

Для поворотов газопровода применяют нормализованные гнутые отводы из бесшовных труб (на углы 15, 30, 45, 60, 75 и 90°) радиусом (3, 4 и 6) D_n (для $D_y \leq 400$ мм) или крутоизогнутые (на углы 45, 60, 90°) радиусом $(1 \div 5) D_n$ (для $D_y \leq 500$ мм). Для газопроводов с $D_y = 150 \div 900$ мм используют также сварные отводы из секторов радиусом $(1 \div 1,5) D_y$, а при низком давлении и невозможности использовать гнутый отвод — резьбовые угольники из ковкого чугуна с $D_y < 50$ мм.

На наружных газопроводах фланцевые соединения применяют только для установки задвижек, кранов и другой арматуры. Резьбовые соединения используют в местах установки кранов, пробок, муфт на конденсатосборниках и гидрозатворах, запорной арматуры на надземных вводах газопроводов низкого давления и присоединения КИП. На внутренних газопроводах фланцевые и резьбовые соединения допускаются только для присоединения запорной арматуры, КИП и оборудования. Разъемные соединения должны быть доступны для осмотра и ремонта. Для резьбовых соединений наиболее распространенной является цилиндрическая трубная резьба по ГОСТ 6357—81. В отдельных случаях применяется метрическая резьба (ГОСТ 24705—81) и коническая (ГОСТ 6111—52*).

5.3. УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Для уплотнения фланцевых соединений следует применять прокладки, изготовленные из материалов, перечисленных в табл. 5.6. Прокладки из паронита пропитывают цилиндрическим

ТАБЛИЦА 5.6

Прокладочные листовые материалы для фланцевых соединений
(по СНиП 2.04.08—87)

Материал, ГОСТ	Толщина листа, мм	Назначение
Паронит, ГОСТ 481—80* (марка ПМБ)	1—4	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,6 МПа (16 кгс/см ²) включительно
Резина маслостойкая, ГОСТ 7338—77*	3—5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см ²) включительно
Алюминий, ГОСТ 21631—76* или ГОСТ 13726—78*	1—4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, в том числе транспортирующих сернистый газ
Медь, ГОСТ 495—77* (марки М1, М2)	1—4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов, транспортирующих сернистый газ

Примечание. Прокладки из паронита должны соответствовать требованиям ГОСТ 15180—86.

маслом и покрывают графитовым порошком. Допускается применять прокладки из другого уплотнительного материала, обеспечивающего не меньшую герметичность по сравнению с материалами, приведенными в табл. 5.6 (с учетом среды, давления и температуры). Для придания прокладкам огнестойких свойств можно использовать асбестовый картон марок А и АС толщиной 2—5 мм (по ГОСТ 2850—80*), асбестовое армированное полотно толщиной 0,6—1,1 мм (по ГОСТ 2198—76*), металлические гофрированные прокладки.

Для уплотнения резьбовых соединений следует применять льняную чесаную пряжу (по ГОСТ 10330—76**), которая в процессе соединения обмазывается суриком (по ГОСТ 19151—73*) или свинцовыми белилами, замешанными на натуральной льняной олифе (по ГОСТ 7931—76*); фторопластовый уплотнительный материал (ФУМ) в виде ленты марки I (по ТУ-6-05-1388—70) и шнура марок В и К (для диаметров до 32 мм включительно) (по МРТУ 6-05-870—66).

При наличии заводского паспорта для сборки резьбовых соединений может быть использована фитинговая паста заводского изготовления по рецептуре Всесоюзного научно-исследовательского института гидромеханизации, санитарно-технических и специальных работ (ВНИИГС). Фитинговую пасту и полимерные ленты рекомендуется применять вблизи котлоагрегатов, горелок при температуре выше 60 °С.

Для уплотнения сальников, футляров и мест прохода газопровода через стены и фундаменты сооружений используют смоляную или битумоизолированную пеньковую пряжу.

5.4. САЛЬНИКОВЫЕ НАБИВКИ И СМАЗКИ

Материал для изготовления сальниковой набивки выбирают по ГОСТ 5152—84. Марки и технические характеристики набивки, наиболее широко используемых в системах газоснабжения, приведены в табл. 5.7—5.8. В необходимых случаях сальниковые набивки можно приготовить по следующему рецепту: в 200 г расплавленного говяжьего сала опускают 100 г асбестового шнура и кипятят в течение 5 мин, затем шнур охлаждают и обваливают в 25 г порошкообразного графита.

Перечень специальных смазок, рекомендуемых для газовой арматуры и аппаратуры, приведен в табл. 5.9. Для узлов трения без воды при температуре до 115 °С широко применяют универсальную тугоплавкую смазку (консталин жировой) УТ-1 (ГОСТ 1957—73*), а при температуре до 135 °С — УТ-2. Для бронзовых пробочных кранов на основе масла и графита может быть приготовлена смазка, устойчивая к повышенной температуре. Ее состав, % по массе: молотая слюда 2; натриевое мыло на саломасле 35 ± 4 ; машинное масло 58 ± 5 .

Для кратковременной защиты от коррозии обработанных металлических поверхностей применяют жировой (УС-2) или синте-

ТАБЛИЦА 5.7

Характеристика набивок плетеных сальниковых

Тип и марка набивки	Конструкция набивки	Размер (диаметр, сторона квадрата), мм	Масса 1 см ³ набивки, г	Условия применения	
				Предельное давление среды, МПа, не более	Предельная температура среды, °С, не более
Пеньковая пропитанная (ПП)	Шнур, сплетенный из льняной (ГОСТ 16078—70*), пеньковой или джутовой пряжи (ГОСТ 4668—75*), пропитанный антифрикционным составом: 1) сквозного плетения, квадратный 2) с однослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 22, 25, 28 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50	Не менее 0,9	16,0	100
Асбестовая сухая (АС)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1770—74*): 1) сквозного плетения, квадратный 2) с однослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный 3) с многослойным оплетением сердечника	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50	Не более 1,1	4,5	400
Асбестовая пропитанная (АП)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1770—74*), пропитанный антифрикционным составом: 1) сквозного плетения, квадратный 2) с однослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный 3) с многослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50	Не менее 0,9	4,5	300

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 5.7

Тип и марка набивки	Конструкция набивки	Размеры (диаметр, сторона квадрата), мм	Масса 1 см ³ набивки, г	Условия применения	
				Предельное давление среды, МПа, не более	Предельная температура среды, °С, не более
Асбестовая маслобензостойкая (АМБ)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1779—83), пропитанный антифрикционным маслобензостойким составом: 1) сквозного плетения, квадратный 2) с многослойным оплетением сердечника, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28 4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50	Не менее 0,8	3,0	300

ТАБЛИЦА 5.8

Характеристика кольцевых сальниковых набивок

Манжет	Конструкция набивки	Размеры (диаметр внутренний; ширина; высота), мм	Условия применения	
			Предельное давление среды, МПа	Предельная температура среды, °С
Хлопчатобумажный (МХБ)	Кольца (манжеты) цельнокатанные или разрезные, многослойные, фигурные, фигурного сечения из хлопчатобумажной прорезиновой ткани, вулканизированные и графитизированные	10—460; 5—40; 5—55	40	100
Льняной (МЛ)	То же, из льняной ткани	10—460; 5—40; 5—55	40	100
Асбестовый (МА)	То же, из асбестовой ткани	10—460; 5—40; 5—55	20	300

Специальные смазки для газовой арматуры

Смазка (завод-изготовитель)	Температура, °С		Назначение
	каплепаде-ния	допустимая окружающей среды	
Для газовых кранов (Нефтегаз, г. Москва)	60	-30 ÷ +60	Смазка уплотнительных поверхностей чугунных натяжных и сальниковых кранов Смазки уплотнительных поверхностей чугунных и стальных задвижек, а также полуосей регулирующих заслонок Смазка уплотнительных поверхностей цветной арматуры, лабораторных и натяжных кранов Уплотнение поверхностей кранов из цветных металлов
Сантехническая 1-13с (Ленинградский нефтемаслозавод им. С. Шаумяна)	120	-30 ÷ +100	
«Карбюр» (рецептура Ленинградского карбюраторно-арматурного завода им. В. Куйбышева)	70	-30 ÷ +50	
ГАЗ-41 (рецептура Ленинградского нефтемаслозавода им. С. Шаумяна)	180	-40 ÷ +160	

тический (УСО-2) солидолы, консервационные смазки или пасты, приготовленные по следующим рецептам.

Рецепт 1. При слабом нагревании растворить 55 г воска и 1 г безводного жира в скипидаре до получения пасты. Тряпкой ее наносят на сухие металлические части.

Рецепт 2. 5 г жидкого парафина растворить в 8 г чистого безводного жира. Полученную пасту употребляют, как было указано выше.

От коррозии металлические поверхности рекомендуется очищать керосином или порошком, приготовленным из 50 г тонкоизмельченного мыла и 50 г трепеля. Промывают детали в авиационном бензине, уайт-спирите или ацетоне.

При складском хранении газовой аппаратуры и арматуры наилучшую защиту создает пушечная смазка УНЗ (по ГОСТ 19537—83) или консервационное масло НГ-204у (по ГОСТ 18974—73*). Кроме того, может быть рекомендован состав, приготавливаемый по следующему рецепту: приборное масло, подогретое до 50—60 °С, смешивают с измельченным парафином до полного растворения.

5.5. ТРУБОПРОВОДНАЯ ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

В понятие трубопроводной газовой арматуры входят самые разнообразные устройства, предназначенные для управления потоками среды (жидкой, газообразной, газожидкостной и т. п.), транспортируемой по трубопроводу. Арматурой называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, резервуарах, аппаратах и приборах. При помощи арматуры включают, отключают подачу, изменяют давления или направле-

ния газового или жидкостного потоков, указывают и регулируют уровни жидкостей, осуществляют автоматическое удаление газов и жидкостей.

Арматура состоит в основном из запорного или дроссельного устройства и привода. Эти устройства представляют собой закрытый крышкой корпус, внутри которого перемещается затвор. Корпус имеет два или более присоединительных конца, при помощи которых он герметично крепится на трубопроводе. Газ, протекающий через запорное или дроссельное устройство, должен быть герметично изолирован от внешней среды, т. е. не должен проникать наружу.

Перемещением затвора внутри корпуса относительно его седел изменяют площадь прохода для газа, в результате чего изменяется гидравлическое сопротивление. Седлом называют часть внутренней поверхности корпуса или специальную деталь, с которой сопрягается затвор при закрытом проходе. Устройство в зависимости от назначения называется запорным, если оно предназначено для герметичного разобщения одной части трубопровода или аппарата с другой, и дроссельным, если его основное назначение заключается в точном регулировании площади прохода — гидравлического сопротивления. В запорных устройствах поверхности затвора и седла, соприкасающиеся во время отключения частей трубопровода, называются уплотнительными; в дроссельных устройствах поверхности затвора и седла, образующие регулирующий орган для среды, называются дроссельными.

Классификация арматуры. Согласно ГОСТ 356—80 арматура и соединительные части трубопроводов характеризуются условным, пробным и рабочим давлением. В зависимости от условного давления арматуру можно разделить на три основные группы: низкого давления (p_y до 1,0 МПа); среднего давления ($p_y = 1,6 \div 6,4$ МПа) и высокого давления ($p_y = 6,4 \div 40,0$ МПа).

Условное давление является единственным параметром, гарантирующим прочность арматуры и учитывающим как рабочее давление, так и рабочую температуру. Условное давление соответствует допустимому для данного изделия рабочему давлению при нормальной температуре. При повышении температуры механические свойства конструкционных материалов ухудшаются, что обусловлено материалом, из которого изготовлена рабочая арматура, и температурной зависимостью его прочностных свойств. Давления, указываемые для арматуры, всегда являются избыточными (оговариваются только абсолютные). Рабочей температурой считается наивысшая длительная температура рабочей среды без учета кратковременных повышений, допускаемых техническими условиями. Допускается превышение фактического рабочего давления над указанным в стандарте или каталоге на 5%.

При выборе материала арматуры для газоснабжения следует учитывать условия эксплуатации, т. е. давление газа и температуру в соответствии с данными табл. 5.10.

ТАБЛИЦА 5.10

Выбор материала арматуры в зависимости от условий применения

Материал	Давление газа, МПа, не более	Температура, °С
Серый чугун	0,6	Не ниже —35
Ковкий чугун	1,6	То же
Углеродистая сталь	1,6	Не ниже —40
Легированная сталь	1,6	Ниже —40
Бронза, латунь	1,6	Не ниже —35

Основной размерный ряд арматуры — диаметр условного прохода D_y . Диаметр условного прохода — это номинальный внутренний диаметр трубопровода, на котором устанавливают данную арматуру. Различные типы арматуры при одном и том же условном проходе могут иметь разные проходные сечения. Не следует также путать условный проход с проходным сечением в арматуре. В то же время условный проход арматуры не совпадает и с фактическим проходным диаметром трубопровода.

В зависимости от назначения трубопроводная арматура подразделяется на следующие основные классы:

I — запорная, предназначенная для полного перекрытия потока среды;

II — регулирующая, управляющая давлением или расходом среды путем изменения проходного сечения;

III — предохранительная, обеспечивающая частичный выпуск среды в случае необходимости или полное прекращение ее подачи для предотвращения повышения давления, угрожающего прочности системы, а также предотвращающая недопустимый по технологическим соображениям обратный поток среды;

IV — резервуарная, контрольная и проная арматура различного назначения.

Каждый класс в зависимости от принципа действия арматуры подразделяется на две группы (табл. 5.11), а классы и группы де-

ТАБЛИЦА 5.11

Группы трубопроводной арматуры (в зависимости от принципа действия)

Обозначение	Наименование	Определение
А	Приводная	Арматура, приводимая в действие при помощи привода (ручного, механического, электрического, пневматического и др.)
Б	Автоматическая (самодействующая)	Арматура, приводимая в действие автоматически, непосредственно потоком рабочей среды или изменением его параметров

Классификация трубопроводной арматуры

ТАБЛИЦА 5.12

Класс		Группа		Тип	
Но- мер	Наименование	Обо- зна- чение	Наименование	Но- мер	Наименование
I	Запорная	А	Приводная	1	Краны
				2	Вентили
				3	Задвижки
				4	Поворотные затворы
II	Регулирующая	А Б	Приводная Автоматиче- ская	5	Вентили регулирующие
				6	Клапаны регулирующие
				7	Регуляторы уровня
				8	Конденсатосборники
III	Предохранительная и защитная	Б	Автоматиче- ская	9	Предохранительные клапаны
				10	Обратные клапаны
IV	Резервуарная, контрольная	А Б	Приводная Автоматиче- ская	11	Пробно-спускные краны
				12	Указатели уровня
				13	Скоростные клапаны
				14	Незамерзающие клапаны

лется в свою очередь на типы арматуры (табл. 5.12). Кроме того, арматура каждого типа имеет дополнительные характеристики по назначению и конструктивному исполнению.

Способы присоединения арматуры. Основные способы — фланцевое, муфтовое, цапковое, сварное. Все они, кроме сварного, разъемные.

Наиболее распространена фланцевая арматура. Ее преимущества — возможность многократного монтажа и демонтажа на трубопроводе, надежность герметизации стыков и возможность их подтяжки, большая прочность и пригодность для очень широкого диапазона давлений и проходов. К недостаткам способа следует отнести возможность ослабления затяжки и потерю герметичности со временем, повышенную трудоемкость сборки и разборки, большие габаритные размеры и массу.

Для мелкой арматуры с условными проходами до 50 мм, особенно чугунной, наиболее часто применяется муфтовое соединение. В этом случае концы арматуры имеют вид муфты с внутренней резьбой. Муфтовое соединение используют обычно в литой арматуре, ибо литьем легче всего получить нужную конфигурацию муфты (под ключ). В связи с этим основная сфера применения муфтовых соединений — арматура низких и средних давлений.

Для мелкой арматуры высоких давлений, которую обычно изготавливают из поковок или проката, чаще всего применяют цапковое соединение с наружной резьбой под накидную гайку.

В связи с указанными выше недостатками фланцевых соединений в последнее время все больше применяют арматуру с концами

под сварку, т. е. сварной способ. Его преимущества — это, прежде всего, абсолютная и надежная герметичность соединения, отсутствие необходимости подтяжки, большая экономия металла, снижение массы арматуры и трубопровода. Особенно эффективно применение арматуры с концами под сварку на таких трубопроводах, где сам трубопровод монтируется целиком при помощи сварки. Недостаток сварных соединений — сложность демонтажа и замены арматуры, так как для этого ее приходится вырезать из трубопровода.

Условные обозначения арматуры. Действующие государственные стандарты предусматривают условные обозначения арматуры, состоящие из наименования, номера, конструктивного типа (римские цифры I, II, III и т. д.) и исполнения (заглавные буквы А, Б, В и т. д.), условного прохода (мм), условного давления (МПа) и номера ГОСТа. Однако в каталогах арматуры, в номенклатурах арматурных заводов, ведомостях для заказа арматуры и в прейскурантах применяют пока не стандартные, а отраслевые условные обозначения.

Основные виды трубопроводной арматуры разработаны Центральным конструкторским бюро арматуростроения (ЦКБА) и институтом ВНИПИнефтемаш. Условные обозначения (ЦКБА) общепромышленной арматуры состоят из ряда цифровых и буквенных индексов. Первые две цифры обозначают тип арматуры:

Кран пробково-спусковой	10
Кран для трубопровода	11
Запорное устройство указателя уровня	12
Вентиль	14, 15
Клапан обратный подъемный	16
» предохранительный	17
» обратный поворотный	19
Регулятор давления «после себя» и «до себя»	21
Клапан запорный и отсечной	22
» регулирующий	25
» смесительный	27
Задвижка	30, 31
Затвор	32
Конденсатоотводчик	45

Следующая буквенная характеристика (из одной-двух букв) означает материал корпуса:

Углеродистая сталь	с
Легированная сталь	лс
Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь	нж
Серый чугун	ч
Ковкий чугун	кч
Латунь, бронза	б
Алюминий	а
Монель-металл	мн
Пластмассы (кроме винилпласта)	п
Винилпласт	вп
Титан	тн
Стекло	ск

Первая цифра, идущая после буквенного обозначения, указывает вид привода:

Механический с червячной передачей	3
То же, с цилиндрической передачей	4
То же, с конической передачей	5
Пневматический	6
Гидравлический	7
Электромагнитный	8
Электрический	9

Последние одна-две буквы обозначают материал уплотнительных поверхностей:

Латунь, бронза	бр
Монель-металл	ми
Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь	нж
Нитрированная сталь	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср
Кожя	к
Эбонит	э
Резина	р
Пластмассы (кроме винилпласта)	п
Винилпласт	вп

Внутреннее покрытие уплотнительных поверхностей имеет следующее обозначение:

Гуммирование	гм
Эмалирование	эм
Свинцование	см
Футерование пластмассой	п
То же, найритом	н

Единица измерения давления (МПа) при цифрах не указывается.

Для арматуры с электроприводом во взрывозащищенном исполнении в конце условного обозначения добавляют букву Б, а в тропическом — букву Т. Изделия без вставных или наплавленных уплотнительных колец, т. е. с уплотнительными поверхностями, выполненными непосредственно на самом корпусе или ватворе, обозначаются буквами бк (без колец).

При пользовании системой условных обозначений надо иметь в виду, что арматуре, разработанной другими организациями и заводами, присвоены обозначения, отличающиеся от принятых ЦКБА, а иногда вместо типа просто указан номер чертежа, на основе которого выпускается изделие.

Для получения более подробных сведений об установленной арматуре, например о конструктивных особенностях, габаритных размерах, а также о размерах присоединительных фланцев и других, следует пользоваться каталогами-справочниками промышленной трубопроводной арматуры, издаваемыми ЦИТИ-

химнефтемаш (г. Москва), а также справочной литературой по газовому оборудованию и арматуре и заявочными ведомостями Союзглаварматуры Госснаба СССР.

Маркировка, выполняемая на корпусе арматуры, должна содержать: товарный знак завода-изготовителя; условное давление, диаметр условного прохода; стрелку, показывающую направление потока среды. Для арматуры, изготавливаемой на определенное рабочее давление, вместо условного должны указываться рабочее давление и температура.

На арматуре, изготовленной из стали со специальными свойствами (жаростойкой, кислотостойкой и т. д.), дополнительно следует дать марку материала корпуса.

Знаки маркировки — товарный знак завода-изготовителя, условное или рабочее давление, диаметр условного прохода и стрелку, показывающую направление потока среды, — необходимо выполнять следующим образом:

— на литой арматуре — отливкой на корпусе (арматуру с условным проходом менее 50 мм допускается клеймить);

— на штампованной или ковальной арматуре — штамповкой, клеймением или гравировкой.

Прочие знаки маркировки следует выполнять отливкой, клеймением или гравировкой.

Знаки маркировки — условное или рабочее давление, диаметр условного прохода и стрелку, указывающую направление потока среды, — надо наносить на лицевую сторону корпуса, а товарный знак завода-изготовителя — на другую сторону. На арматуре, обеспечивающей прохождение рабочей среды в любом направлении, стрелка в маркировке отсутствует.

Номер стандарта или чертежа изделия, а также его заводской номер должны находиться у фланцевой арматуры на боковой поверхности фланца, у прочей арматуры — по направлению потока среды. Допускается все знаки маркировки помещать на одной стороне корпуса.

Стрелка на проходной арматуре должна быть направлена вправо; на угловой и многоходовой арматуре — в направлении потока среды.

В зависимости от материала корпуса наружные необработанные поверхности (корпуса, крышки, сальника и др.) окрашивают в различные отличительные цвета:

Сталь углеродистая	Серый
» легированная	Синий
» кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
Чугун серый, ковкий и высокопрочный	Черный
Цветные сплавы	Не окрашиваются

В зависимости от материала уплотнительных деталей затвора устанавливают следующие дополнительные отличительные ок-

раски приводного устройства (маховика, рычага и др.):

Бронза, латунь	Красный
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
» нитрированная или другие	Фиолетовый
твердые сплавы	
Баббит	Желтый
Пластмасса	Серый с синими полосками, по периметру
Эбонит, фибра	Зеленый
Без колец	Цвет окраски корпуса и крышки

Наиболее распространенные типы запорной арматуры, их преимущества и недостатки. Наиболее часто применяемыми типами запорной арматуры в зависимости от характера перемещения запорного элемента являются задвижки, краны, вентили и затворы поворотные (табл. 5.13). В качестве запорных устройств на газопроводах низкого давления допустимо применение гидрозатворов.

З а д в и ж к и — широко применяемое запорное устройство, в котором перекрытие прохода осуществляется поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном к движению потока транспортируемой среды.

В сравнении с другими видами запорной арматуры задвижки обладают следующими преимуществами: незначительным гидравлическим сопротивлением при полностью открытом проходе; отсутствием поворотов потоков рабочей среды; возможностью применения для перекрытия потоков среды большой вязкости; простотой обслуживания; относительно небольшой строительной длиной; возможностью подачи среды в любом направлении. К недостаткам, общим для всех конструкций задвижек, следует отнести невозможность их использования для сред с кристаллизующимися включениями; небольшой допустимый перепад давления на затворе (по сравнению с вентилями); невысокую скорость срабатывания затвора; возможность получения гидравлического удара в конце хода; большую высоту; трудность ремонта изношенных уплотнительных поверхностей при эксплуатации; невозможность применения постоянной смазки уплотняющих поверхностей седла и затворов.

Принципиальная особенность задвижек в том, что при их закрытии запорный элемент не преодолевает заметные усилия от давления среды, так как он двигается поперек потока. В задвижках при закрытии необходимо преодолеть только трение. Площадь уплотнительных поверхностей задвижек невелика: два узких кольца вокруг прохода. Благодаря этому в задвижках легко обеспечивается относительно надежная герметичность.

В настоящее время применяются весьма разнообразные по конструкции задвижки, которые целесообразно классифицировать по конструкции затвора. По этому признаку многочисленные конструкции задвижек могут быть объединены по следующим основ-

Характеристики запорной арматуры

Наименование	Шифр	$P_{\text{з}}$, МПа, не более	$D_{\text{з}}$, мм	L , мм	h , мм	Масса, кг			
Задвижки									
Клиновья с неподвижным шпинделем фланцевая (см. рис. 5.2)	30ч476к4	0,6	50	180	300	19			
			80	210	384	34			
			100	230	420	45			
			150	280	520	73			
			150	280	920	100			
То же, с выдвижным шпинделем фланцевая (см. рис. 5.4)	30с41нж (ЗКЛ2-16)	1,6	50	180	480	25			
			80	210	600	38			
			100	230	680	55			
			150	280	920	100			
			200	330	1040	140			
			250	450	1400	290			
			300	500	1500	400			
			350	550	1570	545			
То же, с ручной конической передачей	30с541нж (ЗКЛ2-16)	1,6	400	600	1925	678			
			500	700	2470	1260			
То же, с электроприводом во взрывозащищенном исполнении	30с941нж (ЗКЛПЭ-16)	1,6	50	180	795	160			
			80	210	920	155			
			100	230	965	170			
			150	280	1150	225			
			200	330	1425	300			
			250	450	1500	400			
			300	500	1730	490			
			350	550	1730	495			
Параллельная с выдвижным шпинделем фланцевая (см. рис. 5.3)	30ч76к	0,4	400	600	1730	515			
			200	330	900	115			
			250	450	1090	169			
			300	500	1285	241			
			400	600	1660	441			
			Краны						
			Пробковый пружинный муфтовый (см. рис. 5.5)	11Б126к	0,01	15	55	45	0,25
20	65	55				0,37			
То же, натяжной газовый муфтовый (см. рис. 5.6)	11ч36к	0,1	25	80	51	0,9			
			32	95	59	1,37			
			40	110	67	2			
			50	130	79	3,4			
			65	160	96	5,7			
			80	180	114	8,65			
			15	80	65	0,85			
Шаровой сальниковый муфтовый (см. рис. 5.7)	11ч38п1	0,6	20	100	70	1,3			
			25	120	75	1,7			
			32	130	95	2,5			
			40	150	112	3,65			
			50	170	120	6,15			
			65	190	125	8,85			
			80	200	140	13,0			
			10	53	45	0,2			
То же, муфтовый (см. рис. 5.8)	11Б24п	1,0	15	67	48	0,36			
			20	80	60	0,6			
			25	90	63	0,94			
			32	100	66	1,44			
			40	120	88	2,0			

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 5.13

Наименование	Шифр	$P_{y'}$, МПа, не более	$D_{y'}$, мм	L, мм	b, мм	Масса, кг
Пробковый фланцевый со смазкой (см. рис. 5.9)	КС	0,6	80	210	296	21
			100	230	315	29
			150	350	400	92
То же, сальниковый муфтовый со смазкой	11ч66к11	1,0	15	80	79	0,65
			20	90	96	1,1
			25	110	106	1,85
			40	150	140	3,6
			50	170	164	6,5
То же, сальниковый фланцевый	11ч86к	1,0	25	110	106	3,4
			40	150	140	7,3
			50	170	164	10,6
			65	220	195	16,75
			80	250	211	21,95
Трехходовой натяжной муфтовый с фланцем для контрольного манометра	14М1	1,6	100	300	247	28,8
			15	60	32	0,26

Вентили

Фланцевый (см. рис. 5.10)	15кч16п	25	32	180	225	8
			40	200	253	11
			50	230	253	14
			65	290	330	25
			80	310	360	32
Игольчатый с внутренней соединительной резьбой на присоединительных концах	15с546к2 (ВП)	160	6	64	86	0,55
			15	68	86	0,58
			20	85	105	1,4
			25	100	112	1,52
То же, с наружной соединительной резьбой на присоединительных концах (см. рис. 5.11)	15с546к (ОБ22.044)	160	15	68	82	0,49
То же, цапковый	15с96к (К322004)	100	10	95	—	1,13
			15	116	—	1,81
Фланцевый	15кч12п	25	20	100	193	3,5
			25	120	193	4,0
»	15с12п2	25	20	150	190	5,0
			25	160	298	5,6
			32	180	226	9,2
»	15с18п	25	40	200	296	14,6
			50	230	296	16,6
			65	290	391	32,8
			80	310	391	36,0
			100	350	426	49,3
			150	480	600	100,0
			200	600	725	149,0

Примечание. Краны 11ч66к, 11ч86к и 14М1 предназначены для жидких сред. Их применение на газопроводах допускается только после дополнительной притирки уплотняющих поверхностей в испытаниях на прочность и плотность.

