-1200; СКЗ-АКХ; АКС-АКХ. Характеристика катодных станций приведена в табл. 97.

При защите подземных металлических сооружений от почвенной коррозии для улучшения электрической проводимости газопровода могут применяться шунтирующие перемычки на фланцах, задвижках и т. п. Заземлитель (анод) обычно устанавливают от защищаемого

Таблица 97. Характеристика станций катодной защиты

Тип катодной станции	Номинальная мощность, кВт	Максимальное напряжение, В	Максимальный ток, А	Завод-изготовитель
ПСК-0,3	0,3	24/12	12,5/25	Запорожье
ПСК-0,6	0,6	48/24	12,5/25	
ПСК-1,2	1,2	48/24	25/50	
ПСК-2	2	96/48	21/42	
ПСК-3	3	96/48	31/62	
ПСК-5	5	96/48	52/104	
СКЗТ-800	0,8	40/24	20/34	Рязанские экспериментальные механические мастерские Мингазпрома СССР
СКЗТ-1500	1,5	60/30	25/50	
СКЗТ-3000	3	60/30	50/100	
СК-400	0,4	40	10	
КСГ(К)-500	0,5	50	10	
КСГ(К)-1200	1,2	60	20	
КСС-300/К-61	0,3	48/24/12	12/25	г. Кировакан, завод «Автоматика»
КСС-600/К-61	0,6	48/24/12	12,5/25,50	
КСС-1200/К	1,2	48/24/12	20/50/100	Московский завод «Коммунальник»
СКЗ-АКХ	5,5	50	100	
ПАСК-06	0,6	48/24	12,5/25	Запорожье
ПАСК-1,2	1,2	48/24	45/50	
ПАСК-2	2	96/48	21/42	
ПАСК-3	3	96/48	31/62	
ПАСК-5	5	96/48	52/104	
АКС-АКХ	3,5	100/50	35/70	Московский завод «Коммунальник»

сооружения и смежных с ним подземных металлических сооружений на расстоянии от 15 до 100 м в зависимости от величины тока, стекающего с заземлителя. При рабочем токе в цепи провод — земля 0,25 А минимальное расстояние до заземлителя принимается 15 м. Для тока 1 А расстояние должно быть не менее 30 м, а для тока 3,5 А — не менее 100 м.

Заземлитель размещают так, чтобы при действии катодной установки на пути защитного тока (до газопровода) не встречались другие подземные сооружения, так как в противном случае этот ток на них будет оказывать вредное действие. В городских условиях размещение заземлителей является сложной задачей, в связи с чем нередко приходится их делать распределенными (от одной установки несколько, но более мелких). В качестве заземлителей для катодных станций применяют аноды единичные, распределенные, непрерывные и глубинные. Распределенные, непрерывные и глубинные аноды обеспечивают защиту при минимальных защитных токах, но устройство таких анодов сложно и дорого. В качестве непрерывных анодов могут быть использованы брошенные трубопроводы, а в качестве глубинных — старые скважины.

Катодную защиту наиболее целесообразно применять при защите газопроводов от почвенной коррозии. При устройстве катодной защиты от блуждающих токов редко удается защищать одной установкой газопроводы на большом протяжении (несколько километров). Чаще всего в городских условиях при помощи катодных установок обеспечивается защита на протяжении нескольких сот метров, что явно недостаточно. Большая длина достигается при хорошей изоляции газопровода. Эксплуатация установок катодной защиты обходится значительно дороже дренажей из-за расхода электроэнергии. Установки катодной защиты обычно питаются от осветительной сети через выпрямители. Наиболее широко применяются выпрямители типа КСС-1, 2, 3 и ВСА-5.