ным типам: клиновые и параллельные. По этому же признаку клиновые задвижки можно подразделить на задвижки с цельным, упругим и составным клином, а параллельные — на однодисковые (шиберные) и двухдисковые. В ряде конструкций задвижек, предназначенных для работы при высоких перепадах давления на затворе, для уменьшения усилий, необходимых для открывания и закрывания прохода, полную площадь прохода выполняют несколько меньше, чем площадь сечения входных патрубков. По этому признаку задвижки могут быть классифицированы на полнопроходные и с суженным проходом. В полнопроходных задвижках диаметр прохода равен диаметру патрубков, в задвижках с суженным проходом он меньше диаметра патрубков. В зависимости от конструкции систем винт—ходовая гайка и от расположения ходовой гайки различают задвижки с выдвигным и с невыдвигным шпинделем. Задвижки с невыдвигным шпинделем должны иметь указатели степени открытия.

К клиновым относятся задвижки, затвор которых имеет вид плоского клина. В клиновых задвижках седла или уплотнительные поверхности, параллельные уплотнительным поверхностям затвора, расположены под некоторым углом к направлению перемещения затвора. Затвор в задвижках этого типа обычно называют клином. Существенными преимуществами задвижек такой конструкции являются повышенная герметичность прохода в закрытом положении, а также незначительность усилия, необходимого для обеспечения уплотнения. Так как угол между направлением усилия привода и усилиями, действующими на уплотнительные поверхности затвора, близок к 90° , то даже небольшая сила, передаваемая шпинделем, может вызвать значительные усилия в уплотнении. К недостаткам задвижек этого типа можно отнести необходимость применения направляющих для перемещения затвора, повышенный износ уплотняющих кромок затвора, а также технологические трудности получения герметичности в затворе.

В параллельных задвижках уплотнительные поверхности параллельны друг другу и расположены перпендикулярно к направлению потока рабочей среды. Затвор в них обычно называют диском или шибером. Преимуществами задвижек этой конструкции являются простота изготовления затвора, легкость сборки и ремонта и отсутствие заедания затвора в полностью закрытом положении. К недостаткам следует отнести большой расход энергии на закрывание и открывание, вызванный тем, что на всем пути движения привод преодолевает трение между уплотнительными поверхностями седел и затвора, а также значительный износ уплотнительных поверхностей.

Большинство задвижек можно устанавливать на горизонтальных и вертикальных газопроводах в любом положении, кроме положения шпинделем вниз. Положение задвижек с пневматическим и электрическим приводом регламентируется особо.

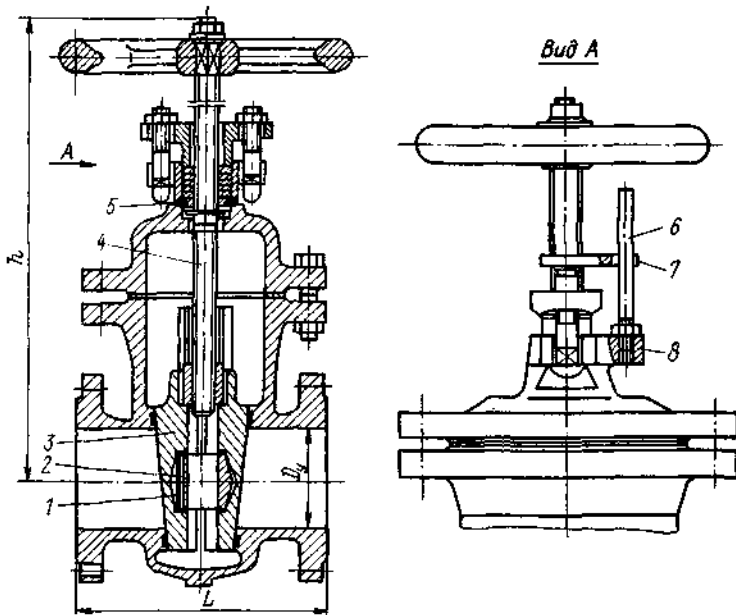


Рис. 5.2. Задвижка клиновья с невыдвижным шпинделем 30ч476к4.

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

На рис. 5.2 показана задвижка с невыдвижным шпинделем 30ч476к4, с клиновым затвором, который состоит из двух дисков и вкладыша. При вращении маховика по часовой стрелке затвор раздвигает диски, прижимая их к уплотняющим поверхностям корпуса. Указатель положения затвора состоит из стержня и диска, перемещающегося по резьбе шпинделя. На стержне имеются краевые отметки «О» (открыто) и «З» (закрыто). При износе уплотнительных поверхностей плотность затвора восстанавливают при помощи регулировочных прокладок. В качестве сальниковой применяют набивку марки ЛП (по ГОСТ 5152—84) и уплотнительное кольцо из маслостойкой резины.

На рис. 5.3 приведена задвижка параллельная с выдвижным шпинделем 30ч476к. Она имеет двухдисковый затвор, диски которого движутся по направляющим корпуса. При движении затвора вниз (до упора) распорный клин упирается в выступ нижней части корпуса и, раздвигая диски, прижимает их к уплотнительным поверхностям корпуса.

Стальная задвижка ЗКЛ 2-16 (рис. 5.4) имеет затвор в виде сплошного клина с направляющими и связанный с ним выдвижной шпиндель. Корпус изготовлен из стали 20 или 25. В задвижке имеется верхнее уплотнение для разгрузки сальника при поднятом до отказа затворе, позволяющее в случае необходимости заменить сальниковую набивку, не прекращая подачу газа.

Кроме указанных в табл. 5.13 в системах газоснабжения могут применяться следующие задвижки: 30ч366к, 30ч5366к, 30ч9366к, 30ч66к, 31с12нж, 30с14нж1, 30с914нж16, 30с64нж, 30с564нж, 30с964нж и др. Технические характеристики и размеры их приведены в каталогах ЦИНТИхимнефтемаша.

К р а н ы — это запорные устройства, в которых подвижная деталь затвора (пробка) имеет форму тела вращения с отверстием для пропускания потока и при перекрытии потока вращается вокруг

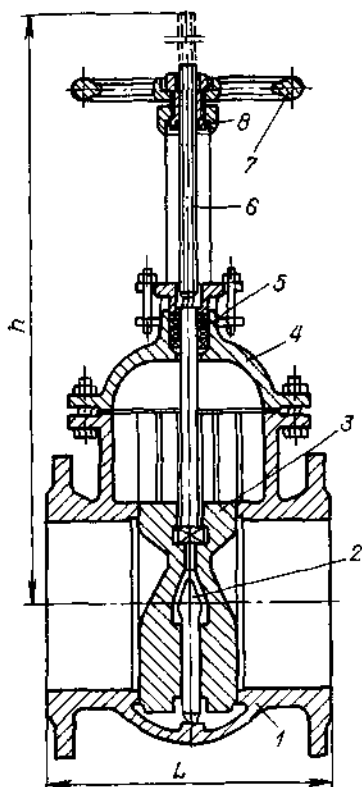


Рис. 5.3. Задвижка параллельная с выдвигным шпинделем ЗОч76к.

1 — корпус; 2 — распорный клин; 3 — двухдисковый затвор; 4 — крышка; 5 — гайник; 6 — шпindelь; 7 — маховик; 8 — резьбовая втулка.

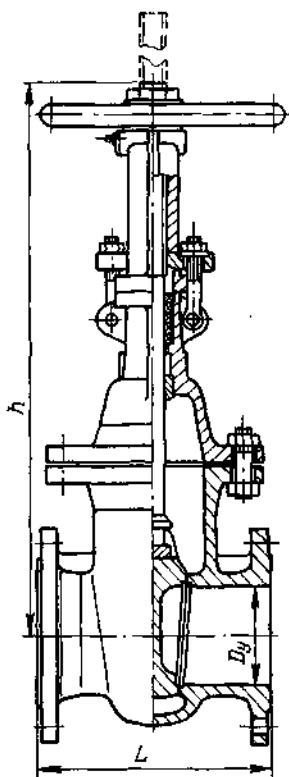


Рис. 5.4. Задвижка стальная клинов-ая с выдвигным шпинделем ЗКЛ2-16.

своей оси. Любой кран имеет две основные детали: неподвижную — корпус — и вращающуюся — пробку.

В зависимости от геометрической формы уплотнительных поверхностей затвора краны разделяются на три основных типа: конические, цилиндрические и шаровые, или со сферическим затвором (в газовом хозяйстве применяются конические и шаровые).

Однако краны классифицируются еще и по другим конструктивным признакам, например по способу создания удельного давления на уплотнительных поверхностях, по форме окна прохода пробки, по числу проходов, по наличию или отсутствию сужения прохода, по типу управления и привода, по материалу уплотнительных поверхностей и т. д.

Уплотнительные поверхности конических кранов имеют форму конуса. Конусность пробки (корпуса) в практике арматуростроения принимается обычно в зависимости от антифрикционных

свойств применяемых материалов равной 1 : 6 или 1 : 7. В зависимости от способа создания определенного удельного давления между корпусом и пробкой для обеспечения требуемой герметичности в затворе краны с коническим затвором можно подразделить на следующие основные конструктивные типы: натяжные, сальниковые со смазкой и с прижимом пробки.

Натяжные краны, простейшие по конструкции, различаются только по способу создания удельного давления между корпусом и пробкой. Наиболее распространены муфтовые краны с резьбовой затяжкой. Их основные преимущества заключаются в простоте конструкции, в удобстве и простоте регулировки усилия, затяжки. Вот почему краны этой конструкции применяют для массового выпуска в обычных условиях эксплуатации (например, кухонные газовые краны). Сальниковые краны характеризуются не наличием сальника вообще, а тем, что необходимые для герметичности удельные давления на конических уплотнительных поверхностях корпуса и пробки создаются при затяжке сальника. Усилие затяжки передается на пробку, прижимая ее к седлу. Сальниковые краны со смазкой применяют, когда необходимо уменьшить усилия управления при средних и больших диаметрах условного прохода, удельные давления на уплотнительных поверхностях и возможность задиранья контактирующих поверхностей, а также защитить уплотнительные поверхности от коррозии.

У кранов с прижимом пробки, в отличие от обычных кранов, перед поворотом пробка отрывается от корпуса, а после поворота прижимается к нему. Иногда в практике подобные краны называют кран-затвижка. Такое конструктивное исполнение позволяет решить сразу несколько задач: уменьшить крутящий момент, необходимый для поворота пробки; производить поворот при отсутствии контакта пробки с корпусом, что исключает опасность задиранья уплотнительных поверхностей; возможность регулировать в очень широких пределах усилие прижатия пробки к корпусу и удельные давления на уплотнительных поверхностях, независимо от затяжки крана.

Конические краны представляют собой проходной кран, имеющий входной и выходной патрубки на общей оси. Однако, в отличие от вентиля и задвижек, они позволяют легко осуществлять управление потоками сразу через несколько патрубков, число которых может достигать до 6—8. Наиболее распространены трехходовые краны. Они бывают двух основных типов: с L- и T-образным проходом в пробке.

В последнее время стали широко применяться, особенно за рубежом, так называемые шаровые краны, которые, обладая всеми основными преимуществами конических (простотой конструкции, прямоотчностью и низким гидравлическим сопротивлением, постоянством взаимного контакта уплотнительных поверхностей), в то же время отличаются от них следующим: пробка

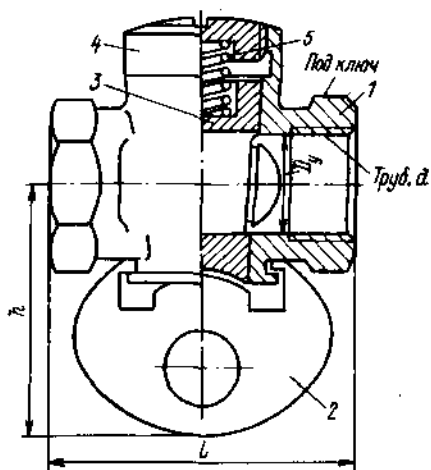


Рис. 5.5. Кран пружинный муфтовый 11Б126к.

1 — корпус; 2 — ручка; 3 — пробка; 4 — крышка; 5 — пружина.

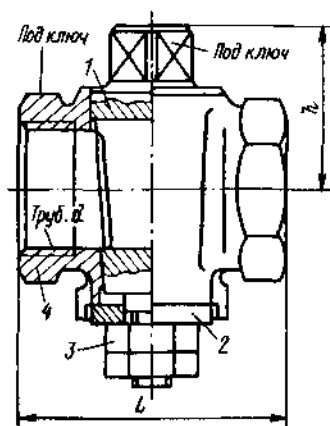


Рис. 5.6. Кран натяжной муфтовый 11ч36к.

1 — пробка; 2 — шайба; 3 — натяжная гайка; 4 — корпус.

и корпус, благодаря сферической форме, имеют меньшие габаритные размеры и массу, а также большую прочность и жесткость; при небольшом совпадении радиусов сферы пробки и уплотнительного кольца теоретический контакт между ними происходит по окружности вокруг прохода, т. е. даже при точном изготовлении поверхности контакта уплотнительных поверхностей корпуса и пробки полностью окружает проход и герметизирует затвор крана; меньшей трудоемкостью в изготовлении (при наличии необходимого технологического оборудования), что объясняется отсутствием весьма трудоемких механической обработки и особенно притирки уплотнительных поверхностей корпуса и пробки (в шаровых кранах с кольцами из пластмассы вообще отпадает необходимость в пригирке уплотнительных поверхностей, пробку обычно хромируют или полируют). Шаровые краны характеризуются большим разнообразием конструкций. Однако все многочисленные их конструктивные разновидности можно разбить на два основных типа: краны с плавающей пробкой и краны с плавающими кольцами.

Характеристики широко применяемых в системах газоснабжения кранов приведены в табл. 5.13.

Кран пружинный муфтовый 11Б126к (рис. 5.5) имеет конусную пробку, которая прижимается к уплотнительной поверхности корпуса пружинной. Усилие пружины на пробку регулируется винтом крышки. Пространство между крышкой и пробкой заполняется смазкой. Для смазки уплотнительных поверхностей крана без разборки достаточно нажать на ручку — пробка прижмется к крышке, и смазка поступит в образовавшийся зазор, покрывая уплотнительные поверхности. Краны 11Б126к предназначены для установки на внутренних газопроводах природного и сжиженного газа с температурой до 50 °С.

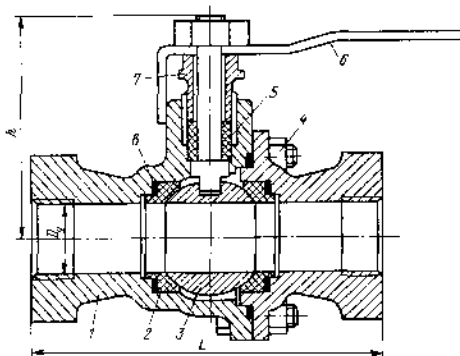


Рис. 5.7. Кран шаровой сальниковый муфтовый 11438п1.

1 — корпус; 2 — фторопластовое кольцо; 3 — шаровая пробка; 4 — соединительные болты; 5 — сальниковая вставка; 6 — рукоятка; 7 — сальниковая гайка; 8 — резиновая прокладка.

Кран натяжной муфтовый 11436к (рис. 5.6) состоит из корпуса, конусной пробки, оканчивающейся хвостовиком с резьбой, на который навинчены гайки с шайбой. Натяжная гайка обеспечивает прижатие притертых уплотняющих поверхностей корпуса и пробки. При температуре окружающей среды более 25 °С для вязких сред следует применять термостойкую смазку следующего состава, %: горный воск 50, цилиндровое масло 40 и графитовый порошок 10. При температуре ниже 25 °С краны можно смазывать техническим вазелином или солидолом.

Кран шаровой сальниковый муфтовый 11438п1 (рис. 5.7) состоит из чугунных корпуса и пробки сферической формы с круглым отверстием диаметром, примерно равным внутреннему диаметру газопровода. Плотность затвора обеспечивается двумя уплотнительными фторопластовыми кольцами со сферической уплотнительной поверхностью и резиновыми прокладками. Корпус состоит из двух частей, соединенных болтами. Кран имеет ручку и ограничитель поворота, характеризуется малым гидравлическим сопротивлением. Он может устанавливаться в любом рабочем положении.

Кран шаровой сальниковый муфтовый 11Б24п (рис. 5.8) по конструкции аналогичен крану 11438п1, но имеет меньший диаметр проходного отверстия и сферической пробки по сравнению с условным диаметром, мм: при $D_y = 40$ диаметр отверстия в пробке 31, при 32 — 25, при 25 — 18, при 20 — 12, при 15 и 10 — 8.

Кран фланцевый со смазкой КС (рис. 5.9) называют самосмазывающимся, что достигается следующим: в систему канальек, имеющих в пробке и корпусе, при ввертывании болты 1 подается смазка из полости 2 в полость 5, под нижний торец пробки. Под давлением смазки пробка приводится в движение, а образующаяся пленка смазки между пробкой и корпусом обеспечивает плотность затвора и уменьшает трение при повороте пробки. Для смазки используют специальную кальцевую пасту на касторовом масле. Уплотнительная мембрана изготавливается из листовой латуни или белой жести.

Краны КС-80 и КС-100 (рис. 5.9, а) имеют нажимные ключи, при помощи которых пробка поворачивается на 90° и фиксируется ограничителем поворота.

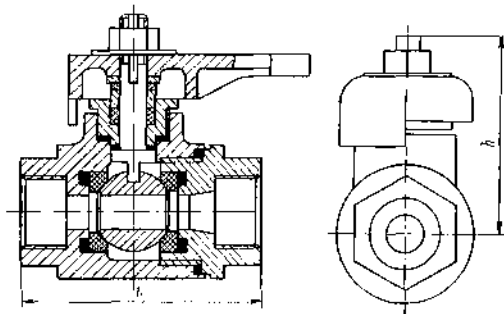


Рис. 5.8. Кран шаровой сальниковый муфтовый 11Б24п.

На выступе пробки нанесена стрелка, а на верхней крышке корпуса даны отметки: О (открыто) и З (закрыто). Направление стрелки относительно букв указывает положение отверстия пробки.

Кран КС-150 (рис. 5.9, б) имеет червячную передачу, позволяющую поворачивать пробку на 90°. Регулировать зазор между пробкой и корпусом крана можно при помощи болта 14, который через мембрану в шарик меняет положение пробки. Для доступа к регулировочному болту необходимо снять колпак 13.

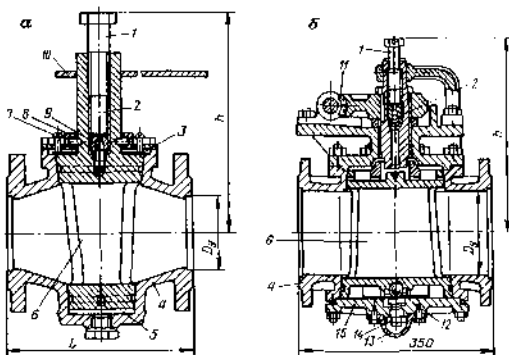


Рис. 5.9. Кран фланцевый со смазкой КС.

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

Кроме указанных в табл. 5.13 в системах газоснабжения применяют и другие краны: ЦАМА4-1, ПБ106к1, ПБ16к, ПБ66к, Пс206к, Пс3206к, Пс3216к, Пс7226к, Пс7236к, МА-39001, МА-30005, МА-30008, 14М-1, КТС, КТРП.

Вентили — запорная трубопроводная арматура с поступательным перемещением затвора в направлении, совпадающем с направлением потока транспортируемой среды. Перемещение затвора осуществляется за счет ввинчивания шпильки и ходовую гайку. В основном вентили предназначены только для перекрытия потоков, но во многих случаях, в отличие от задвижек и кранов, на их основе достаточно точно просто могут быть созданы дросселирующие устройства с любой расходной характеристикой.

По сравнению с другими видами запорной арматуры вентили обладают следующими преимуществами: возможностью работы при высоких перепадах давлений на золотнике и при больших рабочих давлениях; простотой конструкции, обслуживания и ремонта в условиях эксплуатации; меньшим ходом золотника (по сравнению с задвижками), необходимым для полного перекрытия прохода (обычно $0,25D_z$); относительно небольшими габаритными размерами и массой; герметичностью перекрытия прохода; возможностью использования в качестве регулирующего органа в установке на трубопроводе в любом положении (вертикальном или горизонтальном); безопасностью относительно возникновения гидравлического удара. Для перекрытия потока в трубопроводах с небольшим условным проходом и высокими перепадами давлений вентили являются единственным видом запорной арматуры. Кроме того, они имеют преимущество перед задвижками, поскольку в них уплотнение золотника легко может быть выполнено из резины или пластмассы. При этом усилие, требуемое для герметизации, значительно снижается, а коррозионная стойкость уплотнения повышается. К недостаткам, общим для вентилях всех конструкций, относятся высокое гидравлическое сопротивление; невозможность их применения на потоках сильнозагрязненных сред; большая строительная длина (по сравнению с задвижками и дисковыми затворами); подача среды только в одном направлении, определенном конструкцией вентиля; большие, по сравнению с другими видами арматуры, масса, габаритные размеры и, следовательно, стоимость. Однако для управления потоками с высокими рабочими давлениями, а также вязкими или высокими температурами рабочей среды практически только вентили являются единственным экономически целесообразным видом запорной арматуры.

Классификация многочисленных конструкций вентилях может быть проведена по нескольким признакам. По конструкции различают проходные, угловые, прямооточные и смесительные вентили. Существенно важной является классификация вентилях по назначению: запорные, запорно-регулирующие и специальные. В свою очередь регулирующие могут быть подразделены по конструкции дросселирующих устройств на вентили с профилированными золотниками и игольчатые. По конструкции затворов (золотников) раз-

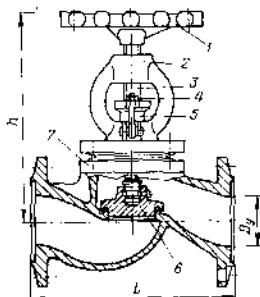


Рис. 5.10. Вентиль 15кч16д.

1 — маховик; 2 — резьбовая стойка; 3 — шпindel; 4 — откидные болты; 5 — гальваник; 6 — плунжер; 7 — корпус.

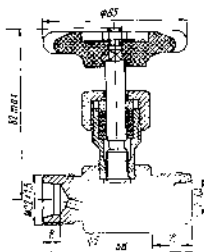


Рис. 5.11. Вентиль 15с546к (ОБ 22.044).

личают вентили тарельчатые и диафрагмовые, а по способу уплотнения шпинделя — сальниковые и сальфонные.

Характеристики вентилях, применяемых в системах газоснабжения, приведены в табл. 5.13.

На рис. 5.10 показан фланцевый вентиль 15кч16д. Основание плунжера вентиля имеет уплотнительное кольцо (из металла, резины или фторопласта). При вращении маховика против часовой стрелки шпindel с плунжером поднимается и открывает затвор для прохода среды. Вентили должны устанавливаться на трубопроводе так, чтобы поток газа был направлен под тарелку клапана (плунжера). При подаче газа в обратном направлении увеличивается гидравлическое сопротивление и для больших гидрозатворов открытие вентиля затрудняется вследствие давления на клапан.

На импульсных линиях систем газоснабжения применяют вентили 15с96к или 15с546к (рис. 5.11) с наружной подсоединительной резьбой на ободке штуцера, что позволяет монтировать их с помощью накидных гаек.

Гидравлические затворы (гидрозатворы, рис. 5.12, табл. 5.14) применяют только на подземных газопроводах низкого давления. В настоящее время используются только стальные гидрозатворы. Их соединяют с газопроводом сваркой. Высота запирающего столба воды в гидрозатворе должна превышать максимальное рабочее давление в газопроводе не менее чем на 200 мм. Так как в газовых сетях низкого давления давление не может превышать 50 МПа, то высоту штуцеров в гидрозатворах принимают из расчета рабочей разности уровней воды 700 мм. Верхний уровень воды в гидрозатворе должен быть ниже уровня промерзания грунта. Если гидрозатвор установлен в нижней точке газопровода, он может быть использован одновременно и как кон-

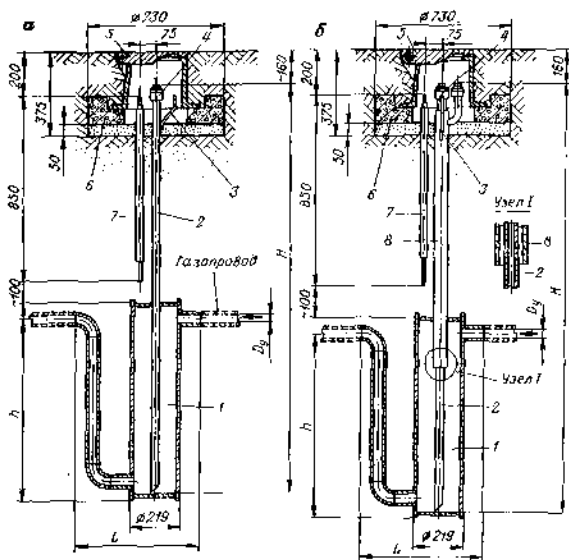


Рис. 5.12. Гидравлический затвор без устройства (а) и с устройством для проливки (б).