Протекторная защита. Протекторная (электродная) защита предусматривает присоединение к защищаемому сооружению металлических пластин и стержней, обладающих более низким электрическим потенциалом, чем металл сооружения (рис. 156). При таком соединении защищаемое сооружение является катодом, а стерж-

ли (протекторы) — анодом. В протекторной установке возникает электрический ток так же, как в обычном гальваническом элементе. Электролитом здесь служит грунт с содержащейся в нем влагой, а электродами являются газопровод (катод) и протектор (анод). При протекторной защите суммарные потери металла не уменьшаются, а, наоборот, увеличиваются. Практическая выгода этого метода защиты заключается в том, что, сохраняя более ценную и труднодоступную конструкцию сооружения (газопровода), коррозии подвергают более дешевую и легкозаменимую конструкцию протектора. В настоящее время наиболее часто применяют магниевые, алюминиевые и цинковые протекторы и их сплавы. Протекторная защита на городских газовых сетях для защиты от блуждающих токов применяется мало. Главное назначение ее — защита от почвенной коррозии. Протекторы также устанавливают в дополнение к дренажной или катодной защите на участках газопроводов (обычно удаленных), где указанными видами защиты полностью не снимаются положительные потенциалы. Широко применяются протекторы для защиты от коррозии подземных газопроводов и емкостей (резервуаров) при снабжении сжиженным газом. В зонах отсутствия блуждающих токов при наличии грунтов с повышенной, высокой и весьма высокой активностью при протяженности газопроводов до 300 м протекторная защита предусматривается из расчета 1 групповая установка (5 протекторов) на 40÷50 м газопровода.

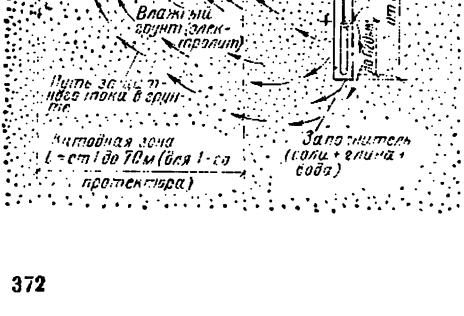


Рис. 156. Схема протекторной (электродной) защиты

1 — защищаемый газопровод; *2* — дренажный кабель; *3* — контрольный пункт; *4* — протектор (электрод)

Электрическое секционирование газопроводов. Этот метод защиты заключается в том, чтобы с помощью изолирующих вставок газопровод электрически разъединить на отдельные секции (участки), за счет чего уменьшается электрическая проводимость сооружения, а в связи с этим уменьшаются блуждающие токи, протекающие по газопроводу. При секционировании газопроводов число катодных и анодных зон увеличивается пропорционально числу установленных диэлектрических разъединителей. При этом в местах установки разъединителей возникает скачок потенциала газопровод — земля и в анодных зонах возможно местное разрушение газопровода. Однако в целом разрушение газопровода замедляется. В качестве диэлектрических разъединителей на газопроводах чаще всего применяют изолирующие фланцы. Возможны также вставки из полиэтиленовых труб. Наличие изолирующих вставок на газопроводах упрощает решение вопроса о защите отдельных участков газопроводов, а также позволяет менять электрический режим и производить измерение силы тока. Как правило, изолирующие вставки (фланцы) устанавливают в местах подхода городских газопроводов к ГРС Мингазпрома. В последнее время их также применяют на газовых вводах в коммунальные и промышленные предприятия, чтобы изолировать газопровод от водопровода и теплосетей. Для контроля за электрическим состоянием газопровода с каждой стороны изолирующего фланца (вставки) должны быть выведены к поверхности контрольные проводники. Необходимо иметь в виду, что диэлектрические вставки уменьшают плотность газопроводов, особенно высокого и среднего давления, и что они коррозию не устраняют, а только уменьшают и рассредоточивают ее по длине. Вообще целесообразность применения диэлектрических вставок и мест их установки мало изучена.

Электрические перемычки на смежные металлические сооружения применяют в тех случаях, когда на одном сооружении положительные потенциалы (анодная зона), а на другом — отрицательные потенциалы (катодная зона), и электрическое объединение этих сооружений при помощи перемычек приводит к тому, что на обоих сооружениях устанавливаются отрицательные потенциалы необходимой величины. Такие перемычки применяют, в частности, для объединения городских и маги-

стральных (дальних) газопроводов, а также при прокладке по одной улице или по одному району параллельных газопроводов различного давления, например высокого и низкого.

Защита дополнительным заземлением. Этот метод защиты применяется на отдельных участках, главным образом при сближении газопровода с рельсовыми путями электрических железных дорог, обладающих значительным и устойчивым отрицательным потенциалом относительно земли. Дополнительное заземление, соединенное проводом (кабелем) с защищаемым сооружением, закапывают вблизи (желательно параллельно) рельсовых путей, если последние являются причиной образования анодной зоны на газопроводе или вблизи того сооружения, под влиянием которого возникла анодная зона. В этом случае разрушается не газопровод, а заземление, так как оно обладает меньшим переходным сопротивлением из-за отсутствия изоляции. В качестве заземления можно использовать оставленные в земле старые трубы или рельсы. Обычно таким способом защищают только небольшие участки газопроводов.

Влияние защиты. При выборе того или иного метода защиты следует иметь в виду, что устройство защиты на данном сооружении очень часто приводит к некоторому перераспределению потенциалов на других сооружениях. В отдельных случаях такое перераспределение может привести к весьма опасному положению. Поэтому при включении защиты необходимо тщательно проверить влияние ее на соседние сооружения. Желательно осуществлять комплексную защиту всех сооружений города или района сразу.

6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДА

Тяговые токи на железных дорогах достигают большой величины (3000 А и более). В связи с этим токи утечки также бывают значительными. Неоднократно отмечались величины токов, дренируемых с газопроводов, в 400 А и более. При таком положении газопроводы могут повреждаться блуждающими токами в весьма короткий срок. Многократно отмечались случаи, когда газопроводы в районах тяговых подстанций разрушались блуждающими токами еще до ввода их в эксплуатацию. В связи с этим становится очевидным, что существую-

щая практика проектирования защиты после завершения строительства газопроводов не обеспечивает сохранности газопроводов, так как в лучшем случае защита строится не ранее как через 1—2 года после ввода газопроводов в эксплуатацию. Поэтому в последнее время все в более широком масштабе необходимо разрабатывать проекты защиты одновременно с проектированием газопроводов, чтобы защита осуществлялась одновременно со строительством газопровода. Однако решение этого вопроса осложняется отсутствием расчетных норм и проектные организации вынуждены принимать собственные решения.

В Московской области разработаны Временные рекомендации по разработке рабочих чертежей активной (электрической) защиты от электрохимической коррозии газопроводов, обязательные для всех проектных организаций. В основу этих рекомендаций положены опытно-статистические данные по действующим защитным установкам, которых в области более тысячи. Рекомендациями предусмотрены расчетные нормы для проектирования защиты подземных газопроводов протяженностью более 500 м: а) вне территории городов, рабочих поселков городского типа, коммунальных и промышленных предприятий, а также на все газопроводы сжиженного газа; б) на территории городов, рабочих поселков городского типа и предприятий; в) на газопроводы любой протяженности, пересекающие или проходящие в непосредственной близости от электрифицированного рельсового транспорта.

Таблица 98. Величина плотности тока по поверхности защищаемого сооружения, А/м²

Условия прокладки	Вне городов и рабочих поселков		В городах и рабочих поселках		
	вне селитебной территории	на территории сельских населенных пунктов и с.-х. объектов	в районах малоэтажной застройки	в районах многоэтажной застройки	в районах со зданиями на ж.-б. сваях и территории промпредприятий
В зонах отсутствия блуждающих токов	0,0025	0,007	0,017	0,020	0,025
В зонах наличия блуждающих токов	0,004	0,01	0,025	0,030	0,035