денсатороборник. Гидрозатворы, как правило, устанавливаются на ответвлениях к объектам или на вводах к зданиям.

Для отключения подачи газа (закрытия затвора) необходимо открыть крышку б ковра, вывернуть пробку 4 из трубки 2 и залить через нее в корпус 1 гидрозатвора необходимое количество воды (зимой — незамерзающей жидкости). При пуске газа воду из гидрозатвора откачивают ручным или электрическим насосом. Сложность и длительность работ по заливке и откачке жидкости — основной недостаток гидрозатворов; положительные качества их — абсолютная надежность отключения подачи газа и невозможность утечки на проход.

Гидрозатворы можно использовать одновременно в качестве пункта для измерения разности потенциалов между землей и трубой. Для этого к трубе гидрозатвора приваривают полосу 3, а в утрамбованный грунт до установки подушки б ковра забивают

Основные размеры и масса гидрозатворов

D_7 , мм	L , мм	H , мм	h , мм	Масса, кг
50	590	1895	840	84/88
65	640	1895	870	85/89
80	680	1945	890	89/93
100	740	1995	923	95/99
150	890	2095	990	111/115

Примечания. 1. Размер H и масса даны для глубины заложения газопровода около 1,2 м. 2. Масса гидрозатворов дана без массы коверов; в числителе — с трубкой, в знаменателе — с продувочным устройством.

электрод заземления 7. В этом случае устанавливается большой ковер. Гидравлический затвор изготавливается индивидуально местными строительными-монтажными организациями на p_7 до 5 кПа на $D_7 = 50, 65, 80, 100, 150$ мм.

На рис. 5.12, б показан гидрозатвор с дополнительным кожухом 8, к которому в верхней части приварен отвод с резьбой на конце для наворачивания муфты с пробкой. Это позволяет использовать гидрозатвор и как устройство для продувки газопровода.

Выбор арматуры. При проектировании и строительстве систем газоснабжения, а также при газоборудовании агрегатов и аппаратов на промышленных и коммунально-бытовых предприятиях выбор арматуры определяется проектной организацией с учетом не только физико-химических свойств, давления и температуры рабочей среды и окружающего воздуха, но также требований действующих правил Госгортехнадзора СССР, СНиПов Госстроя СССР, ГОСТов и других технических нормативных документов.

Конструкция применяемой арматуры и материалы, из которых изготавливаются ее детали, должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию систем газоснабжения при заданных параметрах, так как взрыво- и пожароопасность горючих газов предъявляют к запорной арматуре повышенные требования. Следовательно, используемая на газопроводах арматура должна быть предназначена для газовой среды. Однако для систем газоснабжения может быть применена арматура общего назначения, но при условии выполнения дополнительных работ по притирке и испытанию затвора на герметичность. Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры должно отвечать требованиям взрывобезопасности, указанным в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ).

Основными требованиями, предъявляемыми к запорной арматуре, которую устанавливают на газопроводах (изложенными в порядке по степени их важности), являются прочность и герметичность отключения независимо от направления движения газов,

отвечающие требованиям ГОСТ 9544—75* (выбор класса герметичности в зависимости от назначения арматуры: 1-й класс — арматура для взрывоопасных и токсичных сред; 2-й класс — арматура для пожароопасных сред; 3-й класс — арматура для остальных сред); коррозионная стойкость; взрывобезопасность; надежность работы в эксплуатации и простота обслуживания; быстрота закрытия и открывания; минимальное гидравлическое сопротивление проходу газа; возможность регулирования прохода газа; небольшая стрелочная длина; небольшая масса и габаритные размеры. Требуемая прочность арматуры обуславливается в основном рабочим давлением и температурой, которые практически могут иметь любые значения в довольно широком диапазоне в зависимости от технологии конкретных производств.

При выборе арматуры для газопроводов следует учитывать следующие свойства металлов.

1. Газы не воздействуют на черные металлы, поэтому арматура, как и прочее оборудование, может быть стальной и чугунной. При этом следует учитывать, что из-за недостаточно высоких механических свойств чугунная арматура может применяться при давлении, на которое она рассчитана, но не более чем 1,6 МПа. При использовании чугунной арматуры особенно важно исключить условия, при которых ее фланцы работали бы на изгиб, т. е. требуются тщательный монтаж и установка компенсаторов в нужных местах. Правила Госгортехнадзора ограничивают применение чугунной арматуры во взрывоопасных условиях, однако необходимо учитывать влияние низких температур на прочность материалов и стойкость уплотнений, их допуски деталей и именно на заворотах, на впадинах и впадинах впадин.

2. Газы, содержащие значительные количества сероводорода, воздействуют на бронзу и другие медные сплавы, поэтому не рекомендуется использовать арматуру с бронзовыми уплотнительными поверхностями (кольцами). Одновременно следует иметь в виду, когда уплотнительные поверхности седла и затвора проточены на соответствующих деталях из черных металлов (т. е. без вставных колец из пержающей стали и цветных металлов), эти поверхности подвержены быстрому износу в рабочих условиях и коррозии при складском хранении.

3. При содержании сероводорода не более 2 г на 100 м³ газ очень слабо воздействует на медные сплавы. Как известно, арматуру для квартирных газовых приборов изготавливают из медных сплавов и работает она вполне удовлетворительно.

4. Нержавеющие стали стойки в среде газа и одновременно обладают большой стойкостью от коррозии при складском хранении. Для ответственной дорогостоящей арматуры можно рекомендовать вставные уплотнительные кольца из нержавеющей стали.

5. Уплотнительные кольца из баббета проверены и могут быть рекомендованы для горячих газов для арматуры асфальтного типа на низкие температуры.

6. Уплотнительные кольца из резины применяются в арматуре вентиляционного типа лишь при температурах до 50 °С и давлении до 1,0 МПа.

7. При хранении и транспорте горячих газов требуется минимальная теплоемкость арматуры, чтобы при ее включении время охлаждения до температур жидкости было возможно малым. Корпус арматуры должен иметь небольшую металлоемкость при достаточно высокой прочности.

При хранении, монтаже и эксплуатации трубопроводной арматуры необходимо выполнять следующие требования:

— перед установкой арматуры трубопровод должен быть тщательно очищен от грязи, песка и окалины;

— арматуру, на корпусе которой дана стрелка, указывающая направление движения среды, надо устанавливать на трубопроводе так, чтобы направления движения среды в стрелке совпадали;

— при монтаже фланцевой арматуры необходимо, чтобы фланцы в отверстия под болты совпадали с отверстиями на фланцах арматуры; затягивать болты следует равномерно и нормальным гаечным ключом;

— место установки арматуры должно быть достаточно освещено, а проходы между арматурой и строительными конструкциями должны приниматься в соответствии с действующими нормами для обеспечения безопасного обслуживания и осмотра;

— при гидравлическом испытании трубопровода на прочность затворы арматуры должны быть полностью открыты;

— использовать запорную арматуру в качестве регулирующей или дроселирующей не допускается; запорную арматуру следует открывать полностью до упора и выдерживать в нормальном состоянии для удаления грязи или ржавчины; при экстренной открытии арматуры присоединять дополнительные рычаги не допускается;

— наружную резьбу шпинделей необходимо смазывать не реже 1 раза в месяц;

— хранить арматуру на складе в упаковке завода-изготовителя или в упакованном виде (обязательно с заглушками) на стеллажах в сухом помещении. При длительном хранении каждые полгода необходимо менять смазку на обработанных поверхностях изделий и удалять обнаруженную грязь или ржавчину;

— использовать арматуру строго по назначению в соответствии с указанными в технических паспорте, технических условиях, стандартах или в особых условиях заказа;

— запрещается производить работы по устранению дефектов и переобзавать сальники при наличии давления в газопроводе;

— сальниковые болты и шпильки подтягивать равномерно во избежание перекосов;

— при обнаружении неустраняемых неполадок в прокладках (между корпусом и крышкой) и в затворах арматуру необходимо снять с газопровода, разобрать и тщательно осмотреть. Дефекты на уплотнительных поверхностях необходимо устранить приточкой или критиркой (возможность подобного ремонта предусмотрена конструкцией);

— арматуру, предназначенную для особо ответственных установок, которые находятся в эксплуатации, резерве или ремонте, принимать на учет в регистрировать в специальном журнале с указанием времени установки, производственного осмотра и ремонта, вида ремонта и состояния после него;

— обслуживающий персонал, проводящий работы по консервации и расконсервации арматуры, должен иметь индивидуальные средства защиты (рукавицы, слеподожку, очки и др.) и соблюдать требования противопожарной безопасности.

Кроме того, поворотные краны и затворы должны иметь ограничители поворота и указатели положения «Открыто—Закрыто», а задвижки с неподвижным шпинделем — указателем степени открытости. Краны с условным проходом до 80 мм должны иметь риску, указывающую направление прохода в пробке.

Испытания арматуры. Прежде чем установить запорную арматуру, ее подвергают проверке: реконсервируют смазку, проверяют сальники и прокладки и испытывают на герметичность в соответствии с требованиями ГОСТ на изделия. Арматуру общего назначения (не предназначенную специально для горячих газов), кроме того, испытывают на прочность и плотность. Если на краны пробковом, *установленном на газопроводах с давлением до 0,1 МПа, имеется паспорт или другой документ, удостоверяющий их качество и проведение заводских*

испытаний, то испытания на прочность и плотность материала можно не проводить.

Арматуру общего назначения, устанавливаемую на газопроводах низкого давления, подвергают следующим испытаниям:

а) краны на прочность и плотность материала деталей водой или воздухом давлением 0,2 МПа; на герметичность затвора, сальниковых и прокладочных уплотнений воздухом давлением, равным 1,25 рабочего. Краны, рассчитанные на рабочее давление не менее 0,04 МПа, должны испытываться давлением 0,05 МПа;

б) задвижки на прочность и плотность материала водой давлением 0,2 МПа, а также дополнительно на плотность воздухом давлением 0,1 МПа; на герметичность затвора валивкой керосина, при этом результаты испытаний должны соответствовать требованиям для арматуры 1-го класса герметичности.

Арматуру общего назначения, устанавливаемую на газопроводах среднего и высокого давления, испытывают следующим образом:

а) краны на прочность и плотность материала водой давлением, равным 1,5 максимального рабочего, но не менее 0,3 МПа; на герметичность затвора, прокладочных и сальниковых уплотнений воздухом давлением, равным 1,25 максимального рабочего;

б) задвижки и вентили на прочность и плотность материала водой давлением, равным 1,5 максимального рабочего, но не менее 0,3 МПа с дополнительным испытанием на плотность воздухом, с одновременной проверкой герметичности сальниковых и прокладочных уплотнений; на герметичность затвора валивкой керосина. При этом результаты испытаний должны соответствовать требованиям для арматуры 1-го класса герметичности.

Испытания арматуры во всех случаях должны проводиться при постоянном давлении в течение времени, необходимого для тщательного ее осмотра. Однако каждое испытание должно длиться не менее 1 мин. «Потение» металла, а также пропуск среды через него, сальниковые и прокладочные уплотнения не допускаются.

5.6. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРЕДОХРАНЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ ГАЗОПРОВОДОВ И АРМАТУРЫ ОТ ПОВРЕЖДЕНИЙ

К устройствам, предохраняющим отдельные части газопроводов и арматуры от повреждений относятся коверы, люки, муфты, компенсаторы и футляры.

К о в е р ы служат для защиты от механических повреждений устройств газопроводов, выходящих на поверхность земли: кранов, пробок и трубок сборников конденсата, гидрозатворов, контрольных проводников и трубок. Коверы и люки изготовляют с чугунными литыми корпусами и откидными крышками (рис. 5.13, 5.15). С целью предотвращения просадки коверов и люков и повреждения защищаемых ими устройств коверы и люки устанавливают на специальные бетонные подушки с легкой армировкой (рис. 5.14).

П р е д о х р а н и т е л ь н ы е м у ф т ы (рис. 5.16) из двух свариваемых полумуфт устанавливают с целью повышения эксплуатационной надежности газопроводов при неуверенности в сварных швах или их небезупречности.

К о м п е н с а т о р ы (рис. 5.17) применяют с целью снижения напряжений, вызываемых колебаниями температуры грунта на фланцы чугунной арматуры, а также для возможности демонстрации, смены прокладок и последующей их установки. Наиболее

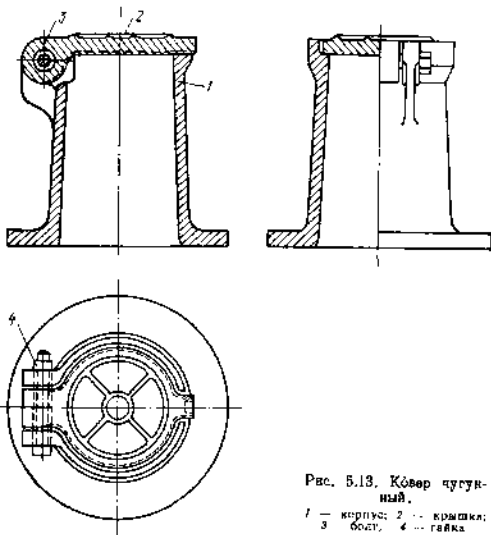
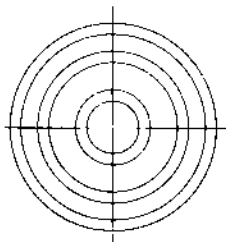


Рис. 5.13. Ковер чугунный.

1 — корпус; 2 — крышка;
3 — болт; 4 — гайка



Рис. 5.14. Подушка под ковер.



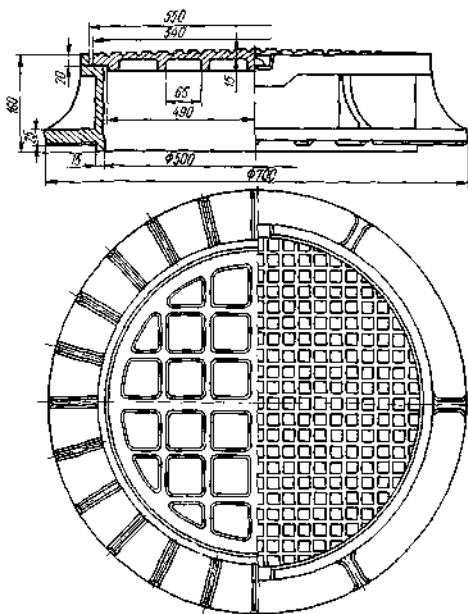


Рис. 5.15. Чугунный люк.

широко используют линзовые компенсаторы, которые устанавливают на подземных газопроводах в колодцах совместно с арматурой. Эти компенсаторы выполняют из тонколистовой стали в виде отдельных свариваемых между собой полулинз. Обычно для обеспечения нормальных условий демонтажа и монтажа, а также для снятия температурных напряжений с фланцев арматуры применяют двухлинзовые компенсаторы, состоящие из четырех полулинз. Линзовые компенсаторы устанавливают в несколько сжатом состоянии с учетом их максимальной компенсирующей способности и осевых усилий. Под максимальной компенсирующей способностью компенсатора понимается двухстороннее изменение его длины. Для многолинзового компенсатора эту способность определяют суммой компенсирующей способности отдельных линз.

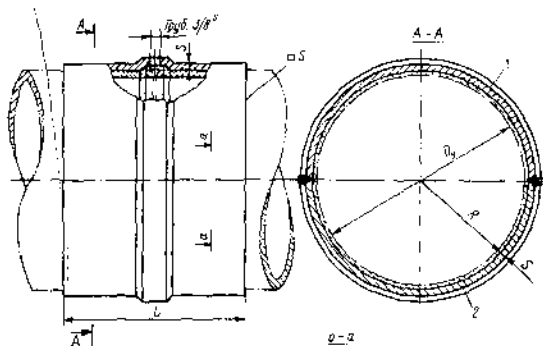


Рис. 5.16. Муфта предохранительная составная.

1 — верхняя полумуфта; 2 — нижняя полумуфта.

Продолжение пята муфты не должно привариваться к телу трубы. Отверстия $3/8''$ после окончания свариваются.

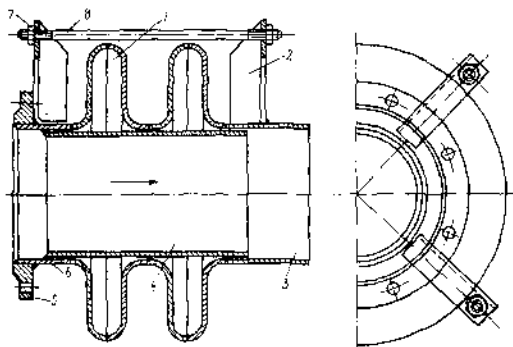
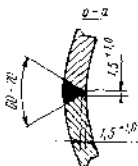


Рис. 5.17. Компенсатор двухдлинный с одним фланцем.

1 — полушляжи; 2 — крошкетей; 3 — диафрагма; 4 — рубашка; 5 — фланец; 6 — патрубки; 7 — гайка; 8 — болт.

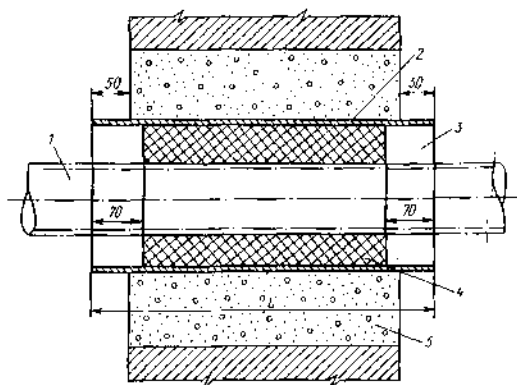


Рис. 5.18. Футляр для прохода газопроводов через фундаменты и стены.
 1 — газопровод; 2 — футляр; 3 — битумная эмаль марки IV; 4 — промоделивая пенька для Джук; 5 — бетон марки 110.

Применять на подъемных газопроводах сальниковые компенсаторы запрещается.

Футляры на газопроводах используют при пересечении железных и магистральных шоссе, железных дорог, коллекторов, колодцев различного назначения, а также при вынужденной прокладке газопроводов, в особенности высокого и среднего давления в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, при укладке газопроводов на малых глубинах, на которых сказываются динамические воздействия транспорта. Их применяют и в тех случаях, когда по местным условиям невозможно отрывать траншеи для газопроводов при пересечении ими проездов с усовершенствованными покрытиями и напряженным движением автомобильного транспорта. В этих случаях газопровод прокладывают в футлярах, предварительно продавленных через грунт под проездом, без остановки движения.

Назначение футляров — защита газопроводов от механических воздействий, находящихся над и под ними сооружений и предотвращение от попадания в них газа при разрыве или неплотности газопроводов.

Устройство простейших футляров, служащих для прокладки газопроводов через фундаменты, стены зданий и сооружений, показано на рис. 5.18, а футляров, применяемых при пересечении газопроводами с давлением до 0,3 МПа железных дорог, трамвайных путей и при прокладке газопроводов на недостаточных глу-

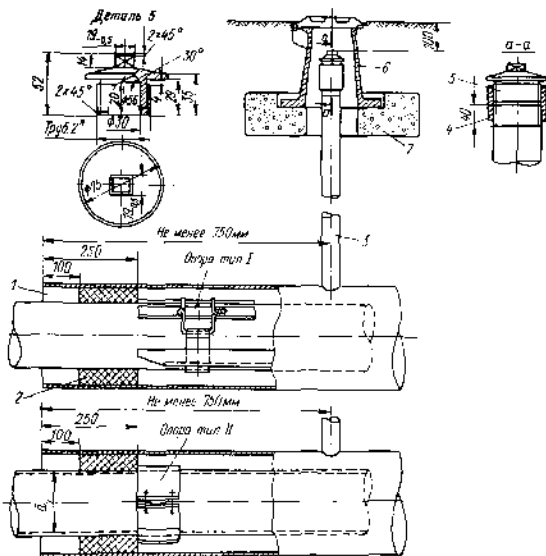


Рис. 5.19. Конструкция воялов футляров с различными типами опор и контрольными трубками.

1 — битумная эмаль; 2 — просмоленная лента; 3 — контрольная трубка 60x4; 4 — муфта $D_y - 60$; 5 — пробка; 6 — ковер; 7 — подушка под ковер.

бинах или в непосредственной близости от зданий — на рис. 5.19. Особенность этих футляров — наличие опор и контрольных трубок, выводимых под ковер и позволяющих проконтролировать наличие или отсутствие газа и таким образом плотность газопровода. Эти же типы футляров (с опорами и без них) могут применяться при пересечении газопроводами подземных коллекторов и емкостей различного назначения. Конструкция опор при прокладке футляров методом продавливания и при наличии блуждающих токов выполняется таким образом, чтобы через них блуждающие токи не попадали в газопровод.

При прокладке футляров открытым способом и возможности их надлежащей изоляции необходимости в диэлектрических опорах нет, поэтому они могут выполняться простейшим образом:

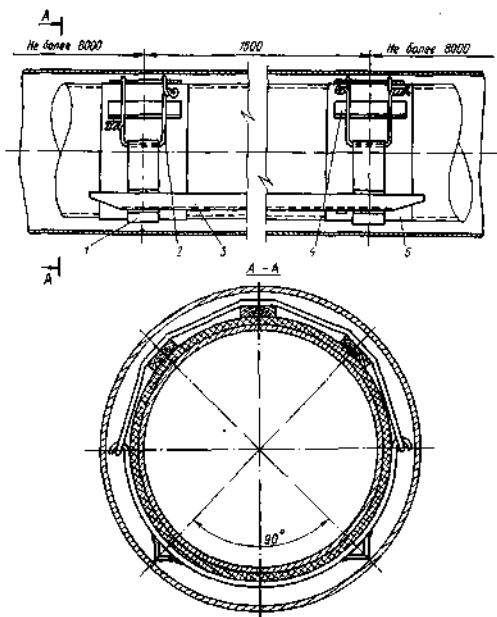


Рис. 5.20. Конструкция опоры с поломом на разнобокового уголка.
 1 — скоба; 2 — крепежная проволока; 3 — полка; 4 — плечка; 5 — обертка из гудрона, толя, рубероида и аналогичных им материалов.

приваркой к стенке газопроводов. Конструкции концов футляров с разными типами опор приведены на рис. 5.19, а самих опор — на рис. 5.20.

Конструкция футляров для газопроводов средних и высоких давлений, прокладываемых под железными дорогами и в других ответственных местах, усложняется за счет устройства сальникового уплотнения (рис. 5.21) и трубопровода, отводящего газ из футляра в атмосферу при неплотности газопровода и разрыве его стыков. Трубопровод для выброса газа в атмосферу отводит в безопасное от пересекаемого сооружения место и снабжается дефлектором.

ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

**6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И СВЕДЕНИЯ О ЗАЩИТНЫХ
ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЯХ**

6.1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Коррозией металлов называется постепенное поверхностное разрушение металла в результате химического и электрохимического взаимодействия его с внешней средой. Так, коррозия внешних поверхностей подземных стальных трубопроводов происходит под действием химических соединений, имеющихся в почве, и блуждающих электрических токов. Иногда при транспортировке газов, содержащих повышенные количества кислорода или углекислого газа, а также те или иные кислые соединения, приходится сталкиваться и с коррозией внутренних поверхностей труб. В этом случае борьба с коррозией обычно заключается в удалении из газа корродирующих веществ, в его очистке и в повышении требований к качеству транспортируемого газа.

Различают почвенную (электрохимическую) коррозию и коррозию блуждающими токами.

Основные факторы, определяющие интенсивность почвенной коррозии: тип грунта, состав и концентрация растворимых в нем веществ, влажность, характер проникновения воздуха, структура, наличие бактерий, активизирующих развитие процессов коррозии, температура и удельное сопротивление грунта. Опасность почвенной коррозии подземных металлических сооружений определяется коррозионной активностью грунтов по отношению к металлу, из которых эти сооружения изготовлены.

Коррозионную активность грунтов (КАГ) по отношению к углеродистой стали подземных металлических сооружений оценивают по трем показателям: удельному электрическому сопротивлению грунтов, потере массы образцов и плотности поляризующего тока (табл. 6.1). Рекомендуемые методики определения КАГ по этим показателям приведены в прил. 1 ГОСТ 9.015—74*. Если по одному из показателей установлена высокая КАГ, отпадает необходимость в определении ее по остальным показателям.

Критерием опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, является наличие положительной или знакопеременной разности потенциалов между трубопроводом и землей (анодные и знакопеременные зоны). Источниками блуждающих токов в городах являются рельсовые пути электрифицированного транспорта (трамваев, метро, электропоездов) и промышленные предприятия, ис-

Коррозионная активность грунтов по отношению
к углеродистой стали

Степень коррозионной активности	Удельные электри- ческие сопротивления грунта, Ом·м, свыше — до	Поверхностный объем, г, свыше — до	Средняя плотность поляризирующего тока, мА/см ² , свыше — до
Низкая	100	До 1	До 0,05
Средняя	20—100	1—2	0,05—0,2
Повышенная	10—20	2—3	0,2—0,3
Высокая	5—10	3—4	0,3—0,4
Весьма высокая	До 5	Свыше 4	Свыше 0,4

пользующие или вырабатывающие постоянный или переменный ток.

Все подземные стальные газопроводы должны быть защищены от коррозии почвенной и вызываемой блуждающими токами. Защиту от коррозии следует проектировать в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015—74* «Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования», СНиП 2.04.08—87 «Газоснабжение»; «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР, «Правил технической эксплуатации и техники безопасности в газовом хозяйстве» МЖКХ РСФСР; типового проекта, разработанного Мосгазшипроект, «Узлы и детали электрозащиты подземных нижеземных сооружений от коррозии». Мероприятия по защите от коррозии строящихся подземных газопроводов, предусмотренные проектом, включают в себя электрохимическую защиту. Их следует осуществлять до сдачи газопровода в эксплуатацию, но не позднее чем через 6 мес после укладки трубопроводов в грунт. Средства защиты от почвенной коррозии выбирают исходя из условий прокладки газопровода и данных о коррозионной активности среды (грунтов и грунтовых вод) по отношению к металлу трубопровода, с учетом результатов технико-экономических расчетов.

Защита газопроводов от коррозии разделяется на изолирование их от прилегающих грунтов и ограничение прониновения через изоляционные покрытия блуждающих токов (пассивная защита), а также на создание защитного потенциала на газопроводе по отношению к окружающей среде (ограничение, подавление или отвод электрических токов — защита активная). Мероприятия по защите газопроводов от коррозии, как правило, осуществляют организации и предприятия, в ведении которых находятся газопроводы. Организация и координацию работ по защите от коррозии подземных газопроводов (независимо от их ведомственной принадлежности) осуществляют межведомственные комиссии при исполко-

мах Советов народных депутатов. Проекты защиты от коррозии должны разрабатываться одновременно с проектированием газопроводов одной и той же проектной организацией.

Способы защиты подземных газопроводов от коррозии обоих видов (почвенной и вызванной блуждающими токами) в основном совпадают: это рациональный выбор трассы газопроводов и подземных кабелей связи с соответствующей конструкцией защитного покрытия, в наибольшей степени отвечающей условиям эксплуатации; изоляция подземных металлических газопроводов и использование специальных методов прокладки (неметаллические трубы, блоки, каналы, коллекторы и т. д.); катодная поляризация подземных газопроводов.

6.1.2. МАТЕРИАЛ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

Газопроводы, прокладываемые в пределах городов и других населенных пунктов, промышленных предприятий, изолируют защитными покрытиями весьма усиленного типа в соответствии с требованиями действующих нормативных технических документов: битумно-полимерными, битумно-минеральными, полимерными, этинолевыми, а также покрытиями на основе битумно-резиновых мастик (по ГОСТ 15836—79), изготовленных на специализированных заводах. Защитные покрытия должны наноситься только в цеховых условиях. Допускается нанесение защитных покрытий непосредственно на месте укладки только при выполнении ремонтных работ на действующих газопроводах, изоляции сварных стыков и мелких фасонных частей, исправление повреждений изоляции в процессе монтажа, применения липких лент сразу после укладки труб в траншеи. Переходы газопроводов через водные преграды, заболоченные места, затопливаемые поймы рек, места бывших свалок мусора, шлака, фабрично-заводских стоков, под железными дорогами, трамвайными путями и автомагистралями должны иметь весьма усиленную изоляцию, а при необходимости также катодную поляризацию сооружения. Футляры газопроводов, прокладываемые методом прокола (продавливание), изолируются специальной мастикой на основе эпоксидных смол.

Противокоррозионные покрытия должны отвечать требованиям нормативных документов (ГОСТ 9.015—74*, СНиП 2.04.08—87 и др.), иметь достаточную механическую прочность, пластичность, хорошую прилипаемость к металлу труб, не подвергаться разрушению от биологического воздействия, не содержать компонентов, вызывающих коррозию металла, труб, обладать диэлектрическими свойствами. На все материалы, применяемые для изоляции газопроводов, должны иметься сертификаты или другие документы, подтверждающие их качество.

Битумно-полимерные, битумно-минеральные или битумно-резиновые защитные покрытия весьма усиленного типа имеют следующую структуру: битумная грунтовка, битумно-полимерная или

битумно-минеральная мастика (толщина слоя 2,5—3 мм), армирующая обмотка из стеклохолста, битумная мастика (толщина слоя 2,5—3 мм), наружная обертка из бумаги. Общая толщина покрытия должна быть не менее 9 мм. Допускается применение четырех слоев битумно-атектической, битумно-минеральной или битумно-резиновой мастики с тремя слоями армирующей обмотки при соблюдении общей толщины покрытия не менее 9 мм. При изоляции труб диаметром до 150 мм общая толщина покрытия может быть не менее 7,5 мм.

Битумные грунтовки изготавливают из битума, растворенного в бензине. Составы битумных грунтовок под битумные мастики в зависимости от сезона нанесения приведены ниже:

для летнего времени битум БН-90/10 или БН-70/30 (ГОСТ 8817—76*) либо БНИ-IV (ГОСТ 9812—74*), авиационный бензин Б-70 (ГОСТ 1012—72*) или бензин автомобильный А-72 и А-76 (ГОСТ 2084—77*). Соотношение битума и бензина 1 : 3 по объему или 1 : 2 по массе;

для зимнего времени битум БН-70/30 или БНИ-IV, неэтиллированный авиационный бензин Б-70. Соотношение 1 : 3 по объему или 1 : 2 по массе.

Поверхность изолируемых труб, фасонных частей и резервуаров до нанесения грунтовок должна быть очищена от грязи, ржавчины, пыли и тщательно просушена.

Для армирования защитных покрытий следует применять стеклохолст марки ВВ-К. Допустимо использование неармированного стеклохолста марки ВВ-Г или импортных стеклохолстов. В качестве наружной обертки применяют бумагу мешочную или оберточную марки А, а также бризол, пленку ПЭКОМ. Толщина наружной обертки входит в общую толщину защитного покрытия. Составы и требования к физико-механическим свойствам битумно-полимерных и битумно-минеральных мастик приведены в табл. 6.2—6.6. Для повышения прочности, снижения чувствительности к изменениям температуры, а также увеличения срока службы защитных покрытий при изготовлении мастик в битум добавляют полимерные (атактический полипропилен, низкомолекулярный полиэтилен) и минеральные наполнители (доломит, доломитизированный и асфальтовый известняк). Для повышения пластичности битумных мастик, уменьшения их хрупкости при отрицательных температурах могут быть использованы пластификаторы: масла зеленое и осевое.

Защитные покрытия весьма усиленного типа из полимерных липких лент имеют следующую структуру: грунтовка (0,1 мм), липкая лента в три слоя (толщиной не менее 1,1 мм), наружная обертка. Для защиты такого покрытия от механических повреждений при укладке трубопроводов в грунт и их засыпке необходимо использовать рулонные материалы с прочностью ширины полотна не менее 0,25 МПа (бризол, пленка ПЭКОМ).

Под покрытие из полимерных липких лент применяют клеевые или битумно-клеевые грунтовки, изготовленные в соответствии с нормативно-технической документацией.

ТАБЛИЦА 6.2

Состав битумно-полимерных мастик

Мастика	Компоненты мастики, % по массе						
	Битум БН-70/30 или БНН-IV	Битум БН-90/10 или БНН-V	Битум окисленный с температурой размягчения 100—110 К	Атактичная полипропилен	Полидиен	Порошок разнородной резины	Масло белое или осевое
Битумно-атактическая	95	—	—	5	—	—	—
Бутадиев-3	—	80	—	—	20	—	—
Бутадиев-Л	—	—	80	—	20	—	—
Бутадиев-90	97	—	—	—	—	3	—
Бутдиен-80	92	—	—	—	—	3	5

Примечания. 1. При проведении изоляционных работ для придания мастике эластичности следует применять при температуре до -16°C масло белое или осевое; до -25°C полидиен или низкомолекулярный полиизобутилен П-8 и П-20, или 5%-ый раствор полиизобутилена П-200 в эпоксидном масле. 2. Битумно-атактическую мастику используют независимо от сезона проведения изоляционных работ; бутадиев-3 как бутдиен-80 — в зимнее время, а бутдиен-Л и бутдиен-90 — в летнее.

ТАБЛИЦА 6.3

Физико-механические свойства битумно-полимерных мастик

Показатели	Мастика				
	Битумно-атактическая	Бутадиев-3	Бутадиев-Л	Бутдиен-90	Бутдиен-80
Температура размягчения, $^{\circ}\text{C}$, не менее	80—90	70	80	90	80
Глубина проникания иглы при 25°C , десятые доли миллиметра, не менее	14—24	30	20	15	20
Растяжимость при 25°C , см	1,5—3,5	3,5	3,0	2,0	2,5
Вспучивание	Не допускается				
Содержание воды	Следы				

Примечания. Температуру размягчения битумных мастик должна превышать температуру транспортируемого по трубопроводу продукта не менее чем на 25°C .

ТАБЛИЦА 6.4

Состав битумно-минеральных мастик

Мастика	Компоненты мастики, % по массе			
	Битум БН-70/30 или БНН-IV	Битум БН-90/10 или БНН-V	Минеральный наполнитель	Масло белое или осевое
I	75	—	25	—
II	—	75	25	—
III	70	—	25	5
IV	—	75	22	3

Примечания. 1. Мастике марок III и IV применяют при выполнении изоляционных работ в зимнее время. 2. В качестве минерального наполнителя используют доломитовый известняк средней плотности, асфальтовый известняк или доломит.

Физико-механические свойства битумно-минеральных мастик

Показатель	Мастика			
	I	II	III	IV
Температура размягчения (по ГОСТ 11506—73*), °С, не менее	75—93	95—98	67—73	80
Глубина проникания иглы при 25 °С (по ГОСТ 11501—72*), десятые доли миллиметра, не менее	20—30	10—20	20—25	10
Растяжимость при 25 °С (по ГОСТ 11505—75*), см, не менее	3,0—3,5	1,5—2,0	3,0—4,0	2,0
Вспенивание	Не допускается			
Содержание воды (ГОСТ 2477—66*)	Следы			

Примечание. Температура размягчения битумных мастик должна превышать температуру транспортируемого по трубопроводу продукта не менее чем на 25 °С.

Нормативные показатели физико-механических свойств липких лент:

Толщина ленты, мм, не менее	0,3—0,4
Толщина слоя клея, мм, не менее	0,10
Длина ленты, м, не менее	250
Сопротивление разрыву, МПа, не менее	8
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	80—190
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом·см, не менее	$1 \cdot 10^{10} \pm$ $\pm 1 \cdot 10^{12}$
Липкость ленты, с, не менее	10—20
Морозостойкость, °С, не ниже	-30+—50
Адгезия к стали, гс/см ширины, не менее	100

Эмаль этиноль готовят из двух составов, включающих в себя следующие компоненты, %:

	I	II
Лак этиноль (не менее 43% сухих веществ)	64,0	68,0
Асбест кризотилловый	36,0	27,0
Литейный графит	—	5,0

Общая толщина защитного покрытия из эмали этиноль должна быть не менее 0,6 мм. Эмаль состава II применяют для изоляции трубопроводов на участках, не подверженных влиянию блуждающих токов.

Все средства защиты газопроводов (материалы покрытий), их структура, а также приборы для коррозионных измерений должны иметь сертификаты или другие документы, подтверждающие их соответствие требованиям ГОСТов или технических условий, согласованных в установленном порядке.

Для газопроводов (с давлением газа до 1,2 МПа), предназначенных для газоснабжения городов, населенных пунктов в сельской местности, промышленных предприятий и прокладываемых вне их территории, если они уложены в грунтах весьма высокой, высокой и повышенной КАГ, следует предусматривать катодную по-

Основные физико-механические свойства полимерных липких лент

Показатель	По ГОСТ 9 015-74*	Поливинилацрилатные		Полиэтиленовые	
		ПНЛ (лентая) (ТУ 6-19-103-73)	ПВХ-СЛ (ТУ 61-456-73)	ПВХ-ЛМЛ	ПДБ и ПРДБ
Длина рулона, м, не менее	250 ± 1	250	250	250	100, 250
Толщина, мм, не менее: ленты слоя клея	0,3 0,1	0,3 —	0,35 —	0,3 —	0,2 —
Сопротивление разрыву, МПа, не менее	8	10	10	10	8
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	80	190	80	100	200
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом·см, не менее	1 · 10 ¹²	1 · 10 ¹²	1 · 10 ¹²	1 · 10 ¹²	1 · 10 ¹⁴
Липкость ленты, г, не менее	20	20	10	20	50
Морозостойкость, °С, не менее	-30	-30	-50	-60	-60
Адгезия к стали, г/см, не менее	100	—	—	—	—
Температурный режим эксплуатации, °С	—	-30 ÷ +55	-20 ÷ +40	-50 ÷ +50	-40 ÷ +60
Температура выщелачивания (нижний предел), °С	—	5	-12	-40 -50	-20

Примечания. 1. Ширина лент 190, 450, 500 мм ввз по заказу. 2. Согласно ГОСТ 20477-86 «Лента полиэтиленовая с липким слоем в зависимости от площади основы производится двух марок А и Б».

ляризацию сооружений. Тип изоляционного покрытия выбирается в зависимости от условий прокладки. Если на трассе такого газопровода необходимо чередовать нормальную и усиленную изоляцию, то последняя должна быть однотипной — усиленной. Сварные стыки газопроводов низкого и среднего давления следует изолировать непосредственно в траншее после испытания газопровода на прочность давлением не менее 0,6 МПа.

В целях предупреждения коксования битумных мастик их нельзя хранить в разогретом виде при температуре 190—200 °С более 1 ч, а при температуре 160—180 °С — более 3 ч. Характеристика полимерных липких лент приведена в табл. 6.6. Грунтовки под них независимо от сезонности имеют следующие составы: клей № 40/10 в авиационном бензине Б-70 (1 : 1); клей № 61 в авиационном бензине Б-70 (1 : 3); лак № 67; полиизобутиленовый клей 18—20%-ный (Охтинского химкомбината), клей № 88 Н.

6.1.3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

Качество нанесения защитных покрытий на трубы и другие части газопроводов (конденсатосборники, фасонные части и др.) на производственных базах строительно-монтажных организаций проверяет представитель отдела технического контроля в лаборатории этой организации. Проверку качества изоляционных работ по трассе осуществляют работники лаборатории строительно-монтажной организации, выполняющей изоляционные работы, а также представитель технического надзора заказчика и предприятия газового хозяйства (газосбытовой организации). Результаты проверки оформляются актом.

При внешнем осмотре нанесенного на трубы защитного покрытия на трассе выявляют на бровке траншей толщину покрытия, равномерность, прилипаемость и сплошность его по всей трубе; после опуска в траншею и изоляции монтажных стыков — отсутствие повреждений при опуске; после присыпки газопровода грунтом (на 20—25 см) — отсутствие непосредственного электрического контакта между металлом трубы и грунтом (после полной засыпки газопровода проверку качества защитного покрытия осуществляют с помощью приборов). Внешний осмотр защитного покрытия следует проводить в процессе наложения каждого слоя покрытия по всей длине изолируемой части газопровода и после окончания изоляционных работ. При этом не допускаются пропуски, трещины, сгустки, вздутия, пузыри, мелкие отверстия, бугры, впадины, отслоения. При внешнем осмотре покрытий из полимерных липких лент проверяют число слоев, наличие и ширину нахлеста, отсутствие пропусков и складок.

Толщину слоя защитного покрытия следует контролировать через каждые 100 м, но не менее чем в четырех точках по окружности трубы в каждом изолируемом сечении. Кроме того, ее измеряют во всех местах, вызывающих сомнение. Толщину покрытий

измеряют магнитным (индукционным) толщиномером или другими приборами и инструментами, обеспечивающими необходимую точность измерения.

Сплошность защитного покрытия следует проверять по всей поверхности искровым дефектоскопом при напряжении и нормальной изоляции 12, при усиленной 24, при весьма усиленной 36 кВ на 1 мм толщины покрытия. Сплошность защитного покрытия из полимерных липких лент и эмалевых (этинолевых) покрытий должна проверяться также дефектоскопом при напряжении 6 кВ. Допускается применение для этих целей других приборов, выпускаемых отечественной промышленностью и обеспечивающих надежность контроля.

Проверку прилипаемости (адгезии) защитного битумного покрытия к поверхности металла производят адгезиметром или вручную путем вырезки из покрытия треугольника с последующим отрывом его от металла. Сопротивление покрытия отрыву, определяемое адгезиметром, должно быть не менее 0,5 МПа при температуре 6—25 °С и не менее 0,4 МПа при температуре 25—35 °С. При проверке вырезкой треугольника покрытие считается хорошим, если оно отрывается от металла отдельными кусочками, без расслоения и если часть его остается на металле. Прилипаемость защитного покрытия определяется через каждые 100 м труб, а также выборочно по требованию заказчика. Степень прилипаемости полимерных липких лент определяется в соответствии с требованиями ГОСТ 269—66* (СТ СЭВ 983—78).

Выявленные во время проверки дефекты, а также повреждения защитного покрытия должны быть исправлены до окончательной засыпки газопровода методами, обеспечивающими качество покрытия в соответствии с требованиями технологической инструкции по исправлению поврежденных участков защитных покрытий газопровода, разработанной строительной-монтажной организацией.

6.2. КОРРОЗИЯ, ВЫЗЫВАЕМАЯ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ И ВЛИЯНИЕМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО ТРАНСПОРТА

Как указывалось выше, наиболее опасной коррозией является вызываемая блуждающими токами, что объясняется как наличием в земле этих токов, сила которых достигает сотен ампер, так и разностью потенциалов между трубопроводами и рельсами находящегося вблизи электрифицированного транспорта. Опасность коррозии от блуждающих токов оценивается на основании электрических измерений, объем и комплекс которых определяют в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

Газопроводы, прокладываемые в земле, на территории городов, населенных пунктов и промышленных предприятий, в зоне блуждающих токов должны обязательно иметь весьма усиленные защитные покрытия независимо от КАГ и подлежат защите путем

катодной поляризации в опасных зонах, при которой значения поляризационных (защитных) потенциалов на газопроводах, оборудованных контрольно-измерительными пунктами, или на действующих газопроводах должны быть не менее и не более требуемых. Измерения поляризационных потенциалов должны проводиться по методикам, приведенным в прил. 2 и 3 к ГОСТ 9.015—74*. Катодная поляризация должна осуществляться таким образом, чтобы исключилось вредное влияние на соседние металлические сооружения.

Электрохимическая коррозия возникает в результате взаимодействия металла газопровода, который выполняет роль электродов, с агрессивной средой грунта, выполняющей роль электролита (слабых растворов кислот, щелочей и солей). Металл газопровода, обладая определенной упругостью растворения, испускает в грунт свои положительно заряженные ионы, в результате чего металл приобретает отрицательный потенциал. В силу физико-химической неоднородности металла и грунта, где протекает процесс растворения металла, по длине газопровода располагаются участки, характеризующиеся большей и меньшей упругостью растворения. Первые становятся анодными зонами, а вторые катодными. Катодный участок газопровода приобретает положительный потенциал по отношению к аноду. Электроны перетекают от анода к катоду по металлу газопровода. В грунте происходит перемещение ионов: катионов (заряженных положительно) к катоду, анионов (заряженных отрицательно) к аноду. Металл корродирует на участках в анодных зонах, так как в них наблюдается выход ионов металла в грунт.

Электрохимическая коррозия имеет характер местной коррозии, когда на газопроводах возникают местные язвы и глубокие каньоны, способные развиться в сквозные отверстия. По этой причине местная коррозия значительно опаснее сплошной. Электрохимическая коррозия возникает также при воздействии на газопровод электрического тока, который попадает в грунт в результате утечек из рельсов электрифицированного транспорта (блуждающие токи). Блуждающие токи, стекая с рельсов в грунт, движутся по направлению к отрицательному полюсу тяговой подстанции. В местах повреждения изоляции они попадают в газопровод. Вблизи тяговой подстанции токи выходят из газопровода в грунт в виде положительных ионов металла, и начинается электролиз металла. Участки выхода электрического тока из газопровода представляют собой анодные зоны, в которых протекает активный процесс коррозии, а зоны входа тока в газопровод называются катодными. Коррозия блуждающими токами во много раз опаснее почвенной и в городских условиях представляет наиболее распространенный вид коррозии.

Опасными в коррозионном отношении являются зоны на стальных подземных газопроводах, где под влиянием электрифицированного транспорта, работающего на переменном токе, наблю-

дается смещение среднего значения разности потенциалов между трубопроводом и медносульфатным электродом в отрицательную сторону не менее 10 мВ (по сравнению со стационарным потенциалом трубопровода).

Наибольшую опасность для подземных сооружений представляют токн трамвая, метрополитена и электрифицированных железных дорог. Объясняется это тем, что здесь применяется постоянный ток большой силы, а в качестве обратного провода используются рельсы. На практике рельсы часто не могут служить хорошим проводником и к тому же касаются грунта, что приводит к тому, что часть тока, который должен возвращаться по рельсам, попадает в землю и уже по грунту, иногда очень сложным путем (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, попадая в них вблизи движущихся электропоездов и стекая в районе тяговых подстанций или отсосов.

Тяговая подстанция с генератором (рис. 6.1) служит для преобразования переменного тока, обычно получаемого от трехфазной сети в 6 кВ в постоянный ток напряжением 600 В и для питания током контактной сети, а от нее — электрических двигателей вагонов. Питающие кабели подключены 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, в результате чего в наиболее удаленных точках уменьшалась бы скорость движения вагонов.

Ток из контактного провода, протекая через обмотку электрического двигателя, возвращается на подстанцию по рельсам, соединенным с отрицательной шиной кабелями. Вполне понятно, что чем реже пункты отвода тока, тем хуже условия его возврата 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%-ного 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 существенную особенность: рельсы не изолированы от земли. Между любыми двумя точками рельсового пути существует разность потенциалов. Поэтому часть токов, протекающих по рельсам, отвлекается от них, проходит по земле и вновь попадает в рельсы. Количество тока, стекающего в землю, тем больше, чем хуже электропроводимость рельсов и их изоляции. При неисправном состоянии стыков с рельсов может отвлекаться до 30—40% протекающих по ним токов. Наиболее благоприятные условия для протекания токов в земле возникают в тех случаях, когда параллельно рельсам проложено металлическое сооружение, например

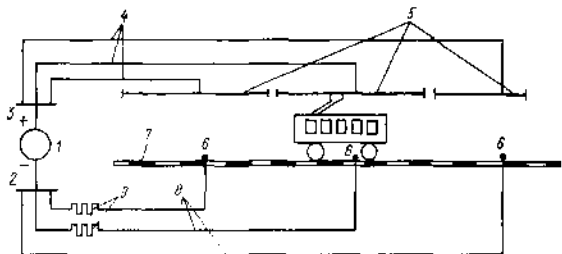


Рис. 6.1. Схема питания трамвайной сети.

1 — генератор тяговой подстанции; 2, 3 — щиты; 2 — стрижательный, 3 — волоконительный; 4 — питающие кабели; 6 — контактные провода; 6 — отсасывающие пункты; 7 — рельсовый путь; 8 — отсасывающие кабели; 8 — управляющие реостаты.

газопровод с поврежденной изоляцией, так как токи прежде всего текут по этому сооружению (рис. 6.2), обладающему меньшим электрическим сопротивлением.

В то же время такое размещение сооружений приводит к наиболее интенсивному разрушению его протекающими блуждающими токами. В анодной зоне происходит интенсивное разрушение металла труб (коррозия), причем в тем большей степени, чем большее количество тока стекнет в грунт. Установлено, что в результате прохождения тока силой 1 А в течение 1 года в электролит (в грунт) переносятся до 34 кг свинца и более 9 кг стали. Чем выше разность потенциалов между отдельными пунктами рельсовой сети (при прочих равных условиях), тем большая часть токов стекает в землю и тем интенсивнее проявляется воздействие блуждающих токов. В местах стекания токов с рельсов в грунт разрушается подшва рельсов.

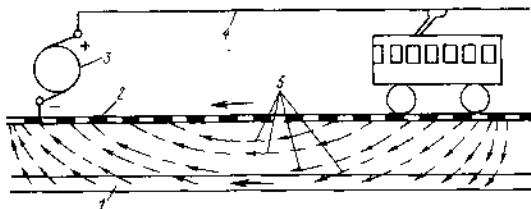


Рис. 6.2. Схема возникновения и распределения блуждающих токов.

1 — газопровод; 2 — рельс; 3 — тяговая подстанция; 4 — контактный провод; 6 — пути движения блуждающих токов.

Металлические подземные сооружения от блуждающих токов защищают активными (электрическими) методами, под которыми подразумевается создание на защищаемом сооружении (газопроводе) такого электрического режима, при котором коррозия сооружения прекращается. При прокладке газопровода в зоне влияния блуждающих токов от электрического рельсового транспорта в первую очередь принимают меры для уменьшения утечки токов с рельсовых путей в землю, а также проводят мероприятия по защите подземных газопроводов от проникновения в них блуждающих токов, что достигается главным образом за счет качественных изоляционных покрытий. Если же этого оказывается недостаточно, применяют такие электрические методы защиты, в результате которых ток или отводят с защищаемого сооружения с помощью различного рода дренажей, или нейтрализуют его воздействие с помощью катодных станций (катодная поляризация). Электрические методы защиты в сочетании с изоляционными покрытиями обеспечивают длительную сохранность подземных газопроводов и служат достаточно эффективным средством защиты.

6.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Стальные газопроводы, уложенные в землю, подлежат электрической защите во всех анодных и знакопеременных зонах независимо от КАГ. Все электрические методы защиты могут быть разделены на две основные группы:

- а) методы по отводу и нейтрализации блуждающих токов;
- б) методы защиты вне зоны блуждающих токов.

С помощью электрических защитных установок на газопроводах устраняются анодные и знакопеременные зоны и создаются защитные (отрицательные) потенциалы. Катодную поляризацию металлических подземных сооружений необходимо осуществлять так, чтобы создаваемые на всей их поверхности поляризационные защитные потенциалы (по абсолютной величине) были не менее 0,55 и не более 0,80 В по отношению к неполяризуемому водородному электроду, а также не менее — 0,85 и не более — 1,10 В — к медносulfатному в любой среде. Потенциал неполяризуемого медносulfатного электрода по отношению к стандартному электроду принят равным 0,3 В.

Измерение поляризационных потенциалов производится по методике, приведенной в прил. 2 к ГОСТ 9.015—74*. Для этого на подземных газопроводах, проложенных на территории городов и других населенных пунктов, с интервалом между ними не более 200 м (вне территории населенных пунктов — не более 500 м), должны быть оборудованы контрольно-измерительные пункты. Кроме того, их следует предусматривать в местах пересечения газопроводов подземными металлическими инженерными сетями (кроме силовых электрокабелей) с рельсовыми путями электрифици-

дированного транспорта (при пересечении более двух рельсовых путей — по обе стороны пересечения), при переходе газопроводов через водные преграды шириной более 75 м.

Если на действующих газопроводах нет пунктов для измерения поляризационных потенциалов, катодную поляризацию можно осуществлять таким образом, чтобы значения потенциалов трубы по отношению к медносульфатному электроду сравнения (включающие поляризационную и омическую составляющие) находились в пределах от $-0,87$ до $-2,5$ В. Методика измерения приведена в прил. 3 к ГОСТ 9.015—74*.