Расчет катодной защиты. Катодная защита подземных металлических сооружений заключается в создании необходимой плотности тока по поверхности защищаемого сооружения. Для расчетов среднюю плотность принимают в зависимости от условий прокладки защищаемого сооружения. Так, например, в зонах наличия блуждающих токов плотность защитного тока должна быть выше, чем при отсутствии блуждающих токов. В значительной степени должна быть увеличена плотность защитного тока в городах, особенно в районах многоэтажной застройки. Расчетная величина плотности тока, принятая для расчета катодных станций в Московской области, приведена в табл. 98. Расчет катодной защиты производится в следующей последовательности. Силу тока катодной защиты определяют по формуле

$$I = \delta S,$$

где I — сила тока, А; δ — плотность тока на единицу поверхности, А/м²; S — площадь газопровода, м² (равная $3{,}14\,dl$); d — диаметр газопровода, м; l — длина газопровода, м.

После расчета суммарного тока катодной защиты определяют число катодных станций из расчета, что средняя плотность тока одной катодной стадии должна составлять величину, указанную в табл. 98. Анодное заземление и дренажные кабели выбирают согласно «Инструкции по защите городских подземных трубопроводов по электрохимической коррозии». Выходное напряжение катодной станции определяют по формуле

$$U_{\text{вых}} = I\,(R_{\text{а.з}} + R_{\text{к}})\,b,$$

где I — ток катодной защиты, А; $R_{\text{а.з}}$ — сопротивление растеканию анодного заземления, Ом; $R_{\text{к}}$ — сопротивление дренажного кабеля, Ом.

Величины сопротивлений растеканий анодного заземления приведены в приложении к Инструкции. Они получены исходя из срока службы анодного заземления ($T = 10$ лет). Сопротивление дренажного кабеля рассчитывают по формуле

$$R_{\text{к}} = \frac{l}{\gamma s},$$

где l — длина кабеля, м; γ — удельная проводимость кабеля, м/(мм²·Ом); s — сечение кабеля, мм².

При расчете катодной защиты газопроводов от емкостей сжиженного газа следует принимать защитную плотность тока $\delta = 0{,}007$—$0{,}01$ А/м².

Расчет катодной защиты рассмотрим на примере.

Исходные данные. Газопровод проходит вне селитебной территории в поле блуждающих токов, диаметр газопровода $d=300$ мм; длина газопровода $l=4000$ м, удельное сопротивление грунта = =80 Ом/м.

Расчет

1. Поверхность газопровода

$$S = 3{,}14 \cdot 0{,}300 \cdot 4000 = 3768 \text{ м}^2.$$

2. Суммарный ток катодной защиты

$$I = \delta S = 0{,}004 \cdot 3768 = 15 \text{ А}.$$

3. Принимаем к установке одну катодную станцию. Анодное заземление и дренажные кабели выбираем согласно «Инструкции по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии». Анодное заземление выбираем из чугунных труб $d=$ $=150$ мм, $l=18$ м, $n=2$ шт. (по минимуму годовых расходов). Однако, учитывая трудности при строительстве таких заземлителей на трассе, окончательно принимаем 6 заземлителей по 6 м. Сопротивление растеканию анодного заземления $R_{а.з}=2{,}52$ Ом. Кабель дренажный принимаем АВРБ 3×10. Сопротивление кабеля из расчета 200 м $R_к=0{,}2066$ Ом. Расстояние, на которое удалено анодное заземление от трассы газопровода, принимаем 150 м.

4. Выходное напряжение катодной станции

$$U_{вых}=I(R_{з.з}+R_к)=15(2{,}52+0{,}21)=41 \text{ В}.$$

5. Выбираем катодную станцию с 30% запасом по напряжению.

6. Принимаем ПСК-2,0 с параметрами $V=96-48$ $В$; $I=21-42$ А.