Катодная поляризация подземных газопроводов должна осуществляться таким образом, чтобы исключить вредное влияние ее на соседние металлические сооружения:

а) уменьшение (по абсолютной величине) минимального или увеличение максимального защитного потенциала на соседних металлических сооружениях, имеющих катодную поляризацию, более чем на $0,1$ В;

б) опасность возникновения электрической коррозии на соседних подземных металлических сооружениях, ранее не требовавших защиты от нее.

Для защиты газопроводов от коррозии блуждающими токами могут быть применены дренажи, катодные станции, протекторы, изолирующие фланцы и вставки, а также перемычки на смежные металлические подземные сооружения. Выбор того или иного способа защиты зависит от конкретных условий и в большинстве случаев определяется путем экспериментального сравнения эффективности их действия. В тех случаях, когда одним из способов защиты не удается обеспечить защитные потенциалы на всех участках защищаемых газопроводов, применяют сочетание нескольких способов защиты.

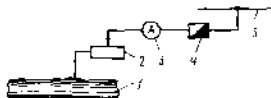
6.3.1. ЭЛЕКТРОДРЕНАЖНАЯ ЗАЩИТА

Электрический дренаж — это способ защиты подземного сооружения от коррозии блуждающими токами, заключающийся в отводе этих токов из анодной зоны защищаемого сооружения к их источнику (рельсовой сети или на отрицательную шину тяговой подстанции). С помощью дренажа обеспечивается самая дешевая защита: одной дренажной установкой достигают создания максимальной зоны защиты (до 5 км и более). Для защиты металлических подземных сооружений применимы три типа дренажей: прямой (простой), поляризованный и усиленный, два последних наиболее часто используемые.

Прямой дренаж (рис. 6.3) обладает двухсторонней проводимостью. Дренажный кабель можно присоединить только к отрицательной шине (или отсасывающему кабелю), когда исключена возможность стекания токов на защищаемое сооружение. Как правило, дренажные кабели к рельсам не присоединяют. Объясняется

Рис. 6.3. Схема прямого (простого) дренажа.

1 — зажигаемый газопровод; 2 — регулировочный редуктор; 3 — амперметр; 4 — предохранитель; 5 — отрицательная шина (отсасывающий кабель).



это тем, что при обрыве рельсового пути (при нарушении стыковых соединений и т. п.) на рельсах может возникнуть потенциал обратного, т. е. положительного знака, в связи с чем электрический ток большой силы потечет на газопровод. В этом основной недостаток прямых (простых) дренажей. Поэтому, несмотря на простоту, прямые дренажи на городских сетях не применяют.

Поляризованный дренаж (рис. 6.4), в отличие от прямого, обладает только односторонней проводимостью: от газопровода к источнику. При появлении положительного потенциала на рельсах дренажный кабель автоматически отключается. За счет этого представляется возможным присоединить его 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 дренажного кабеля следует обращать внимание на его мощность, чувствительность и надежность. Желательно также, чтобы он не требовал дополнительного источника питания. Наиболее распространенным для газопроводов в настоящее время является дренаж типа ПАД-3 силой тока до 500 А. Кроме того, в настоящее время разработаны новые конструкции преобразователей серии ПАД-1,2 и ПАД-3.

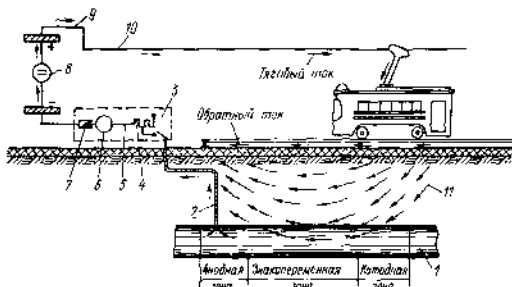


Рис. 6.4. Схема установки поляризованного дренажа.

1 — зажигаемый газопровод; 2 — дренажный кабель; 3 — дренажная установка (независимого типа); 4 — редуктор; 5 — вентиляемый (выпрямительный) элемент; 6 — генератор; 7 — предохранитель; 8 — генератор тяговой подстанции; 9 — фидер питания; 10 — контактный троллейный провод; 11 — путь движения блуждающих токов.

Дренажный автоматический преобразователь серии ПАД-1,2 предназначен для преобразования переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 300 В в плавно регулируемый выпрямленный ток, обеспечивающий защиту подземных металлических сооружений от коррозии блуждающими токами и автоматическое поддержание заданного потенциала на сооружениях в зонах неустойчивых анодных и знакопеременных потенциалов (согласно ГОСТ 15150—69 условия VI). Преобразователь серии ПАД-3 предназначен для дренажной защиты в зонах устойчивых анодных и знакопеременных потенциалов.

Преобразователи обеих серий предусмотрены для работы в следующих условиях:

Высота над уровнем моря, м, не более	1000
Температура воздуха, °С:	
при эксплуатации	—40÷+40
предельная	—50÷+45
Относительная влажность воздуха, %, не более:	
среднемесячная (за 6 мес) в наиболее теплый и влажный период при температуре 20 °С	80
верхнее значение для температуре 25 °С и более низкой, без конденсации влаги	98
Окружающая среда	Невзрывоопасная; не содержит агрессивных паров и газов в концентрациях, разрушающей металлы, имеет неизолирующее покрытие; не насыщена токсичнодействующей пылью и парами
Резкие толчки, сильная тряска	Отсутствуют
Рабочее положение в пространстве	Вертикальное, отклонение от вертикальной оси не более 5°

Преобразователи могут работать в условиях воздействия солнечной радиации, пыли и атмосферных осадков.

Усиленный дренаж применяют в тех случаях, когда на защищаемом сооружении остается опасная зона (положительный или знакопеременный потенциал по отношению к земле), а потенциал рельса в точке дренаирования тока выше потенциала газопровода или когда это экономически более выгодно по сравнению с увеличением сечения дренажного кабеля. В усиленном дренаже дополнительно в цепь включают источник ЭДС, позволяющий увеличить дренажный ток. Схема усиленного дренажа (рис. 6.5) предусматривает последовательное включение в дренажную сеть дополнительного источника постоянного тока (т. е. обычной катодной станции, о которой будет сказано ниже, заземлением здесь служат рельсы), чтобы увеличить отвод тока и обеспечить на газопроводе постоянный отрицательный потенциал. На газопроводах устанавливают дренажи типа ПДУ (преобразователь дренажный усиленный).

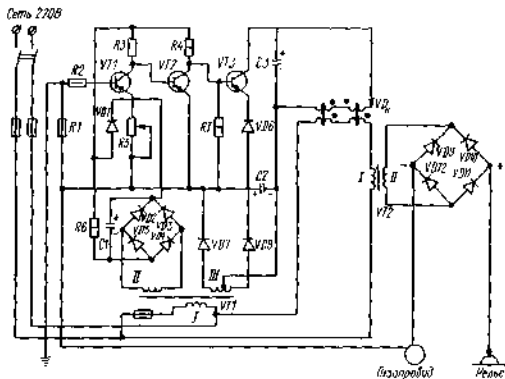


Рис. 6.5. Схема усиленного дренажа УД-АКХ.

В заключение необходимо отметить, что дренажная защита прежде всего характеризуется простотой. В настоящее время дренажи — наиболее желательный вид защиты от блуждающих токов электрифицированных железных дорог, которые в последнее время стали основными источниками возникновения этих токов. При этом отвод блуждающих токов осуществляется непосредственно на рельсы через дроссели. Однако Министерство путей сообщения весьма неохотно разрешает дренажное с отводом непосредственно на рельсы, особенно с помощью усиленных дренажей, так как при этом усиливается коррозия подошвы рельса, а кроме того, дренажи могут влиять на автоблокировку и сигнализацию. Во избежание нарушения последних дренажи следует оборудовать фильтрами. Разрешается подключать дренажные установки к рельсам не чаще чем через два дросселя, что, безусловно, усложняет применение дренажей, так как длина дренажного кабеля может оказаться очень большой. Электрическая защита с помощью дренажей должна осуществляться при минимальной силе дренажного тока.

6.3.2. КАТОДНАЯ ЗАЩИТА

Этот вид защиты заключается в катодной поляризации защищаемой металлической поверхности и в придании ей отрицательного потенциала относительно окружающей среды при помощи источника постоянного тока. Защищаемое сооружение играет

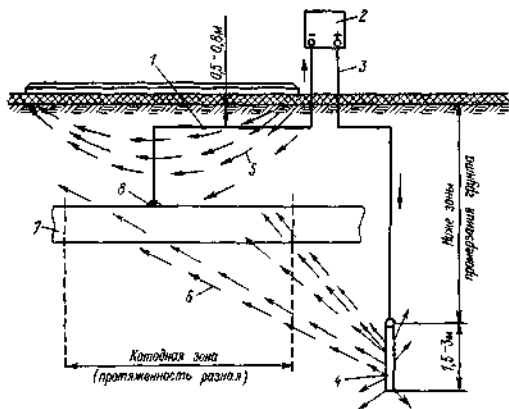


Рис. 6.6. Схема катодной защиты.

1 — дренажный кабель; 2 — источник постоянного тока; 3 — соединительный кабель; 4 — заземлитель (анод); 5 — пути движения токов; 6 — блуждающих, 6 — защитного в грунте; 7 — газопровод; 8 — точка дренирования.

роль анода. Отрицательный полюс источника тока присоединяется к газопроводу, а положительный — к заземлению (аноду). При этом постепенно разрушается анодное заземление, защищая газопровод. Этот вид применим для защиты от коррозии блуждающими токами и почвенной. Катодную защиту от блуждающих токов следует применять, когда устройство электрического дренажа нецелесообразно по технико-экономическим соображениям (требуется дренажный кабель большой длины и большого сечения). По указанным соображениям, а также из-за сложности согласования точек дренирования в городских условиях и сетях блуждающих токов катодная защита является основным видом защиты.

Эффективность действия катодной защиты зависит от состояния изоляционных покрытий. При хорошей изоляции сокращается расход электрической энергии и увеличивается протяженность защищенных участков металлических сооружений. По опыту эксплуатации катодных установок на газопроводах средний расход электрической энергии в год на одну станцию катодной защиты составляет 500—600 кВт·ч.

Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 6.6. 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 дре-

важному кабелю направляется к отрицательному полюсу источника. Таким образом, создается замкнутая цепь, по которой ток идет от анода через землю к газопроводу и далее по нему 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 помощью сечения 25—77 мм² (в зависимости от мощности станции).

При действии катодной защиты рекомендуются следующие потенциалы «газопровод—земля», В: максимально допустимые от почвенной коррозии 1,2—1,5; от коррозии блуждающими токами 2,5—9,0; минимальные защитные 0,85 (по отношению к медносульфатному электроду). Для защиты газопроводов применяют катодные станции типа ПСК и ПАСК. Мощность выпускаемых станций типа ПСК (преобразователь сетевой катодный) и ПАСК (преобразователь автоматический сетевой катодный) 0,3; 0,6; 2,0; 3,0; 5,0 кВт.

Преобразователи автоматический катодный ПАСК-1,2 и катодный ПСК предназначены для преобразования однофазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 220 В в плавно регулируемый выпрямленный ток, обеспечивающий катодную защиту подземных металлических сооружений от коррозии, причем ПАСК-1,2 используют в зонах знакопеременных потенциалов, ПСК — в зонах устойчивых потенциалов.

Оба вида преобразователей предназначены для работы в следующих условиях:

Высота над уровнем моря, м, не более	1000
Температура воздуха, °С:	
при эксплуатации	—40 ÷ +40
предельная	—50 ÷ +45
Относительная влажность воздуха, %, не более:	
среднемесячная (за 6 мес) в наиболее теплый и влажный период при температуре 20 °С	80
верхнее значение при температуре 25 °С и более низкой, без конденсации	98
Окружающая среда	Невзрывоопасная, не содержит агрессивных газов и паров в концентрации, разрушающей металл, имеющие изоляционное покрытие; не насыщена токовыводящей пылью и водяными парами
Резкие толчки, сильная тряска, удары	Отсутствуют
Рабочее положение в пространстве	Вертикальное, отклонение от вертикальной оси не более 5°

Преобразователь ПАСК-1,2 может работать в условиях воздействия солнечной радиации, пыли и атмосферных осадков. Пренум-

щество станций ПАСК заключается в обеспечении на газопроводе заданного потенциала, что очень важно при знакопеременном потенциале (от блуждающих токов). При этом увеличивается зона действия станции, а число их сокращается.

Заземлители (аноды) катодных установок обычно размещают от защищаемого газопровода в смежных с ним подземных металлических сооружениях на расстоянии от 15 до 100 м в зависимости от силы тока, стекающего с заземлителя, таким образом, чтобы на пути защитного тока (до газопровода) не встречались другие подземные сооружения, так как в противном случае этот ток будет оказывать на них вредное воздействие. В городских условиях размещение заземлителей — сложная задача, в связи с чем нередко приходится их делать распределенными (от одной установки несколько, но более мелких).

Катодные установки наиболее целесообразны для защиты газопроводов от почвенной коррозии. При устройстве катодной защиты от блуждающих токов редко удается одной установкой защитить газопроводы на значительном протяжении (несколько километров). Чаще всего в городских условиях одна катодная станция обеспечивает защиту газопровода протяженностью до 1000 м. На более значительные расстояния (2—3 км) действие этих установок эффективно при хорошей изоляции газопровода. Эксплуатация установок катодной защиты обходится значительно дороже, чем устройство дренажей из-за повышенного расхода электрической энергии. Обычно установки катодной защиты питаются от осветительной сети.

В качестве анодного заземления установок катодной защиты применяют железокремниевые, углеграфитовые, графитопластовые, стальные и чугунные электроды. Допускается использование стальных заземлителей с коксовой засыпкой в качестве активизатора. Анодное заземление по размещению рабочих электродов может быть вертикальным, горизонтальным, комбинированным; по форме электродов — трубчатым, стержневым, фасонным. Тип анодного заземления выбирают в зависимости от удельного сопротивления, глубины промерзания грунта, расположения других подземных металлических конструкций и местных условий.

Материалом для разрушающихся заземлений служат прошедшие в летодность трубы, рельсы, балки и т. п. При установке стальных электродов в коксовую засыпку скорость их разрушения составляет 3—4 кг/(А·год).

Железокремниевые электроды (табл. 6.7) обладают высокой коррозионной устойчивостью. При установке в коксовую засыпку скорость разрушения электродов из кремнистого чугуна зависит от плотности тока, стекающего с его поверхности, и составляет 0,2—1,1 кг/(А·год).

Наиболее экономичными являются заземлители из графитовых (графит марки Б) и угольных стержней и труб (табл. 6.8). Наиболее приемлемый наружный диаметр 75—96, длина до 1050 мм. Элек-

ТАБЛИЦА 6.7

Характеристика железокремневых анодов

Тип	Конструкция	Диаметр, диаметр, мм	Масса, кг	Площадь рабочей поверхности, см ²
АКО-1	Цилиндрическая отливка, армированная стальной зубной и стержнем	80, 1400	54	3600
АКО-2	То же, армированная стальным стержнем	80, 1500	52	3600
АКО-3	Винтовой анод, армированный стальным стержнем с лабиринтным уплотнением контакта	80, 1500	48	1950
АКО-4	То же, армированный стальной трубой	60, 1500—2000	30—40	3000—4000
АКО-5	Цилиндрическая отливка, армированная стальной трубой с лабиринтным уплотнением контакта	80, 1600	54	3600
АКО-6	То же, армированная стальной трубой	56, 1940	32	1760

ТАБЛИЦА 6.8

Характеристика графитовых электродов-заземлятелей

Тип	Конструкция	Применяется	
		Детали	Состав
ГЗ-1-57	С парезкой торца для вращивания графитированной головки	Графитированная головка	Формальдегидная смола с последующей термообработкой (в экзотических условиях)
ГЗ-2-57	Контакт в ниппеле	Ниппель	То же
ГЗ-1-56	Контактная трубка установлена в электроде	Электрод	»
ГЗ-1-55	Контактная трубка установлена в электроде; на боковой поверхности проточена канавка	Часть электрода, предназначенная для установки контактной трубки	Расплавленная смесь парафина (75—85%) с калцисолью (25—15%). Пропитка возможна в мастерских

троды большей длины получают путем сращивания их с помощью ниппелей.

Заземляющий электрод ЗКА-140 представляет собой стальной электрод с подключенным к нему проводником, упакованным вместе с активатором в мегаллический кожух. Активатором служит коксовая засыпка с удельным сопротивлением не более 0,2 Ом·м. Ниже приведена техническая характеристика стальных электродов:

Средняя скорость растворения, кг/(А·год)	3—4
Размеры, мм:	
диаметр электрода	40
длина электрода	1365
длина заземлителя ЭКА-140	1425
диаметр заземлителя	185
Масса, кг:	
электрода	8
заземлителя	40

Заземляющие электроды с активаторами ЭЖК-41-КА или ЭЖК-12-КА состоят из железокремниевоего электрода-заземлителя и активатора, заключенных в стальной кожух. Техническая характеристика их приведена ниже:

	ЭЖК-12-КА	ЭЖК-41-КА
Скорость растворения железокремниевоего электрода при средней плотности тока 8 А/м ² , кг/(А·год)	0,2 -1,2	0,2 -1,1
Размеры, мм:		
диаметр	225	240
длина	1450	1700
Масса, кг	60	110

Активатором служит коксовая засыпка с удельным сопротивлением не более 0,2 Ом·м.

Глубинный электрод представляет собой цилиндрическое тело, собранное из отдельных элементов, соединенных между собой при помощи резьбовых соединений. Глубинные аноды (35—75 м) наиболее эффективны в городских условиях, так как почти полностью исключают коррозионное влияние на смежные подземные сооружения. Зона защиты подземных сооружений этими электродами значительно больше, чем поверхностными. Они более приемлемы для грунтов с высоким удельным сопротивлением. Для глубинных заземлений рекомендуются электроды типа ЭКА, ЭЖК, ГЗ и др.

6.3.3. ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА

Протекторная защита является одной из разновидностей катодной. Необходимый для защиты ток получают за счет работы гальванического элемента, в котором роль катода выполняет металл защищаемого сооружения, анодом служит металл с более отрицательными, чем у защищаемого металла потенциалами, а электролитом — почва, окружающая газопровод и протектор.

Установка протекторной защиты должна состоять из одиночного протектора или их группы, активатора или заполнителя, соединительных проводов и клеммной коробки (в случае групповой установки протектора).

Протекторную защиту (поляризованные анодные протекторы) применяют для защиты подземных сооружений от коррозии, вызываемой блуждающими токами в анодных и знакопеременных зонах, когда сила блуждающих токов может быть скомпенсирована

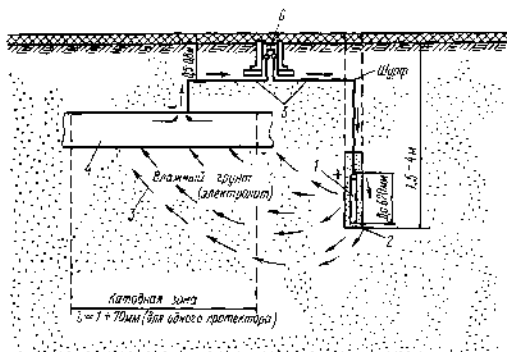


Рис. 6.7. Схема протекторной (электродной) защиты.

1 — протектор (электрод); 2 — заплата (соля + глина + вода); 3 — пути движения защитного тока в грунте; 4 — газопровод; 5 — соединительные кабели; 6 — контрольный пункт.

током протектора и обеспечивается требуемый защитный потенциал в соответствии с требованиями ГОСТ 9,015—74*. Протекторная защита заключается в присоединении к защищаемому сооружению металлических пластин или стержней (протекторов), обладающих более низким электрическим, чем металл сооружения, потенциалом (рис. 6.7). При этом суммарные потери металла не уменьшаются, а, наоборот, увеличиваются. Преимущество этого метода защиты заключается в том, что коррозия с более ценной и труднодоступной конструкции сооружения (газопровода) переносится на более дешевую и легковозобновляемую (на протектор).

Важнейшая характеристика протектора — отношение площади поверхности к его общей. Широко применяются промышленные протекторы из магниевых или алюминиевых сплавов. Типы и размеры магниевых протекторов приведены в табл. 6.9. Протекторы, упакованные вместе с порошкообразным активатором в хлопчатобумажный мешок, имеют следующие электрохимические параметры:

Марка сплава	Стандартный потенциал в активаторе (MCS), мВ	Практическая токоудерживающая способность, А·ч/кг
Мл16	1590	1100
Мл16ач	1620	1400

Во время хранения на складе и при транспортировке протектор дополнительно упаковывают в бумажный мешок, который снимают перед установкой протектора в грунт.

Характеристика магниевых протекторов

Тип	Размеры, мм		Масса, кг
	Диаметр	Длина	
ПМ5 (ПМ5У)	95 (165)	500 (580)	5 (16)
ПМ10 (ПМ10У)	120 (200)	600 (700)	10 (30)
ПМ20 (ПМ20У)	150 (240)	800 (900)	20 (60)

Примечание. В скобках приведены данные протекторов, упакованных с активатором. Активатор представляет собой смесь, %: элсомита (природный сернокислый магний) 25, строительного гипса (сернокислый кальций) 25, бензотитовой глины 50.

Эффективность протекторной защиты во многом зависит от правильного выбора материала протектора и среды, в которой последний находится. В настоящее время наиболее часто применяют магниевые, алюминиевые и цинковые протекторы и их сплавы. Протекторы на городских газовых сетях для защиты от блуждающих токов используют редко. Главное назначение их — дополнение к дренажной или катодной защите на удаленных (от установок) участках газопроводов, где указанными видами защиты положительные потенциалы снимаются не полностью. Протекторы широко применяют для защиты от почвенной коррозии подземных газопроводов и резервуаров со сжиженными углеводородными газами. Для защиты стальных резервуаров сжиженных газов от коррозии допускается предусматривать протекторы в качестве основных заземлителей защиты от прямых ударов молнии. При этом следует руководствоваться требованиями СН 305—77.

6.3.4. МЕДНОСУЛЬФАТНЫЕ ЭЛЕКТРОДЫ

Неполяризующийся медносульфатный электрод сравнения длительного действия типа МЭД-АКХ. Используется при измерениях разности потенциалов между подземными сооружениями и землей. Предназначен для контроля за коррозионным состоянием подземных сооружений круглогодично, независимо от сезонных измерений температуры, на протяжении ряда лет без смены или добавления электролита.

Электрод МЭД-АКХ состоит из керамического корпуса с пористым дном, заполненного электролитом повышенной вязкости, в котором установлен стержень из красной меди, соединительных контрольных проводников со штекерами и предохранительной трубки длиной до 1,5 м.

Применение МЭД-АКХ позволяет наряду с существенным повышением надежности системы контроля потенциалов значительно снизить трудоемкость измерительных работ.

Для измерения потенциалов изолированный проводник от подземного газопровода и свободный конец соединительного проводника от медного стержня электрода выводятся под ковер.

Неполяризующийся медносulfатный электрод сравнения длительного действия типа МЭД-АКХ с датчиком электрохимического потенциала. Используют для измерения разности потенциалов между металлическими подземными сооружениями и землей, а также поляризованного потенциала стальных подземных сооружений, защищаемых от коррозии методом катодной поляризации. Электрод предназначен для непрерывного контроля за коррозионным состоянием подземных сооружений. Его применение также позволяет существенно повысить надежность системы контроля и значительно снизить трудоемкость измерительных работ.

6.3.5. ИЗОЛИРУЮЩИЕ ФЛАНЦЕВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ И ВСТАВКИ

Изолирующие фланцевые соединения (ИФС) не являются самостоятельным средством защиты газопроводов от коррозии. Они используются совместно с устройствами электрохимической защиты.

Защита газопроводов с помощью ИФС и вставок заключается в том, что газопровод разбивают на отдельные участки, за счет чего уменьшается проводимость сооружения, а вместе с этим уменьшается и сила тока, протекающего по газопроводу. При разбивке газопровода на участки (секции) упрощается решение вопроса о защите их. Обычно ИФС (прокладки между фланцами из резины или эбонита) и вставки (из полиэтиленовых труб) применяют для отсечения различных подземных сооружений (газопровод и теплопровод в котельной, газопровод и водопровод в дом и т. п.) друг от друга, а также для разъединения сооружения по принадлежности.

Установка ИФС на газопроводах должна предусматриваться, как правило, на стояках вводных газопроводов к потребителям, где возможен электрический контакт газопровода с заземленными конструкциями и коммуникациями; на подземных и надземных переходах газопроводов через препятствия (на вертикальных участках), а также на вводах (и выводах) газопроводов в ГРС, ГРП, ГРУ.

Для контроля за электрическим состоянием газопроводов с каждой стороны от ИФС или вставки устанавливают контрольные проводники и выводят их на поверхность. Необходимо иметь в виду, что диэлектрические вставки уменьшают плотность газопроводов, особенно высоких и среднего давления, и что они коррозию не устраняют, а только уменьшают и рассредоточивают ее по длине.

Для измерения электрических потенциалов газопроводов допускается применять задвижки, вводы, конденсаторосборники, отключающие устройства и другое оборудование и сооружения на газопроводах.

Фланцевые соединения на подземных газопроводах (в колодцах) должны быть зашунтированы постоянными разъемными элект-

троперемычками. Контактные соединения перемычек следует предусматривать вне колодцев.

При электрохимической защите подземных газопроводов, размещенных на расстоянии менее 5 м (в том числе и на пересечениях), должно предусматриваться устройство потенциально уравновешивающих электрических перемычек.

6.3.6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПЕРЕМЫЧКИ, УСТАНОВЛИВАЕМЫЕ НА СМЕЖНЫЕ ЭЛЕКТРОМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Этот способ защиты применяют в тех случаях, когда на одном сооружении имеются положительные потенциалы (анодная зона), а на другом — отрицательные (катодная зона) и электрическое объединение этих сооружений при помощи перемычек приводит к тому, что на обоих сооружениях устанавливаются отрицательные потенциалы. Такие перемычки применяют, в частности, для объединения городских и магистральных (дальних) газопроводов, а также при прокладке по одной улице или в одном районе газопроводов различного давления, например высокого и низкого. Широко практикуются перемычки при совместной защите различных сооружений. Электрические перемычки между газопроводами, выполненные из полосовой стали, должны иметь изоляционные покрытия весьма усиленного типа.