Расчет электродренажной защиты. При проектировании газопроводов, пересекающих электрифицированные железные дороги и пути трамвая или приближающиеся к ним на расстояние не более 0,3 км от рельсов и не более 0,5 км от тяговых подстанций, при наличии на рельсах катодных и знакопеременных зон со средней отрицательной разностью потенциалов рельс — земля не менее $\Delta U_{ср}=0{,}5$ $В$ и наличия свободных мест для присоединения дренажного кабеля к источнику блуждающих токов (рельс, дроссель-трансформатор, отсасывающий пункт и т. д) разрабатывают электродренажную защиту. При разработке электродренажной защиты следует учитывать, что один усиленный дренаж обеспечивает защиту около 4 км газовых сетей. Поэтому при проектировании газопроводов большей протяженности следует предусматривать несколько дренажей или в комплексе с дренажем предусматривать также и катодную защиту. Расчет дренажей следует вести по среднему рабочему току серийных дренажей ПАД и УД-АКХ по следующей формуле:

$$s = \frac{I_{ср.др}l}{50},$$

где s — сечение дренажного кабеля, мм²; $I_{ср.др}$ — средний дренажный ток, А; l — длина кабеля, м.

Рекомендуемые сечения дренажных кабелей в зависимости от длины следующие:

l	50	100	200	300	400	500
s	75	150	300	450	600	750

После завершения строительства газопроводов и ввода в эксплуатацию защитных установок производятся электрические измерения на газопроводах и соседних с ними сооружениях. Если при этом будет установлено, что на вновь построенных газопроводах обеспечивается защитный потенциал и построенная защита не оказывает вредного влияния на соседние сооружения, какие-либо дополнительные мероприятия по защите не производятся. В противном случае после измерений и изысканий разрабатываются и осуществляются дополнительные мероприятия.

Список литературы

1. **Друскин Л. И.** Использование газа в котлах и технологических установках. М., «Недра», 1973.
2. **Равич М. Б.** Газ и его применение в народном хозяйстве. М., «Наука», 1974.
3. **Фурман И. Я.** Регулирование неравномерности газопотребления. М., «Недра», 1973.
4. **Справочник** работника газового хозяйства. Л., «Недра», 1973.
5. **Краткий** справочник газовика. «Белорусь», 1963.
6. **Временные** технические указания на проектирование и строительство опытных подземных газопроводов из полиэтиленовых труб. Саратов, Гипронигаз, 1968.
7. **Основные** показатели газоснабжения народного хозяйства СССР (1965—1975). М., Министерство газовой промышленности, 1974.
8. **Строительные нормы и правила, часть II, раздел 1.** М., Стройиздат, 1967.
9. **Правила** безопасности в газовом хозяйстве. М., «Недра», 1970.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 3

Глава I. История развития газовой промышленности в СССР и общие сведения о горючих газах 5

1. История развития газовой промышленности в СССР . . 5
2. Классификация горючих газов 6
3. Основные физико-химические характеристики природных и сжиженных газов 9
4. Некоторые особенности газообразного топлива 11
5. Область применения газов 14

Глава II. Горелки для сжигания газов 15

1. Общие понятия о процессе сжигания газов и их особенности 15
2. Способы сжигания газов 18
3. Технические требования к газовым горелкам 20
4. Классификация газовых горелок 23
5. Диффузионные горелки 25
6. Инжекционные горелки 33
7. Горелки с принудительной подачей воздуха 52
8. Комбинированные газовые горелки 60
9. Расчет инжекционных горелок низкого давления 68

Глава III. Трубы и арматура для газопроводов 72

1. Общие сведения о трубах 72
2. Стальные трубы 73
3. Полиэтиленовые трубы 83
4. Запорная арматура 85
5. Конденсатосборники 95
6. Компенсаторы 97

Глава IV. Наружные газопроводы и сооружения на них . . . 99

1. Трассировка газопроводов 99
2. Условия прокладки газопроводов 103
3. Колодцы 108
4. Контрольные проводники 109

Стр.

Глава V. Внутренние газопроводы 110

1. Общие сведения 110
2. Схемы газоснабжения жилых домов 112
3. Основные элементы домовых газопроводов 113
4. Газопроводы коммунальных и промышленных предприятий 116

Глава VI. Газорегуляторные пункты и установки 122

1. Назначение и принцип действия регуляторов давления 122
2. Типы регуляторов 125
3. Пропускная способность регуляторов 139
4. Предохранительные устройства регуляторных установок 141
5. Газорегуляторные пункты 151

Глава VII. Приборы и установки для сжигания газа 158

1. Бытовые газовые приборы 158
2. Приборы и установки предприятий общественного питания и пищевой промышленности 176
3. Отопительные котлы 181
4. Промышленные печи и установки 182

Глава VIII. Дымоходы от газовых установок и вентиляция помещений 190

1. Назначение и требования к дымоходам 190
2. Расчет дымоходов 195
3. Вентиляция помещений 196

Глава IX. Системы подачи и распределения природного газа 197

1. Системы газоснабжения природным газом 197
2. Системы распределения природного газа в городах . . 198
3. Системы распределения природного газа в сельской местности 204
4. Схемы газовых сетей 207

Глава X. Расчетные расходы газа 208

1. Общие сведения 208
2. Нормы газопотребления и годовой расход газа . . . 210
3. Режим газопотребления 220
4. Расчетный часовой расход газа и коэффициент часового максимума 235

Глава XI. Гидравлический расчет газовых сетей 238

1. Расчетные формулы 238
2. Расчетные таблицы и номограммы 242

Стр.

3. Местные сопротивления 252
4. Выбор расчетной схемы сетей 254
5. Выбор начального и конечного давления в газопроводах 255
6. Расчетная схема отдачи газа из сети и расчетные нагрузки 259
7. Определение диаметров труб участков сети 265
8. Расчет разветвленных сетей 267
9. Расчет кольцевых (замкнутых) сетей 271
10. Расчет кольцевых сетей по методу интерполяций . . . 275
11. Использование вычислительных и аналоговых машин для расчета газовых сетей 279

Глава XII. Проектирование и расчет наружных газопроводов и регуляторов давления 279

1. Исходные данные для проектирования 279
2. Характеристика планировки и застройки города . . . 280
3. Определение расчетных расходов газа 281
4. Выбор схемы распределения газа и гидравлический расчет газопроводов высокого и среднего давления 288
5. Гидравлический расчет газопроводов низкого давления 290
6. Подбор регуляторов давления газа 292

Глава XIII. Проектирование и расчет домовых газопроводов 294

1. Проектирование и расчет ответвлений и дворовых газопроводов 294
2. Проектирование и расчет внутридомовых газопроводов 301

Глава XIV. Проектирование газооборудования котельных и предприятий 311

1. Состав проекта 311
2. Расчетная часть проекта 311
3. Определение расхода газа и подбор горелок 312
4. Газооборудование и автоматика котельных 313
5. Вентиляция котельных и цехов с газопотребляющими установками 330
6. Газопроводы котельных и предприятий 334
7. Газорегуляторные установки 335
8. Предохранительные устройства при газооборудовании котлов и печей 335

Глава XV. Покрытие неравномерностей газопотребления и хранение газа 337

1. Способы покрытия неравномерностей газопотребления 337
2. Покрытие месячных (сезонных) неравномерностей . . . 337
3. Покрытие часовых неравномерностей 339

Глава XVI. Газоснабжение сжиженным газом 343

1. Системы снабжения сжиженным газом 343
2. Газонаполнительные станции 345
3. Системы распределения сжиженного газа 347
4. Испарительные установки сжиженного газа 356

Стр.

Глава XVII. Защита газопроводов от коррозии 358

1. Общие понятия о коррозии 358
2. Коррозия блуждающими токами 359
3. Определение коррозионного состояния газопроводов 361
4. Электрические измерения на газопроводах 363
5. Электрические методы защиты 364
6. Проектирование защиты газопровода 374

Список литературы 379