6.4. ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА НАДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Надземные газопроводы следует защищать от атмосферной коррозии лакокрасочными покрытиями, состоящими из двух слоев грунтовки и двух слоев краски, эмали или лака, выдерживающими температурные изменения и влияние атмосферных осадков. Рекомендуемое сочетание грунтовок и красителей с растворителями приведено в табл. 6.10, 6.11. При окраске труб эмалями или лаками следует добавлять 10—15% алюминиевой пудры ПАК-3 или ПАК-4

ТАБЛИЦА 6.10

Сочетание грунтовок и растворителей к ним для покрытия надземных газопроводов

Рекомендуемые сочетания		Рабочая вязкость по ВЗ-4, с	
Грунтовка	Дополнительный растворитель	Для распылителя	Для кисти
ФЛ-03К	Сольвент каменно-угольный	20—22	25—35
ФЛ-013	То же	20—22	25—35
ХС-010	Р-4	17—19	25—35
ВЛ-018	РФГ-1	25—30	30—50
ЭП-00-10	Р-4	20—22	40—60
Э-4920	Р-4	20—22	25—30

**Сочетание лаков, эмалей и растворителей к ним
для покрытия надземных газопроводов**

Рекомендуемые сочетания		Рабочая вязкость по ВЭ-4, с	
Эмаль и лак	Дополнительный растворитель	Для распылителя	Для кисти
Эмаль ХВ-125	Р-4	17—19	25—35
Эмаль ХВ-124	Р-4	17—19	25—35
Эмаль ХСЛ	Р-4	17—19	25—35
Лак ПФ-170	Сольвент каменно-угольный	17—19	35—40

(по ГОСТ 5494—71Е). Марка грунтовки или лака, или эмали выбирается в соответствии с типовыми технологическими инструкциями по лакокрасочным покрытиям.

Прокладки и подкладки для изоляции газопроводов от металлических конструкций должны изготавливаться из полиэтилена (по ГОСТ 16338—85*Е и ГОСТ 16337—77Е) или других материалов, равноценных ему по изоляционным свойствам.

Все газопроводы, находящиеся внутри зданий, на наружных установках и коммуникациях, эстакадах и в подземных каналах, для быстрого их обнаружения должны быть окрашены в желтый цвет. Опызнавательную окраску следует выполнять сплошной по всей поверхности или отдельными участками в соответствии с ГОСТ 14202—69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опызнавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ

7.1. НАЗНАЧЕНИЕ, КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ

Газовое топливо должно подаваться потребителям под определенным давлением в зависимости от условий его использования (в частности, от принятого давления перед приборами, агрегатами и т. д.). Газосбытовая организация обязана обеспечивать требуемое давление в газораспределительных сетях и на входе у потребителей. Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ) предназначены для снижения давления газа, поступающего к потребителю, до необходимого, и автоматического поддержания его постоянным независимо от расхода газа и колебания его давления до ГРП (ГРУ). Кроме того, на ГРП (ГРУ) осуществляют очистку газа от механических примесей, контроль за входным и выходным давлением и температурой газа, учет расхода (в случае отсутствия специального пункта измерения расхода), предохранение от возможного повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода сверх допустимых пределов.

В зависимости от входного давления различают ГРП и ГРУ среднего (до 3 МПа) и высокого давления (от 0,3 до 1,2 МПа). По значению ГРП могут быть общегородскими, районными, квартальными и объектовыми.

В соответствии с назначением в состав ГРП и ГРУ входят следующие элементы:

1) регулятор давления (РД), понижающий давление газа и поддерживающий его на заданном уровне независимо от расхода газа и изменения входного давления;

2) предохранительное запорное устройство (ПЗУ), прекращающее подачу газа при повышении или понижении его давления после регулятора сверх заданного;

3) предохранительное сбросное устройство (ПСУ), сбрасывающее излишки газа из газопровода после регулятора, чтобы давление газа не превысило заданного;

4) фильтр для очистки газа от механических примесей;

5) контрольно-измерительные приборы (КИП) для измерения давления (манометры), перепада давления на фильтре (дифманометры), учета расхода газа (расходомеры), температуры газа (термометры);

6) импульсный и сбросной трубопроводы;

7) запорные устройства (задвижки, краны);

8) обводной газопровод (байпас) для снабжения газом потребителей в период ревизии и ремонта. На байпасе следует предусматривать установку последовательно двух отключающих устройств. Для ГРП с входным давлением более 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 м³/ч вместо байпаса можно устраивать дополнительную резервную нитку. Диаметр байпаса должен быть не менее диаметра седла РД.

При компоновке оборудования ГРП и ГРУ необходимо обеспечивать возможность доступа к оборудованию для монтажа, обслуживания и ремонта. Расстояние между параллельными рядами оборудования в свету должно быть не менее 0,4 м; ширина основного прохода в помещении ГРП и со стороны обслуживания ГРУ — не менее 0,8 м. При размещении оборудования на высоте более 1,5 м необходимо устраивать площадки с лестницами, огражденными перилами.

Установка арматуры, оборудования, а также устройство фланцевых и резьбовых соединений в каналах не допускается. При проходе газопроводов и других инженерных коммуникаций через наружные стены и фундаменты ГРП следует тщательно уплотнять пространство между футляром и стеной на всю толщину пересекемой конструкции. На подземных вводах необходимо предусматривать конструктивные решения по защите газопроводов от повреждений при осадке здания. При монтаже газопроводов в ГРП и ГРУ можно использовать только гнутые или крутоизогнутые штампованные отводы.

В ГРП и ГРУ следует предусматривать продувочные и сбросные трубопроводы. Эти трубопроводы необходимо выводить наружу в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеяния газа, но не менее чем на 1 м выше карниза здания. Условный диаметр продувочного трубопровода должен быть не менее 20 мм; сбросного, отводящего газ от ПСК, — равен условному диаметру выходного патрубка клапана, но не менее 20 мм. Допускается объединять продувочные трубопроводы одинакового давления в общий продувочный трубопровод. Продувочные и сбросные трубопроводы должны иметь минимальное число поворотов. На концах трубопроводов следует предусматривать устройства, исключающие попадание в них атмосферных осадков.

7.2. РАЗМЕЩЕНИЕ ГРП

Газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ) в зависимости от давления газа на их вводе подразделяют на ГРП и ГРУ среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа) и высокого давления (свыше 0,3 до 1,2 МПа). В соответствии со СНиП 2.04.08—87 ГРП в зависимости от назначения и технической целесообразности могут размещаться в отдельно стоящих зданиях; в пристройках к зданиям; встроенными в одноэтажные производ-

ТАБЛИЦА 7.1

**Максимально допустимые расстояния от отдельно стоящих ГРП
до зданий и сооружений**

Давление газа на входе в ГРП, МПа	Расстояния в свету (по горизонтали), м, до			
	зданий и сооружений	железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	автомобильных дорог (до обочины)	воздушной линии электропередач
До 0,6	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры То же
Свыше 0,6 до 1,2	15	15	8	

ственные здания или котельные; в шкафах на наружных стенах газифицируемых зданий или на отдельно стоящих опорах из негорючих материалов; на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости с негорючим утеплителем; на открытых огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий, если климатические условия позволяют обеспечить нормальную работу технологического оборудования и контрольно-измерительных приборов. Запрещается размещать ГРП в подвальных и цокольных помещениях зданий любого назначения, а также встроенными и пристроенными к жилым и общественным зданиям (кроме зданий производственного характера).

Отдельно стоящие ГРП (включая шкафы, устанавливаемые на опорах) в населенных пунктах следует размещать в зоне зеленых насаждений, внутри жилых кварталов, на территории промышленных и других предприятий производственного характера в соответствии с требованиями СНиП II—89—80. При этом расстояния от ГРП до зданий и сооружений должны быть не менее указанных в табл. 7.1 и измеряться от наружных стен здания или шкафа ГРП, а при расположении оборудования на открытой площадке — от края ограждения.

При установке шкафов ГРП с давлением газа на входе до 0,3 МПа, устанавливаемых на стене здания, расстояние от шкафа до окна, двери и других проемов по горизонтали не должно составлять менее 3 м и не менее 5 м при давлении газа на входе свыше 0,3 до 0,6 МПа. Расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

К строениям или пристройкам к зданиям промышленных предприятий, предназначенным для размещения отдельно стоящих ГРП, предъявляются те же требования, что и к взрывопожароопасным производствам категории: они должны быть одноэтажными, I и II степени огнестойкости с совмещенной кровлей. Швы сопряжения кирпичных стен и фундаментов всех помещений ГРП должны быть перевязаны. Производственные здания, в которых

проектируется размещение встроенных ГРП, должны иметь I и II степень огнестойкости, а пристройки примыкать к зданиям со стороны глухой противопожарной газонепроницаемой стены и иметь самостоятельный выход. Стены, разделяющие помещение ГРП, следует предусматривать противопожарными I типа и газонепроницаемыми. Разделяющие стены из кирпича необходимо оштукатуривать с двух сторон. Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах, а также в стенах, к которым пристраивается ГРП, недопустимо.

ГРП с входным давлением газа свыше 0,6 МПа допускается пристраивать к производственным зданиям, в том числе котельным и ниже I и II степени огнестойкости с помещениями категорий Г и Д, где использование газа указанного давления необходимо по условиям технологии. ГРП с давлением газа на входе не более 0,6 МПа, предназначенные для газоснабжения коммунальных предприятий (бань, прачечных, предприятий химчистки и др.) и отопительных котельных, расположенных в отдельно стоящих зданиях, можно пристраивать к производственным зданиям не ниже I и II степени огнестойкости (также категорий Г и Д).

Шкафные ГРП могут устанавливаться на наружных стенах газифицируемых зданий не ниже III степени огнестойкости (кроме стен из панелей с металлической обшивкой и сгораемым утеплителем) промышленных (в том числе котельных), предприятий сельскохозяйственных и бытового обслуживания производственного характера при давлении газа на вводе в ГРП до 0,6 МПа.

На вводах и выводах газопроводов из ГРП отключающие устройства перед ГРП допускается не предусматривать, если имеющиеся на отводе от распределительного газопровода отключающие устройства находятся от ГРП на расстоянии не более 100 м. На промышленных и коммунальных предприятиях с односторонним питанием газом отключающее устройство после ГРП можно не устанавливать.

Отключающие устройства в ГРП, размещаемых в пристройках к зданиям, и в шкафных ГРП допускается устанавливать на наружных надземных газопроводах на расстоянии менее 5 м от ГРП в удобном для обслуживания месте.

Для обеспечения нормальной работы регулирующего оборудования и контрольно-измерительных приборов в зимнее время внутри помещения ГРП необходимо поддерживать положительную температуру (не менее 5 °С). Отопление ГРП может быть водяным или паровым как от централизованного источника тепла, так и от индивидуальной отопительной установки. Максимальная температура теплоносителя не должна превышать 130 °С. При устройстве в ГРП местного отопления отопительную установку следует размещать в изолированном помещении, имеющем самостоятельный выход и отделенном от технологического, а также от других помещений ГРП глухими газонепроницаемыми и противопожарными стенами с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч. Труба

подводки газа к отопительному котлу и трубы системы отопления при проходе через стену помещения регуляторов должны иметь сальниковые уплотнения. Для обогрева шкафных ГРП допускается использовать газовые горелки при условии обеспечения взрывопожаробезопасности.

Все помещения ГРП необходимо оборудовать постоянно действующей вентиляцией, обеспечивающей не менее чем 3-кратный воздухообмен в 1 ч.

Все помещения ГРП должны иметь естественное и искусственное освещение. Электрооборудование ГРП проектируется в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) Минэнерго СССР. Электроосвещение должно быть внутренним во взрывозащищенном исполнении или наружным (типа «кососвет») — в нормальном исполнении. Электрические распределительные устройства и другое электрооборудование в нормальном исполнении следует располагать вне помещений ГРП в специальном шкафчике или в смежном помещении, предназначенном для отопительной установки либо приборов телемеханики. Металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, должны быть заземлены.

Необходимость устройства молниезащиты ГРП определяется «Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (СН 305—77). Импульсное сопротивление заземлителя растеканию не должно превышать 10 Ом. Для защиты от молний ГРП должны быть оборудованы стержневым молниеотводом, устанавливаемым на стене здания, и заземляющим устройством. Заземляющее устройство выполняют из полосовой стали. Оно состоит из внутреннего и наружного контуров, соединенных между собой сваркой. Внутренний контур заземления прокладывают по стенам здания на высоте 0,5 м от пола, внешний — в земле на глубине 0,5 м от поверхности земли и на расстоянии 1 м от фундамента.

При наличии телефонной связи телефонный аппарат устанавливается в подсобном помещении ГРП или снаружи здания в запирающемся ящике. Телефонный аппарат во взрывозащищенном исполнении может быть установлен непосредственно в помещении регулятора.

Строительство, монтаж и эксплуатация отдельно стоящих ГРП осуществляются в соответствии с типовым проектом «Пункты газорегуляторные отдельно стоящие для снижения давления газа», разработанным Мосгазипроектом.

Архитектурно-строительной частью проекта предусмотрено сооружение зданий с пристройкой или без нее, с блочными или кирпичными стенами. В пристройке могут быть размещены местное газовое отопительное оборудование или элеваторный узел от теплосети с $t_{н.в} = 110^\circ\text{C}$, приборы телемеханизации.

По числу линий регулирования различают две группы ГРП:

1-я группа — одна линия регулирования с одним регулятором давления (одноступенчатое регулирование) или с двумя последовательно расположенными регуляторами давления (двухступенчатое регулирование);

Основные технико-экономические показатели ГРП

Номер выпуска и ГРП с данной технологической частью	Наименование выпуска	Число линий регулирования	Число ступеней регулирования	Регулятор давления газа
1	Технологическая линия с регулятором РД-50М, с учетом расхода газа	1	1	РД-50М
2	Технологическая линия с регулятором РДБК-50, с учетом расхода газа	1	1	РДБК-50
3	То же, без учета расхода газа	1	1	РДБК-50
4	Технологическая линия с регулятором РДБК-100, с учетом расхода газа	1	1	РДБК-100
5	То же, без учета расхода газа	1	1	РДБК-100
6	Технологическая линия с регулятором РДУК2-200, с учетом расхода газа	1	1	РДУК2-200
7	То же, без учета расхода газа	1	1	РДУК2-200
8	Технологическая линия с регуляторами РДБК-50 и РДБК-100, с учетом расхода газа	1	2	РДБК-50, РДБК-100
9	То же, без учета расхода газа	1	2	РДБК-50, РДБК-100
10	Технологическая линия с регуляторами РДУК2-200 и РДУК2-100, с учетом расхода газа	1	2	РДУК2-100, РДУК2-200
11	Две технологические линии с регуляторами РДБК-100 и РДБК-50, без учета расхода газа	2	1	РДБК-100, РДБК-50
12	Две технологические линии с регуляторами РДБК-100 с учетом расхода газа (в том числе одна резервная)	2	1	РДБК-100
13	Две технологические линии с регуляторами РДУК2-200, с учетом расхода газа (в том числе одна резервная)	2	1	РДУК2-200
14	Две технологические линии с регуляторами РДБК-50 и -100, с учетом расхода газа	2	1	РДБК-50, РДБК-100
15	Две технологические линии с регуляторами РДУК2-100 и -200, с учетом расхода газа	2	1	РДУК2-100, РДУК2-200

* Указанная сметная стоимость ориентировочная, так как она зависит от входного представляющего собой блочное здание с пристройкой; 2 — то же, кирпичное; 3 — блок

** В скобках указан пропуск газа при $\sigma_{из} = 3,0$ МПа.

2-я группа — две параллельно расположенные линии регулирования с одним регулятором давления на каждой линии. Эта группа подразделяется на две подгруппы:

а) две линии регулирования с одним регулятором давления на каждой линии, но с одним выходным газопроводом из ГРП. Одна линия является резервной для подачи газа одному потребителю;

б) две линии регулирования с одним регулятором давления на каждой линии. Подачу газа двум потребителям следует осуществлять по следующим вариантам.

по типовому проекту Мосгазипроекта

Наличие учета расхода газа	Размеры помещения, где размещено технологическое оборудование, м	Сметная стоимость строительства ГРП, тыс. руб *				Пропускная способность, м ³ /ч, при P _{вх} ... 1,2 МПа (0,6 МПа) и P _{вых} = 0,3 МПа
		1	2	3	4	
Есть	3,7×3,0	—	7,01	—	5,76	600 (400) **
»	3,7×3,0	—	8,0	—	6,74	5 000 (2 700)
Нет	3,7×3,0	—	6,62	—	5,56	5 000 (2 700)
Есть	6,5×4,4	12,70	12,33	10,56	10,13	16 000 (8 600)
Нет	6,5×4,4	10,04	9,67	7,90	7,47	16 000 (8 600)
Есть	6,5×7,0	15,00	14,63	12,74	12,05	38 000 (20 500)
Нет	6,5×4,4	11,83	11,46	9,49	9,25	38 000 (20 500)
Есть	6,5×4,4	12,08	11,71	9,94	9,51	5 000
Нет	3,7×3,0	—	7,17	—	5,91	5 000
Есть	6,5×4,4	12,50	12,22	10,45	10,02	16 000
Нет	6,5×4,4	11,35	10,98	9,21	8,78	14 000 (2 000)
Есть	6,5×7,0	14,45	13,99	12,10	11,51	14 000
»	6,5×10,0	19,72	19,29	16,87	15,86	38 000 (20 500)
»	6,5×7,0	17,23	16,77	14,28	14,29	5 000 (2 700) 16 000 (8 600)
»	6,5×10,0	21,44	21,01	18,59	17,58	16 000 (8 600) 38 000 (20 500)

* — выходного давления газа и видов отопления; 1 — сметная стоимость сооружения ГРП, без здания без приборов; 2 — то же, карточное.

1. Одна технологическая линия (одноступенчатое регулирование) с регуляторами:

а) РД-50М и РДБК-50 — для промышленных, а также расположенных в отдельно стоящих зданиях отопительных и производственных котельных, коммунальных и сельскохозяйственных предприятий (бани, фабрики-прачечные, фабрики-химчистки, хлебопекарни и др.), встроенных в здания, а также для населенных пунктов;

б) РДБК-100 и РДУК2-200 — для промышленных предприятий, а при входном давлении до ≈0,6 МПа — для крупных населенных пунктов.

2. Одна технологическая линия (двухступенчатое регулирование) с регуляторами РДБК-50, РДБК-100 и РДУК2-200 при входном давлении свыше 0,6 до 1,2 МПа и выходном — низком — для общественных зданий, предприятий бытового обслуживания (прачечные, парикмахерские, ателье и др.), а также для городских и сельских населенных пунктов.

3. Две технологические линии с регуляторами РДБК-100 (в том числе одна резервная) — для одного потребителя газа, с регуляторами давления РДБК-100 и РДУК2-200 — для объектов, не допускающих по условиям производства перепадов в подаче газа, и для тупиковых городских сетей. Этот вариант даст возможность перевести работу ГРП (в случае выхода из строя одной из двух линий) с одной линии на другую.

4. Две технологические линии (два потребителя газа) с регуляторами: а) РДУК2-50 и РДУК2-100 — для промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятий, а при входном давлении до 0,6 МПа — для населенных пунктов;

б) РДУК2-100 и РДУК2-200 — для промышленных и коммунальных предприятий.

Организация технологического контроля и выбор необходимых приборов авторами проекта предложены в соответствии с требованиями СНиП 2.04.08—87 по следующим параметрам.

1. Параметры, наблюдаемые за которыми необходимо для правильного ведения установленных режимов, — по показывающим приборам.

2. Учет расхода газа для коммерческого расчета или анализа работы оборудования — самопишущими приборами.

К первой группе параметров относится давление газа. Давление от 1,2 до 0,02 МПа следует измерять техническим манометром типа ОБМ1-160, а от 0,02 МПа и ниже — напоромером показывающим типа НМП-52 и самопишущим типа КС-712.

Ко второй группе параметров относятся расход, давление и температура газа перед диафрагмой и перепад давления на фильтре. Температуру газа следует измерять самопишущим манометрическим термометром, устанавливаемым на стене (у места установки термобаллона); расход газа — прибором, состоящим из диафрагмы и двух дифманометров сильфонных записывающих. Двойной комплект дифманометров необходим при значительных (менее 30% от Q_{\max}) колебаниях расхода газа. Подбор дифманометров и диафрагмы должен производиться в соответствии с требованиями «Правил измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами» РД 50—213—80.

При разработке проекта газоснабжения объекта, где применяется указанный проект, необходимо выполнить следующее.

1. При разработке технического проекта газоснабжения объекта:

— в пояснительной записке привести технические данные о выбранном ГРП, характеристике применяемого газа, давлении его на входе в ГРП и выходе из него, о расходе газа с учетом перспективы, о необходимости учета расхода газа, выбора площадки для размещения ГРП;

— в состав проекта необходимо включить альбом технологической части, чертежи общих видов, архитектурно-строительных решений, отопления, вентиляции, электротехнической части и связи выбранного ГРП и здания ГРП.

2. При разработке рабочих чертежей после согласования технического проекта или разработке технорабочего проекта:

— в пояснительной записке привести технические данные о выбранном ГРП, характеристике применяемого газа, давлении его на входе в ГРП и выходе из него, о расходе газа, помещении, где расположены регуляторы давления, отопительное оборудование;

— в состав проекта необходимо включить альбомы технологической части, архитектурно-строительных решений, отопления и вентиляции, электротехнической части и связи выбранного ГРП и здания ГРП, а также соответствующие альбомы типовых конструкций.

Некоторые технико-экономические показатели ГРП по указанному типовому проекту приведены в табл. 7.2.

7.3. РАЗМЕЩЕНИЕ ГРУ

Размещать ГРУ следует в газифицируемых зданиях, как правило, вблизи от ввода газопровода, непосредственно в помещениях котельных и цехов, где находятся агрегаты, или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми проемами и имеющих не менее чем 3-кратный воздухообмен в 1 ч. Устройство ГРУ в помещениях категорий А, Б, В и под лестничными маршами не допускается. При этом в одном здании должна быть размещена, как правило, одна ГРУ.

Подача газа от одной ГРУ к тепловым агрегатам, расположенным в других помещениях отдельно стоящих зданий, не допускается. Питание газом агрегатов, расположенных в других помещениях здания, допустимо от одной ГРУ, если агрегаты работают при одинаковых давлениях газа и к ним обеспечен круглосуточный доступ обслуживающего персонала газовой службы.

Если тепловые агрегаты, расположенные в одном или разных помещениях одного здания, работают на разных режимах давления газа, нужно оборудовать несколько ГРУ. Две и более ГРУ для газоснабжения агрегатов, находящиеся в одном здании (помещении) и работающие на одинаковых режимах давления газа, можно размещать в цехах с расходом газа более 1000 м³/ч и больших по протяженности (цеха обжига цементного клинкера, стекловаренный, литейные и др.).

Можно размещать ГРУ с давлением газа на вводе от 0,6 до 1,2 МПа непосредственно в помещениях только тех цехов, где такое давление газа необходимо по условиям технологии производства.

При размещении ГРУ следует выполнять следующие требования: здания ГРУ должны быть не ниже III степени огнестойкости с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям Г и Д; оборудование ГРУ, к которому возможен доступ лиц, не связанных с эксплуатацией негорюемых материалов, должно быть защищено от механических повреждений, а место расположения ГРУ освещено; помещение ГРУ должно быть оборудовано постоянно действующей приточно-вытяжной естественной вентиляцией.

Газорегуляторные установки проектируются, монтируются и эксплуатируются в соответствии с требованиями типового проекта, разработанного Мосгазипроект «Газорегуляторные установки (ГРУ) для подачи газа к газифицируемому оборудованию». В указанном проекте предусмотрен ряд вариантов ГРУ, отличающихся друг от друга пропускной способностью и способом учета расхода газа. Размещение оборудования и ГРУ может быть линейным и Г-образным. Указанный типовый проект состоит из трех выпусков.

Выпуск 1 — ГРУ с хозрасчетным учетом расхода газа счетчиком.

Выпуск 2 — ГРУ с хозрасчетным учетом расхода газа диафрагмой.

Выпуск 3 — ГРУ с контрольным учетом расхода газа диафрагмой.

7.4. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

В системах распределения газа регуляторы давления устанавливают на ГРС, ГРП и ГРУ, обеспечивающих газоснабжение всех потребителей газа — от крупных промышленных предприятий до газифицированной квартиры. Кроме того, регуляторы давления могут быть применены непосредственно на различных газовых агрегатах для обеспечения нормальной работы горелочных устройств и приборов автоматики.

Регулятор давления (далее регулятор) — это устройство, предназначенное для автоматического снижения и поддержания давления газа на определенном, заранее заданном уровне. Регулирование осуществляют изменением протекающего через регулирующий клапан количества газа. По принципу работы различают регуляторы прямого и непрямого действия. В качестве дроссельного органа применяют одно- или двухседельные клапаны, а также заслонки. Управляющие элементы регуляторов могут быть грузовыми, пружинными, пневматическими, гидравлическими, а конструкции импульсных элементов — мембранными, сильфонными или поршневыми.

В регуляторах давления прямого действия управляющий (чувствительный) элемент воспринимает измерительный импульс (изменение регулируемого давления) и непосредственно перемещает регулирующий клапан (дроссельный орган). Чувствительный элемент этого регулятора, выполняющий одновременно функции приводного органа, по конструктивному исполнению бывает мембранным и поршневым. По характеру задающего на чувствительный элемент воздействия регуляторы подразделяют на грузовые, пружинные и пневматические. Важнейшие положительные качества регуляторов прямого действия — простота конструкции и широкий диапазон регулирования по расходу, что позволяет сократить число типоразмеров клапанов. У регуляторов давления прямого действия перемещение дроссельного органа начинается только после изменения регулируемого давления и создания им усилия, достаточного для преодоления сил трения в подвижных соединениях регулятора.

В регуляторах непрямого действия воспринимаемый измерительный импульс усиливается и преобразуется в командный, который подается на привод исполнительного механизма, т. е. перестановка дроссельного органа происходит при помощи энергии, полученной от постороннего источника. Регуляторы давления непрямого действия разделяются на приборные и пилотные. Приборные регуляторы состоят из исполнительного механизма, в качестве которых чаще всего используют регулирующие клапаны или заслонки, и командного прибора, собственно регулятора, со стандартным командным выходом. Командные приборы в зависимости от типа системы могут иметь пневматический, гидравлический

или электрический выход со стандартными пределами изменения давления, силы тока или напряжения. Унификация командных выходов и широкая номенклатура командных приборов и исполнительных механизмов позволяют выполнять системы автоматического регулирования по любым параметрам. Для питания усилителей используют посторонний источник энергии либо энергию транспортируемого газа. В пилотных регуляторах непрямого действия усилитель — регулятор управления, рассчитанный на работу только с данным исполнительным механизмом, имеющим специфические пределы выходного давления. Для питания регуляторов управления используется только энергия транспортируемого газа.

Регулирование давления протекает следующим образом. При отклонении конечного давления от заданного изменяется положение чувствительного элемента привода, который непосредственно или через передаточные механизмы осуществляет требуемое изменение проходного сечения дроссельного органа, в результате чего происходит восстановление нарушенного равновесия между приходом и расходом газа. Теоретически чувствительный орган каждый раз после восстановления нарушенного равновесия возвращается в исходное положение. В действительности этого не наблюдается из-за неизбежной нечувствительности, возникающей в результате трения и инерционных усилий подвижных частей, вызывающих запаздывание закрытия и открытия клапана. Поэтому при регулировании происходит чередующееся переполнение и опорожнение газопровода, а следовательно, и отклонение давления от заданного. Таким образом, регулирование давления — колебательный процесс, характеризующийся периодом, частотой и амплитудой колебаний. Если колебание регулируемого давления протекает с возрастанием амплитуды, то процесс регулирования неустойчив. Степень неравномерности регулирования — отношение разности между максимальным и минимальным регулируемым давлением к его среднему значению. Она зависит от конструкции и схемы регулятора и определяет его статическую характеристику.

вне зависимости от принципа действия регуляторы должны обеспечивать устойчивое регулирование. Это происходит тогда, когда регулируемое давление совершает затухающие или гармонические незатухающие колебания с постоянной малой амплитудой. Колебание регулируемого (выходного) давления газа не должно превышать $\pm 10\%$ (без перенастройки при изменении расхода газа во всем диапазоне регулирования), а входного давления (до регулятора) $\pm 25\%$. Минимальный регулируемый расход газа для односедельных клапанов должен быть не более 2, для двухседельных клапанов — не более 4% от максимального расхода. Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые затворы двухседельных клапанов допускается не более 0,1% от номинального расхода, для односедельного клапана она вообще не допускается.

Регуляторы давления должны поставляться со сменными пружинами или грузами, обеспечивающими настройку выходного давления в пределах заданного диапазона, а также по требованию заказчика, со сменными клапанами и седлами, допускающими изменение настройки регулятора по пропускной способности в пределах данного диапазона.

В связи с тем, что регуляторы не имеют постоянного обслуживающего персонала, надежность их работы имеет первостепенное значение. Важно также, чтобы она не зависела от постороннего источника энергии (электричества, сжатого воздуха, воды или массы под давлением). Обычно для этих целей используется энергия давления транспортируемого газа.

При работе регулятора давления исходят из того, что для нормальной работы в эксплуатационных условиях его расчетная пропускная способность должна составлять не более 80, а при минимальном расходе — не менее 10% от максимальной пропускной способности при заданных выходном и входном давлении, т. е. необходимо, чтобы регулятор обеспечивал заданное регулирование при малых (минимальных) расходах. Это требование особенно важно для регуляторов, применяемых для газоснабжения бытовых потребителей, у которых расход газа резко меняется во времени, в частности в ночное время бывает минимальным. Для регулирования минимальных расходов рекомендуется использовать односедельные регуляторы. Двухседельные регуляторы не могут обеспечивать плотную посадку клапанов, из-за чего проход газа может оказаться больше необходимого для минимального расхода (ночью), что неизбежно приводит к повышению давления. Поэтому двухседельные регуляторы нежелательно устанавливать на тупиковых сетях, от которых снабжаются бытовые потребители.

7.4.1. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Регулятор давления прямого действия представляет собой дроссельное устройство, приводимое в действие мембраной, которая перемещается в результате изменения регулируемого давления. Всякое изменение давления вызывает изменение проходного сечения дроссельного устройства, что влечет за собой уменьшение или увеличение количества газа, протекающего через регулятор. Регуляторы различны по форме и типу дроссельных устройств, виду мембран, способу сочленения ее с клапаном и роду нагрузки для уравнивания давления газа на мембрану. Кроме того, по способу передачи импульса давления — расхода — они подразделяются на регуляторы «до себя» и «после себя».

В регуляторах давления прямого действия применяют два основных типа тарельчатых клапанов: жесткие с уплотнением металл по металлу и мягкие с уплотнением кожа, резина и пластические материалы по металлу. Как жесткие, так и мягкие клапаны могут быть одно- и двухтарельчатыми. Последние обладают большей про-

пускной способностью, так как у них суммарная площадь для истечения газа значительно больше, к тому же они полностью разгружены от воздействия изменяющегося начального давления. Однако область их применения ограничена из-за недостаточной плотности закрытия при отсутствии расхода газа. Для обеспечения нормальной работы регулятор надо выбрать по размеру клапана, чтобы при максимальном расходе газа оставался запас хода 10—15% до полного открытия, а при минимальном расходе — 10—15% до полного закрытия.

Регуляторы давления прямого действия бывают с плоскими или манжетными мембранами, с непосредственной или рычажной подвеской клапана к мембране. Плоские мембраны изготовляют из маслостойкой и морозостойкой шелковой или хлопчатобумажной ткани, а также из пропитанной жиром кожи. Манжетные мембраны делают из кожи, вырезанной по форме воротника, склеенного внахлестку клеем «Рапид». Мембраны до их установки в регулятор должны быть тщательно в течение 24 ч пропитаны смесью из 50% касторового и 50% вазелинового масел. Пропитке должна предшествовать просушка (до 4% влажности) при температуре 50 °С.

На выбор регулятора давления при проектировании существенное влияние оказывают следующие факторы: максимальное и минимальное количество пропускаемого ими газа и колебания расхода газа в течение 1 сут; давление газа на входе и допустимые колебания его на выходе; состав газа; место установки регулятора. Для герметического запора и полного прекращения расхода газа (например, при установке регуляторов на тупиковых участках) целесообразно применять односедельные регуляторы, обеспечивающие наибольшую плотность закрытия. Именно эти клапаны широко используются в городском газовом хозяйстве. На срок службы регулятора в целом и его отдельных частей, особенно резиновых деталей, влияет химический состав газа. В основном в регуляторах применяют бензостойкую резину.

Разнообразие условий газоснабжения и потребления приводит к необходимости разработать и внедрить в производство регуляторы давления прямого и пилотные непрямого действия различной конструкции.

Регуляторы давления с пружинной нагрузкой. Регуляторы прямого действия РДГ-6 и РДГ-8, широко применяемые в нашей стране, аналогичны по конструкции, различаются в основном диаметром отверстия седла клапана и соответственно пропускной способностью (табл. 7.3) и предназначены для потребителей с небольшим расходом газа: главным образом в одно- и двухбаллонных установках СУГ.

В настоящее время взамен регуляторов типа РДГ освоено производство регуляторов типа РДСГ, отвечающих требованиям ГОСТ 21805—83* «Регуляторы давления баллонов для сжиженных газов на 1,6 МПа». Между корпусом 12 регулятора РДСГ1-1,2

Характеристики регуляторов РДСГ и РДФ

Показатель	РДСГ-0,6	РДСГ-1,2	РДСГ-1,0 «Балтика»	РДФ-6	РДФ-8
Пропускная способность, м ³ /ч, при $\rho = 2,2 \text{ кг/м}^3$, $\Delta p = 1,0 \text{ кПа}$, $\rho_{\text{вых}} = 0,105 \text{ МПа}$	0,25	0,6	0,3	0,25	0,6
Длина, мм	150	170	—	148	171
Высота, мм	55	65	—	67	60

(рис. 7.1) и крышкой 9 зажата мембрана 13, на которую опирается тарелка 14, сжимаемая вниз пружиной 10. Сжатие пружины регулируют гайкой 8 при снятом защитном колпачке 7. Газ поступает в регулятор через входной штуцер 2 с накидной гайкой, имеющей внутреннюю специальную левую резьбу, уплотнительную прокладку 1 и фильтрующую сетку 3. Степень открытия седла определяется положением плунжера 6, который передвигается коленчатым рычагом 16, связанным со штоком 15 мембраны. Плунжер перемещается только вдоль оси седла в специальной втулке с отверстиями на ее боковой поверхности, через которые дросселированный до выходного давления газ поступает в подмембранное пространство, откуда подается потребителю через штуцер 11. Выходной штуцер в зависимости от заказа может иметь накатку под резиновым шлангом с внутренним диаметром 9 мм или трусную резьбу 1/2" (узел 1). Регулятор настраивают на заданное выходное давление, сжимая пружину ввертыванием или вывертыванием гайки 8. При уменьшении расхода газа давление под мембраной увеличивается, мембрана и шток приподнимаются и через рычажную передачу плунжером прикрывают седло, уменьшая подачу газа и поддерживая давление на заданном уровне. Если

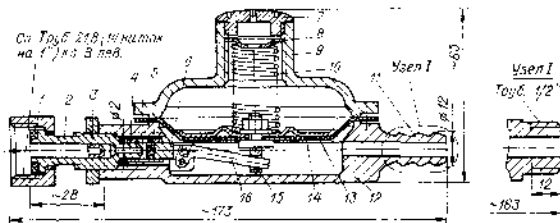


Рис. 7.1. Регулятор давления газа РДСГ-1,2.

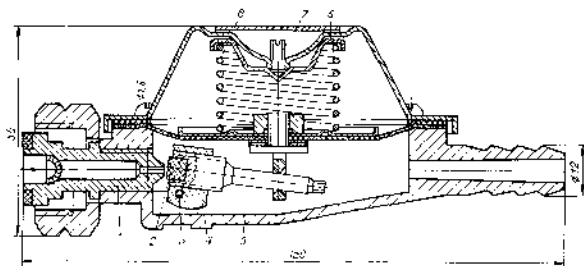


Рис. 7.2. Регулятор давления газа РДСГ1-0,5.

расход газа возрастает, то мембрана опускается, обеспечивая увеличение открытия седла и подачи газа.

В однобаллонной установке регулятор крепится непосредственно на цапке баллонного вентиля при помощи накидной гайки на входном штуцере. На выходной штуцер (ниппель) надевается шланг, который подключается к газовому прибору потребителя. В двухбаллонной шкафной установке регулятор прикрепляется к стенке шкафа: выходной штуцер регулятора пропускается через соответствующее отверстие в задней стенке шкафа и крепится снаружи гайкой. В обвязку регулятора двухбаллонной установки ОРДГ-04 кроме регулятора входят заглушка в сборе, два шланговых соединения и тройник. При присоединении обвязки регулятора к баллонам необходимо ставить резиновые прокладки между торцами входных штуцеров и цапок баллонных вентилей. Регулятор должен устанавливаться так, чтобы мембранная камера была расположена горизонтально.

Регулятор РДСГ1-0,5, работающий аналогично рассмотренному выше, отличается от него конструктивно. В регуляторе РДСГ1-0,5 (рис. 7.2) плунжер 2 ввернут на резьбе в стойку 4, укрепленную в кронштейне корпуса 3 на оси 3. Это позволяет устанавливать оптимальный зазор между седлом во входном штуцере 1 и плунжером. Регулятор настраивается на заданное давление перемещением плунжера в стойке, а также регулировочным винтом 7, который посредством фигурной шайбы 6 изменяет сжатие пружины 8.

Для снижения давления СУГ, поступающих из баллонов, устанавливаемых непосредственно на кухне, в настоящее время широко применяют регуляторы давления «Балтика» (РДСГ2-1,0) (рис. 7.3, табл. 7.3). Последние имеют две ступени редуцирования, что повышает точность регулирования.

Регулятор давления типа «Балтика» работает совместно с запорно-регулирующим клапаном типа КБ (рис. 7.4), который

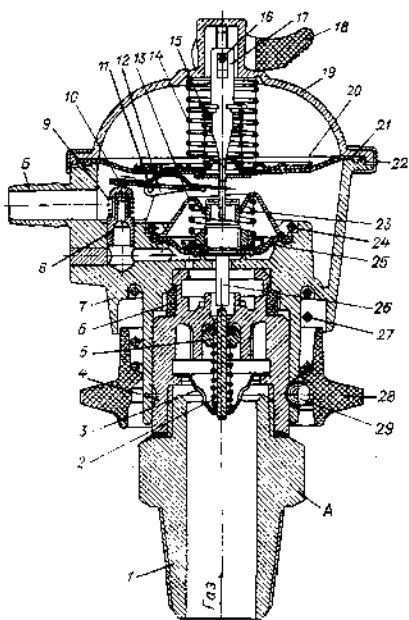
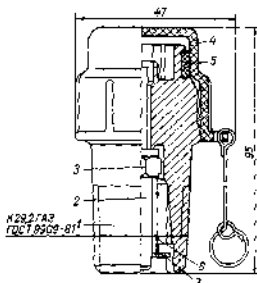


Рис. 7.3. Регулятор давления газа «Балтика-1» с клапаном КБ.

1, 5 — штуцера; 2, 9, 14, 15, 23, 27 — пружины; 3, 13 — шайбы; 4, 7 — корпуса; 5, 16 — клапаны; 6 — кольцо уплотнительное; 11, 16 — ось; 12 — рычаг; 17, 26 — штоки; 18 — рукоятка; 19 — крышка; 20 — гайки; 21, 25 — мембраны; 22 — обреч; 24, 28 — кольца; 29 — шарик.

представляет собой запорное устройство газового баллона, и совместно с регулятором осуществляет I ступень редуцирования, обеспечивает снижение давления до 0,2 МПа. Регулятор является II ступенью редуцирования, который обеспечивает на выходе давление газа $0,3 \text{ кПа} \pm 30 \text{ Па}$. Клапан типа КБ имеет в нижней части хвостовик для соединения с газовым баллоном и поставляется потребителю ввернутым в баллон. В верхней части клапана КБ есть кольцевая проточка для входа шариков 29 замка регулятора (см. рис. 7.3) и уплотнительное кольцо 6 для обеспечения герметичности соединения клапана А с регулятором Б.

Рис. 7.4. Клапан запорно-регулирующий типа КБ.
 1 — корпус; 2 — шпилька; 3 — клапан; 4 — эластичный колпачок; 5 — уплотнительное кольцо; 6 — пружина; 7 — фигуристая шайба.



В боковой части регулятора имеется штуцер для соединения с нагревательными приборами с помощью гибкого шланга. Рукоятка 17 позволяет открывать или закрывать поступление газа из баллона. При работе регулятора совместно с клапаном КБ газ из баллона поступает через зазор клапана 5, который автоматически регулируется штоком 26, связанным с мембраной 25. В результате этого давление под мембраной 25 1,5—0,6 кПа. Затем газ поступает под мембрану 21 также через зазор клапана 5 посредством штока 17 и рычага 12. Таким образом, давление газа под мембраной 21 и на выходе из регулятора становится стабильным и мало зависит от расхода.

Регуляторы РД-32М, РД-50М, Д_у 32 и Д_у 50. Для снабжения газом низкого давления потребителей с относительно небольшим расходом газа наиболее широко применяют регуляторы РД-32М (рис. 7.5, а) и РД-50М (рис. 7.5, б), корпуса которых рассчитаны на входное давление до 1,6 МПа. Они обеспечивают с достаточной степенью точности постоянное давление «после себя» при изменении расхода и входного давления. В центр мембраны регулятора РД-32М и в корпус регулятора РД-50М встроен предохранительный клапан, который после закрытия основного клапана обеспечивает сброс излишнего газа в атмосферу. Сбросной клапан при отсутствии расхода газа предохраняет сеть низкого давления от недопустимого повышения его вследствие пропусков.

Регуляторы выполнены в виде соединенных накидными гайками (в nippleях в входного и выходного патрубков) мембранной камеры и чугунной крестовины с седлом и плунжером. Эти узлы легко разъединяются, что при эксплуатации обеспечивает свободный доступ к седлу и плунжеру. Мембранная камера состоит из чугунного корпуса и крышки с колонкой, между которыми помещена рабочая мембрана 1. На диск мембраны опирается определяющая выходное давление регулировочная пружина 2, степень сжатия которой изменяется с помощью нажимной гайки 3

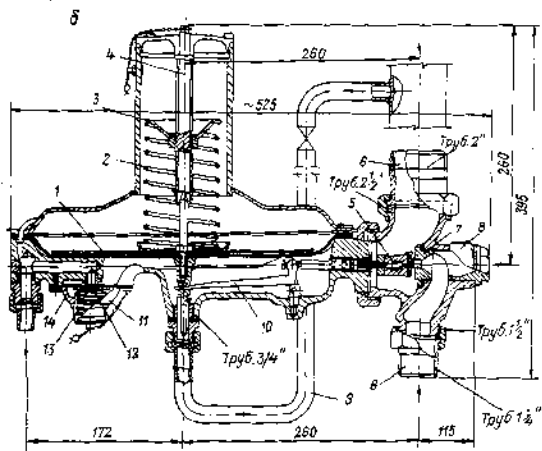
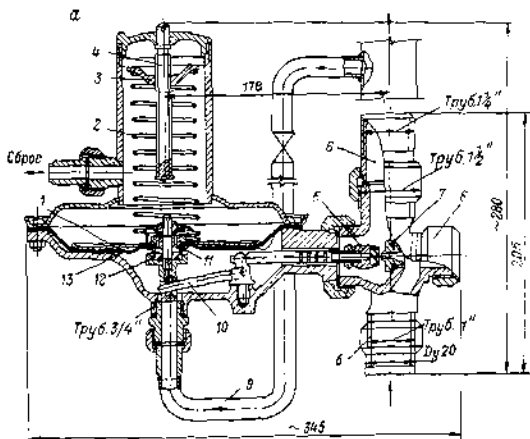


Рис. 7.5. Регуляторы РД-32М (а) и РД-50М (б).

при вращении регулировочного винта 4. На конце штока накручен плунжер 5, вращением которого можно регулировать степень открытия плунжера при сборке регулятора или замене седла 7 крестовины. Газ к седлу 7 подводится прямо или сбоку по одному из выходных каналов крестовины, которая с помощью накидной гайки (при заглушенном пробкой 8 другом канале) присоединена к корпусу. Импульс выходного давления за регулятором по трубопроводу 9 передается в подмембранную полость мембранной камеры.

При любом установившемся режиме работы регулятора его подвижные элементы находятся в равновесии. Усилие от входного давления газа на плунжер, уменьшенное рычажной передачей 10, и усилие пружины 2 уравниваются в каждом положении определенным давлением газа снизу мембраны. Если расход газа или входное давление в процессе работы изменяется, равновесие подвижной системы нарушится. Под действием преобладающего усилия мембрана через рычажную передачу 10 передвигает плунжер в другое равновесное положение, соответствующее новым расходу или входному давлению газа. Отклонение регулируемого давления от заданного (характерная неравномерность регулирования) выражается в основном снижением выходного давления при большем открытии плунжера, т. е. при увеличении расхода газа. В случае прекращения расхода возросшее после регулятора давление газа поднимает мембрану вверх до полного закрытия регулирующего плунжера.

При возможных пропусках газа со стороны высокого давления, если нет расхода газа, выходное давление будет повышаться и мембрана регулятора РД-32М поднимется еще выше, преодолевая усилие малой пружины 13, а в регуляторах РД-50М усилие от давления газа на малую мембрану 14 сбросного клапана 11 преодолеет усилие малой пружины 13, и в результате сброса части газа через отверстие 12 в атмосферу дальнейший рост давления в сети за регулятором прекратится. Пропускная способность регуляторов приведена в табл. 7.4.

Для комплектования шкафных ГРП типа ШРУ-и Промэнергогаз (г. Ленинград) изготавливает регуляторы среднего давления D_{32} и D_{50} , устройство и принцип действия которых аналогичны регуляторам РД-32М и РД-50М. В отличие от последних регуляторы D_{32} и D_{50} не имеют встроенных предохранительного и сбросного клапанов.

Регуляторы давления с пневматической нагрузкой РД-64. Предназначены для снабжения потребителей газом среднего (0,15—0,3 МПа) или высокого (до 1,6 МПа) давления. Их характерная особенность — использование вместо регулятора управления нагрузочной камерой, давление газа в которой определяет выходное давление. Регуляторы типа РД-64 устойчиво работают в диапазоне температуры от -30 до $+50$ °С при относительной влажности до 95% (при 35 °С). Отбор регулируемого давления производят

ТАБЛИЦА 7.4

Пропускная способность регуляторов РД-32М и РД-50М
(для газа с $\rho = 0,7 \text{ кг/м}^3$), $\text{м}^3/\text{ч}$

Давление на входе, МПа	Диаметр седла регулятора, мм							
	РД-32М		РД-50М					
	4	6	10	8	11	16	20	25
0,02	5	11	19	20	37	58	108	165
				20	37	50	92	125
0,04	8	15	28	33	63	98	175	255
				33	60	89	150	200
0,06	10	19	35	42	85	130	225	338
				42	80	120	200	265
0,08	11	22	40	50	100	160	270	410
				50	95	145	238	320
0,10	13	26	46	56	117	183	308	466
				55	112	167	270	363
0,15	19	34	62	74	150	237	400	—
				73	140	215	350	—
0,20	22	41	75	90	180	314	500	—
				89	170	267	453	—
0,25	26	48	87	107	210	324	613	—
				100	200	320	526	—
0,30	30	55	100	125	235	400	717	—
				117	225	375	610	—
0,40	38	70	—	158	292	525	—	—
				150	277	483	—	—
0,50	45	90	—	189	350	650	—	—
				180	333	600	—	—
0,60	53	105	—	225	410	775	—	—
				213	388	717	—	—
0,70	63	125	—	260	466	—	—	—
				250	442	—	—	—
0,80	72	145	—	290	524	—	—	—
				275	500	—	—	—
0,90	81	168	—	320	578	—	—	—
				306	556	—	—	—
1,00	91	190	—	350	638	—	—	—
				337	610	—	—	—
1,10	100	—	—	380	—	—	—	—
				366	—	—	—	—
1,20	110	—	—	412	—	—	—	—
				392	—	—	—	—

Примечания. 1. Для регуляторов РД-50М в числителе — пропускная способность при подаче газа по оси седла, а знаменателе — по оси крестовины. 2. Для регуляторов РД-32М при поступлении газа по оси седла пропускная способность увеличивается примерно на 5% по отношению к указанной в таблице.

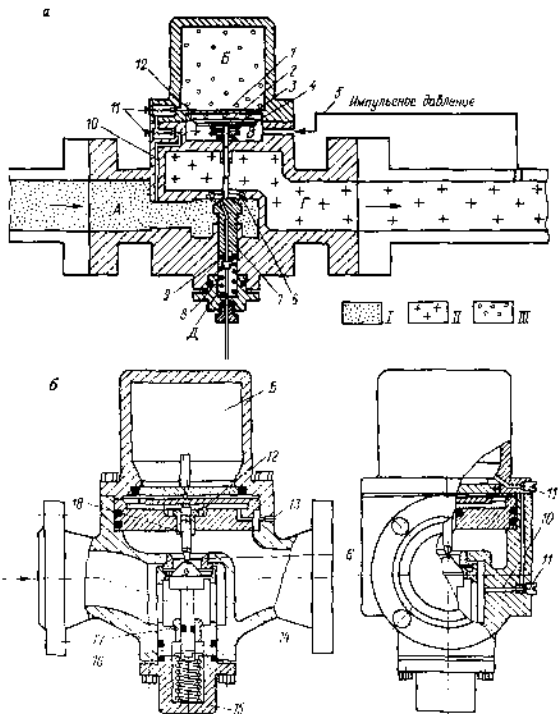


Рис. 7.6. Регуляторы РД-25-64 и РД-40-64.

а — принципиальная схема; б — обложка зад. Давления; 1 — высокое (входное); 11 — низкое (выходное); 111 — нагрузка.

на расстоянии не менее 2,5—3,0 м от выходного устройства после регулятора.

Регулирующее устройство (рис. 7.6) состоит из корпуса 14 с выходным и входным фланцами. В нижней части корпуса размещается стакан 16 с направляющей втулкой 17, в которой ходит плунжер 7. Стакан верхним буртом прижимает седло 6, выполненное из эластичного и жесткого материалов. При отсутствии

расхода газа клапан плотно перекрывает отверстие седла под действием пружины 8 в крышке 15. Чувствительный узел — резиновая мембрана 4, зажатая между торцом корпуса и фланцем нагрузочной камеры Б. Под мембрану подведен стальной опорный диск 2, удерживаемый прижатым к мембране пружинной 3, которая предотвращает возможные смещения опорного диска во время работы и транспортировки регулятора. Движение мембраны через диск передается штоку 18 и далее на клапан. Нагружающий узел состоит из нагрузочной камеры Б и перепускных вентилей 11. Необходимое давление в нагрузочной камере создается путем подачи газа в нее со стороны входа через отверстие 10 в корпусе регулятора. Подача газа в нагрузочную камеру, сброс газа из нее, а также герметичное ее отключение осуществляются с помощью перепускных вентилей 11.

Принцип действия регуляторов РД-25-64 и РД-40-64 основан на компенсации сил, действующих на чувствительный узел (рис. 7.6, б). Для перемещения плунжера используется разность сил, возникающих на чувствительном узле в результате изменения выходного давления. Газ высокого давления из подводящего газопровода поступает в полость Б регулятора (рис. 7.6, а). Далее, проходя через переменный дросселирующий зазор, образуемый седлом 6 и плунжером 7, газ редуцируется до заданного низкого давления, которое на выходе из регулятора зависит от площади дросселирующего зазора, автоматически устанавливаемого подвижной системой регулятора. Полость В через отверстие 9 в плунжере 7 соединена с камерой Д, в результате чего достигается разгруженность плунжера в любом его положении.

Из полости А через отверстие 10 и систему вентилей 11 часть газа перепускается в нагрузочную камеру Б, в результате создается необходимое давление, действующее на мембрану 4 со стороны камеры Б. Газ низкого давления из полости Г проходит по импульсной трубке 5 и каналу 13 в импульсную камеру В регулятора, где оказывает воздействие на мембрану снизу. Мембрана 4, опорный диск 2, плунжер 7 и пружины 8 и 3 составляют подвижную систему регулятора. При постоянном расходе газа эта система находится в покое, так как действие сил на мембрану со стороны нагрузочной камеры равно действию сил со стороны импульсной камеры. При этом проходное сечение регулятора открыто в соответствии с установившимся расходом газа. Увеличение расхода газа вызывает падение давления за регулятором и в импульсной камере В, что нарушает равновесие сил, действующих на мембрану, которые превышают силы, действующие снизу. Мембрана перемещается вниз и через опорный диск 2 нажимает на плунжер 7 и приоткрывает его. В результате увеличения проходного сечения регулятора возрастает поток газа, который, восполняя расход, доведет давление за регулятором в импульсной камере до первоначального. Силы, действующие на мембрану, уравновесятся, и подвижная система регулятора остановится в новом

равновесном положении, соответствующем новому расходу газа. Увеличение расхода газа вызывает повышение давления за регулятором в импульсной камере *B*. В результате изменения соотношения сил, действующих через мембрану на подвижную систему, проходное сечение регулятора может уменьшаться до тех пор, пока сокращение притока газа не вызовет падения давления за регулятором и в импульсной камере *B* до первоначального. Таким образом, действие регулятора направлено на сохранение выходного давления на определенном заданном уровне, вне зависимости от изменения расхода газа.

Для того чтобы получить на выходе из регулятора любое выходное давление в пределах характеристики регулятора, необходимо установить соответствующее постоянное давление в нагрузочной камере *B*. При резком изменении давления газа в выходном газопроводе за счет изменения отбора газа подвижная система регулятора передвинется в новое положение не мгновенно, а по мере перетекания газа из одной полости нагрузочной камеры в другую через дроссельное отверстие *I* в перегородке *12*. Этим достигается устранение возможного возникновения колебаний клапана регулятора.

Регуляторы давления РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64 (рис. 7.7) сходны по конструкции и состоят из следующих основных элементов:

- регулирующего клапана (органа) (литой корпус *11* с верхним *10* и нижним *8* седлами);
- приводной части мембранного привода (корпус со съемной направляющей втулкой *12* и крышка);
- подвижной системы (мембрана *4*, шток *6* и плунжер тарельчатого типа *9*). Подвижная система плавно перемещается в направляющей втулке и цилиндре нижнего седла *8*. Наличие двух направлений движения этой системы позволяет регуляторам работать без вибраций и сильных шумов. Корпус и мембранный привод регуляторов рассчитан на рабочее давление до 5,5 МПа.

Действие регуляторов основано также на компенсации сил, воздействующих на чувствительный элемент. Для задания регулируемого параметра (давления) используется газ высокого давления, отбираемый со стороны ввода его в ГРС и подаваемый в редуктор, используемый в данном случае в качестве задатчика. Контроль за настройкой регулятора на заданное регулируемое давление осуществляют по техническому манометру *1*, установленному на крышке мембранного привода регулятора. По принципу работы указанные регуляторы аналогичны описанным выше РД-25-64 и РД-40-64.

Регуляторы типа РД-64 (табл. 7.5) устанавливаются на горизонтальном участке трубопроводов в местах, доступных для осмотра, настройки и ремонта его. Участок трубопровода, предназначенный для монтажа регулятора, должен иметь диаметр условного прохода не менее *D*, регулятора. Длина прямых уча-

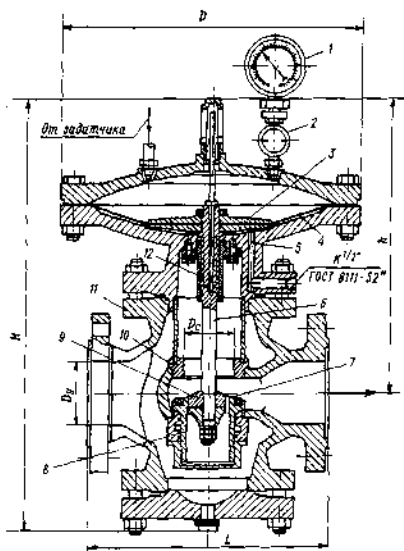


Рис. 7.7. Регуляторы РД-50-64, РД-80-64 и РД-100-64,

1 — манометр; 2 — кран; 3 — жесткие диски; 4 — мембрана; 5, 7 — отверстия; 6 — шток; 8, 10 — седла (8 — нижнее, 10 — верхнее); 9 — плунжер; 11 — корпус; 12 — направляющие втулки.

стков трубопроводов до и после регулятора должны быть не менее 1 м. Регулятор устанавливают в вертикальном положении (мембранным приводом вверх) между двумя отключающими кранами или задвижками на технологическом трубопроводе в месте, доступном для осмотра. Направление потока газа должно совпадать с направлением стрелки на корпусе. Регулируемое давление подводится в подмембранную полость привода регулятора по стальной цельнотянутой трубке диаметром 1/2". Точка отбора регулируемого давления газа находится на трубопроводе после регулятора на расстоянии не менее 2,5 м от выходного отключающего крана (задвижки). Обвязку регулятора выполняют стальными цельнотянутыми трубами, вентильми, рассчитанными на рабочее давление 5,5 МПа.

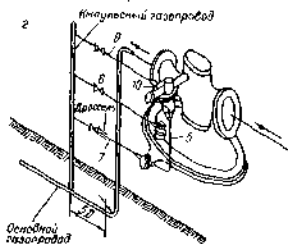
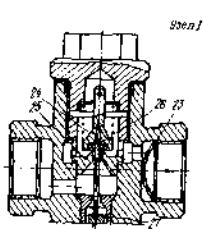
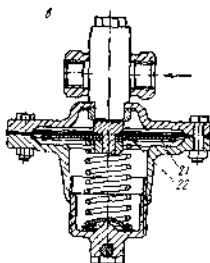
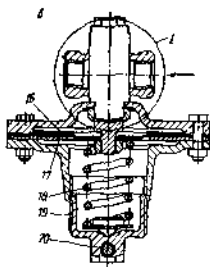
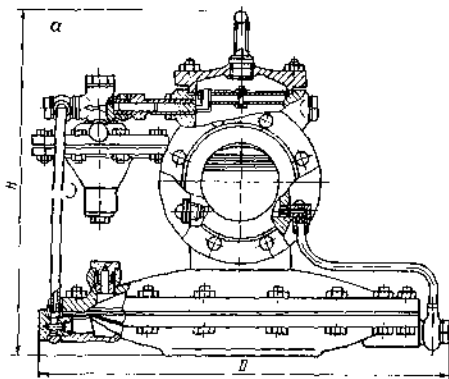
Характеристика регуляторов давления типа РД-64

Показатель	РД-25-64	РД-40-64	РД-60-64	РД-80-64	РД-100-64
Диаметр условного прохода D_u , мм	25	40	60	80	100
Давление рабочее на входе в регулятор P_p , МПа	До 6,5				
Диаметр седла D_c , мм	16—20	20—32	45	70	85
Тип регулирующего органа	Односедельный				
Полный ход регулирующего органа, мм	8	12	16	25	30
Закон регулирования	Интегральный				
Расходная характеристика	Линейная				
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевый				
Диапазон настройки, МПа	0,25—2,5				
Верхний предел настройки, МПа	2,5	2,5	1,6	2,5	3,0
Число отверстий	4	4	4	8	8
Диаметр отверстий d , мм	18	23	23	23	26
Температура окружающей и рабочих сред, °С	От -30 до +50				
Габаритные размеры, мм:					
длина	260	340	260	345	385
высота	340	428	550	616	700
ширина	170	235	410	410	480
Масса, кг	28	54	106	135	215
Зона пропорциональности от верхнего предела настройки, %	5				
Зона нечувствительности от верхнего предела настройки, %	2,5				

7.4.2. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ НЕПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Пилотные регуляторы. В регуляторах давления непрямого действия с командными приборами (пилотными) уравновешивание усилия от давления газа на мембрану осуществляется не грузами, пружинами или постоянным давлением газа, а его давлением, значение которого устанавливается вспомогательным устройством, называемым командным прибором. Он представляет собой вспомогательный регулятор давления газа или распределительное устройство (золотник), управляющее подачей газа к мембране начального или конечного давления сети, на которой установлен основной регулятор.

Регуляторы с командными приборами отличаются от рассмотренных выше регуляторов прямого действия простотой и удобством настройки, осуществляемого поворотом винта командного



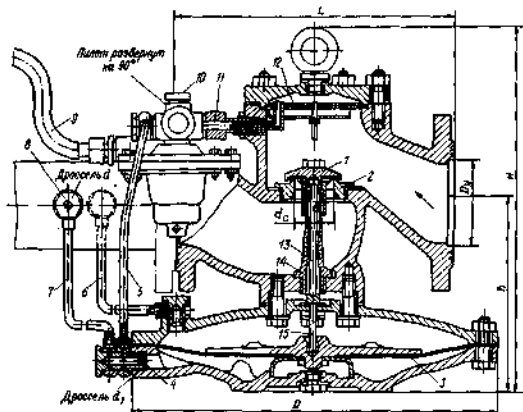
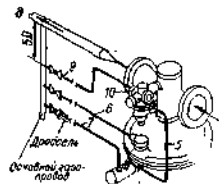


Рис. 7.8. Регулятор РДУК2.

а — испорнигельный узел; б-в — командный узел (б — пилот КВ2, в — пилот КН2); г-д — схемы обвязки (г — отбор импульсов от подающего газопровода, д — то же, от высокого); 1 — плунжер; 2 — седло; 3 — мембрана; 4 — демпфирующая дроссель; 5 — соединительная трубка; 6, 9 — импульсные трубки; 7 — трубка сброса газа; 8 — сбросной дроссель; 10 — пилот; 11 — соединительный патрубок; 12 — фильтр; 13 — шток плунжера; 14 — направляющая колонна; 15 — толкатель; 16 — мембрана пилота; 17 — диск (КВ2); 18 — пружина; 19 — регулировочный стержень; 20 — рычаг; 21 — тарелка; 22 — шайба; 23 — фильтрующая сетка; 24 — толкатель пилота; 25 — седло пилота; 26 — плунжер пилота; 27 — шпилька.



прибора, а также снижением напряжений в мембране основного регулятора за счет более благоприятного относительного распределения газовых нагрузок по обе стороны мембраны.

Регуляторы давления РДУК2. Разработаны в Мосгазниипроекте по предложению инженера Ф. Ф. Казаницева; являются статическим устройством непрямого действия с командным узлом (пилотом) — регулятором управления КН2 (низкого давления) или КВ2 (высокого давления) (рис. 7.8, б, в). Они автоматически поддерживают заданное выходное давление при переменном входном и при изменении расхода газа от нуля до максимального. В зависимости от пропускной способности и допускаемого пере-

Модификации регуляторов давления типа РДУК2

Шафр	D _у , мм	Диаметр седла клапана D _с , мм	Максимальное условное давление входное, МПа	Пределы регулирования выходного давления, МПа	Размеры, мм			
					В	Д	В	В
РДУК2Н-50/35	50	35	1,2	0,0005—0,06	230	360	308	180
РДУК2В-50/35	50	35	1,2	0,06—0,6				
РДУК2Н-100/50	100	50	1,2	0,0005—0,06				
РДУК2В-100/50	100	50	1,2	0,06—0,6	350	466	450	234
РДУК2Н-100/70	100	70	1,2	0,0005—0,06				
РДУК2В-100/70	100	70	1,2	0,06—0,6				
РДУК2Н-200/105	200	105	1,2	0,0005—0,06	600	650	680	360
РДУК2В-200/105	200	105	1,2	0,06—0,6				
РДУК2Н-200/140	200	140	0,6	0,0005—0,06				
РДУК2В-200/140	200	140	1,2	0,06—0,6				

Примечания. 1. РДУК2В-200/140 могут применяться при перепаде давлений не более 0,8 МПа. 2. При заказе регулятора необходимо указать его модификацию.

пада давления регуляторы РДУК2 снабжают сменными клапанами и седлами соответствующего диаметра (табл. 7.6).

Схемы обвязки регуляторов РДУК2 показаны на рис. 7.8, а. Место отбора импульса должно находиться на прямом участке основного газопровода на расстоянии не менее пяти диаметров от конца местного сопротивления. При горизонтальном расположении основного газопровода муфты D_у15 для отбора импульсов приваривают к боковой или верхней части газопровода. Врезку импульсной трубки 6 и трубки сброса газа 7 допускается производить до и после места врезки импульсной трубки 9 на расстоянии не более 200 мм.

Чугунный корпус (рис. 7.8, а) вентиляльного типа имеет сменное седло 2. В нижней части корпуса при помощи болтов М12 крепится мембранная камера, состоящая из верхней и нижней крышек с зажатой между ними мембраной 3. Перемещение мембраны 3 через толкатель 15 и шток 13 передается плунжеру 1. В регуляторе D_у100 и D_у200 расположен фильтр 12, служащий для очистки газа, идущего к пилоту 10.

Пилот 10 (КН2 или КВ2) в схеме обвязки регуляторов выполняет роль командного узла, устройству и принцип работы которого изложены ниже. Газ входного давления поступает одновременно на плунжер 1 и через фильтр 12 в пилот 10, далее по соединительной трубке через дроссель 4 под мембрану 3, а также через установку дросселя 8 на сбросной линии в газопровод после регулятора. Выходное давление газа подается по импульсным трубкам в пространстве над мембраной 3 и в пилот 10. Установка дросселя на сбросной линии обеспечивает под мембраной 3 давление газа выше, чем на выходе из регуляторов (диаметры отверстий демп-

фирующего и сбросного дросселей по 1,5 мм для D_{750} и D_{100} и 2,0 мм для D_{200} .

Разность давления по обе стороны от мембраны 3 создает подъемную силу, которая при любом установившемся режиме работы пилота 10 уравнивается массой подвижных соединений и частей и входным давлением газа на плунжер 1. При понижении давления газа на выходе давление в пространстве над мембраной 3 повысится, в то время как в пространстве под мембраной оно не изменится. В результате мембрана 3 опустится и прикроет плунжер 1. Таким образом, при любом отклонении выходного давления от заданного изменение давления в пространстве над мембраной 3 вызовет перемещение плунжера 1 в новое равновесное положение, при котором выходное давление восстановится.

Пилотом (рис. 7.8, б, в) служит пружинный статический регулятор давления прямого действия. Он представляет собой мембранную камеру в крестообразной головкой вверх и регулировочным стаканом с пружиной вниз. Головка имеет входное и выходное резьбовые отверстия. Внутри нее находится узел плунжера 26, состоящий из шпильки, собственно плунжера с резиновым уплотнением и пружины с колпачком. Плунжер в сборе свободно вынимается из головки через пробку. Под плунжером установлено седло 25, ниже которого запрессована гильза с отверстием под шпильку 27, отделяющая выходную полость головки от мембранной камеры. Шпилька 27 пропущена через отверстие в седле 25 и гильзе и упирается в толкатель 24, а он — в центр мембраны. Мембранная камера имеет два резьбовых отверстия: одно закрыто пробкой, по второму подводится газ с выходным контролируемым давлением. При повышении выходного давления в мембранной камере тарелка мембраны опускается, а клапан под действием пружины закрывается, и наоборот, при понижении давления тарелка мембраны под действием регулировочной пружины поднимается, а клапан открывается. Пилот КВ2 (рис. 7.8, б) имеет очень сильную пружину, а взамен тонкой тарелки мембраны, установленной в регуляторе КН2, между нижней крышкой и мембраной вставляется кольцо, уменьшающее ее рабочую площадь.

Пропускная способность регуляторов типа РДУК2 приведена в табл. 7.7. Минимально необходимый для работы регуляторов перепад давления — примерно 30,0 кПа.

Регуляторы давления РДБК1. Разработаны в МосгазНИИпроекте по предложению инженера Ф. Ф. Казанцева; являются модернизацией ранее рассмотренных регуляторов давления типа РДУК2 и статическим устройством прямого и непрямого действия с командным узлом — регулятором управления (пилотом). Они поддерживают заданное выходное давление при переменном входном давлении и при изменении расхода газа от нуля до максимального.

Пропускная способность V_T , м³/ч, регуляторов РДУК2 и РДБК в седлом $d_c = 60$ мм ($\rho = 0,73$ кг/м³)

P_1 , МПа	P_2 , МПа															
	0,002	0,003	0,004	0,005	0,01	0,03	0,05	0,08	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,40	0,50	0,60
0,05	1030	1025	1005	1000	980	750	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,08	1295	1290	1288	1285	1280	1190	1000	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,10	1420					1390	1270	910	—	—	—	—	—	—	—	—
0,15	1790						1780	1640	1500	—	—	—	—	—	—	—
0,20	2140							2130	2065	1690	—	—	—	—	—	—
0,25	2500								2490	2315	1780	—	—	—	—	—
0,30	2840									2800	2550	1950	—	—	—	—
0,40	3550										3525	3290	2990	—	—	—
0,50	4260											4220	3590	3330	—	—
0,60	4970												4955	4620	3570	—
0,70	5670													5615	5015	3920
0,80	6380														6150	5500
0,90	7085														7060	6580
1,00	7790														7760	7660
1,10	8500															8460
1,20	9200															9170

Примечание. Пропускная способность регуляторов РДУК2 и РДБК в седлом $d_c \neq 60$ мм определяется по формуле $V = KV_T$, где коэффициент K принимается следующим:

d_c	21	35	50	70	105	140
K	0,217	0,53	1,0	2,0	4,14	6,71

Комплектация регуляторов давления типа РДБК1

Регулятор	Исполнительный механизм	Прибор управления			Принцип работы
	Регулирующий клапан с регулируемой дросселем	Регулятор управления давлением прямого действия	Регулятор управления давлением прямого действия	Стабилизатор	
РДБК1-25	+	+	—	+	По схеме прямого действия
РДБК1П-25	+	—	+	—	По схеме прямого действия
РДБК1-50	+	+	—	+	По схеме прямого действия
РДБК1П-50	+	—	+	—	По схеме прямого действия
РДБК1-100	+	+	—	+	По схеме прямого действия
РДБК1П-100	+	—	+	—	По схеме прямого действия

Примечание. + означает, что прибор устанавливается; — прибор не устанавливается.

В зависимости от исполнения в состав регуляторов типа РДБК1 включены следующие основные приборы, приведенные в табл. 7.8. Назначение и характеристика принятых приборов:

— регулирующий клапан (исполнительный узел) с регулируемой дросселями предназначен для настройки регулятора на устойчивую работу (без качки, вибраций) посредством изменения площади проходных сечений потоков газа на сбросе и к подмембранной камере регулирующего клапана; на регулирующих клапанах регуляторов D_{50} и D_{100} устанавливается регулируемый дроссель на сбросе из надмембранной камеры для устранения вибрации;

— регулятор управления прямого действия поддерживает постоянное давление за регулятором независимо от изменения входного давления и расхода посредством поддержания постоянного давления в подмембранной камере регулирующего клапана;

— регулятор управления прямого действия поддерживает постоянное давление за регулятором независимо от изменения входного давления и расхода посредством изменения давления в подмембранной камере регулирующего клапана;

— стабилизатор предназначен для поддержания постоянного перепада на клапане регулятора управления прямого действия; установка стабилизатора делает работу регулятора практически независимой от колебаний входного давления.

Регуляторы РДБК выполняют в двух исполнениях:

— РДБК1П, собранный по схеме прямого действия и включающий в себя односедельный регулирующий клапан, регулятор управления прямого действия, два регулируемых дросселя, дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана;

— регулятор РДБК1, собранный по схеме непрямого действия и включающий в себя односедельный регулирующий клапан, стабилизатор, регулятор управления непрямого действия, два регулируемых дросселя и дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана. Регулируемый дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана устанавливается на регуляторах D_250 и D_2100 .

Регулирующие клапаны регуляторов РДБК1 имеют фланцевый корпус вентильного типа. Седло клапана — смешное. В нижней части корпуса крепится мембранный привод. В центральное гнездо тарелки упирается толкатель, а в него шток клапана, передающий вертикальное перемещение тарелки мембраны клапану регулятора. Шток перемещается во втулках направляющей колонки корпуса; на верхнем конце штока свободно сидит клапан с резиновым уплотнением. Под клапаном расположен фильтр, служащий для очистки газа, идущего к регулятору управления. Сверху корпус закрыт крышкой. В верхней и нижней крышках регулирующих клапанов установлены регулируемые дроссели.

Стабилизатор создает при работе регулятора постоянный перепад давления на регуляторе управления, что делает его работу мало зависящей от колебаний входного давления и включает следующие узлы и детали: корпус, головку, узел мембраны, седло, клапан с пружинной заглушкой, пружину, с помощью которой прибор настраивается на постоянное выходное давление и стакан. Подклапанное пространство соединено с надмембранной камерой регулирующего клапана.

Регулятор управления непрямого действия является командным прибором, который поддерживает постоянное давление за регулятором посредством изменения давления в подмембранной камере полости регулирующего клапана независимо от изменения расхода и входного давления. Конструкция регулятора управления непрямого действия почти аналогична конструкции стабилизатора. Разница состоит лишь в том, что подклапанная полость не соединена с надмембранной камерой; подмембранная камера регулятора управления соединена не с подмембранной камерой регулирующего клапана, как у стабилизатора, а с атмосферой. В корпусе регулятора управления установлена пружина для настройки регулятора на заданное выходное давление.

Регулятор управления прямого действия является командным прибором, который поддерживает постоянное давление за регулятором посредством поддержания постоянного давления в мембранной камере регулирующего клапана. Конструктивно он отличается от регулятора управления непрямого действия тем, что в нем отсутствует импульс контролируемого давления, а под-

клапанное пространство соединено с подмембранной камерой регулятора управления четырьмя отверстиями. В корпусе регулятора управления прямого действия установлена пружина для настройки регулятора на заданное выходное давление.

Регулируемые дроссели (из подмембранной камеры регулирующего клапана и на сбросной импульсной трубке) служат для поднастройки на спокойную (без автоматических колебаний) работу регулятора без его отключения. Регулируемый дроссель состоит из корпуса, иглы с прорезью и пробки. Дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана служит для поднастройки регулятора при возникновении вибрации. Он включает в себя штуцер с отверстиями и дроссель $d = 3$ мм у регулятора D_150 и $d = 4$ мм у регулятора D_100 .

Регулятор РДБКП (рис. 7.9, б) работает следующим образом. Газ входного давления поступает в пилот 3, от которого через регулируемый дроссель 10 — в подмембранную камеру, а через дроссель 9 — в надмембранную камеру. Через дроссель 8 надмембранная камера связана с газопроводом за регулятором. Давление в подмембранной камере при работе регулятора всегда больше выходного. Надмембранная камера регулирующего клапана находится под воздействием выходного давления. Благодаря наличию в обвязке регулятора управления прямого действия, поддерживающего за собой постоянное давление, давление в подмембранной камере также будет постоянным. Любые отклонения выходного давления от заданного вызывают изменения давления в надмембранной камере, что ведет к перемещению основного клапана в новое равновесное положение, соответствующее новым значениям входного давления и расхода, при этом восстанавливается выходное давление газа.

Принцип действия регулятора РДБК1 (рис. 7.9, а) следующий. Газ входного давления поступает в стабилизатор 1, а от него — в пилот непрямого действия 3. Подмембранная камера стабилизатора связана с подмембранной камерой исполнительного узла. От пилота газ через регулируемый дроссель 10 поступает под мембрану исполнительного узла и через второй регулируемый дроссель 9 сбрасывается в газопровод за регулятором. Надмембранная камера пилота через дроссель 8 связана с газопроводом за регулятором. Благодаря непрерывному потоку газа через дроссель 10 давление перед ним, а следовательно, и в подмембранной камере исполнительного узла всегда больше выходного. Перепад давления на мембране исполнительного узла обуславливает подъемную силу мембраны, которая при любом режиме работы регулятора уравновешивается перепадом давления на основном клапане и массой подвижных частей. Давление под мембраной исполнительного узла автоматически регулируется плунжером пилота в зависимости от расхода газа и входного давления. Усилие выходного давления на мембрану пилота постоянно сравнивается при настройке усилием пружины. Любое отклонение выходного

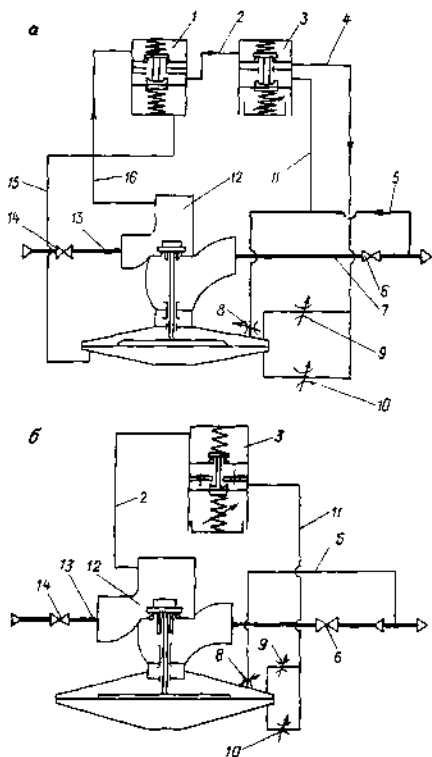


Рис. 7.9. Схема работы регуляторов РДБК1 (а) и РДБК1П (б).

1 — стабилизатор; 2, 4, 11, 16 — импульсные трубки; 3 — командный узел (пilot);
 5 — импульсный трубопровод; 6, 14 — запорные устройства (6 — за регулятором, 14 —
 перед регулятором); 7 — газопровод выходного давления; 8 — сбросной дроссель; 9,
 10 — регулируемые дроссели (9 — верхний, 10 — нижний); 12 — исполнительный узел;
 13 — газопровод входного давления.

ТАБЛИЦА 7.9

Размеры, мм, регуляторов типа РДБК

Регулятор	Δ	D	B	λ	d_y	B
РДБК1-25	200	300	240	140	20	335
РДБК1П-25						
РДБК1-50	230	360	315	180	25	418
РДБК1П-50						402
РДБК1-100	350	466	450	234	32	520
РДБК1П-100						

Примечания. 1. Число после шифра — условный диаметр входного и выходного патрубков D_y 60 и 100 мм. У РДБК-25 — D_y входного патрубка 25, выходного 32 мм. 2. Присоединительные размеры фланцев на $p_2 = 1,6$ МПа.

ТАБЛИЦА 7.10

Минимальные расстояния от места резки импульсной трубки контролируемого давления до различных местных сопротивлений

Местные сопротивления	$v \leq 13$ м/с и $13 < v \leq 18$ м/с		$18 < v \leq 25$ м/с; $p_2 \geq 0,010$ МПа	$v \leq 13$ м/с и $13 < v \leq 18$ м/с		$18 < v \leq 25$ м/с; $p_2 < 0,04$ МПа
	$p_2 \geq 0,005$ МПа	$p_2 < 0,005$ МПа		$p_2 < 0,005$ МПа		
Переход с меньшего диаметра на больший	Не менее одного диаметра выходного газопровода			Не менее двух диаметров выходного газопровода		Не менее трех-четырех диаметров выходного газопровода
Кран, угольник	Не менее одного диаметра (при всех значениях p_2 и $v = 0-25$ м/с)					

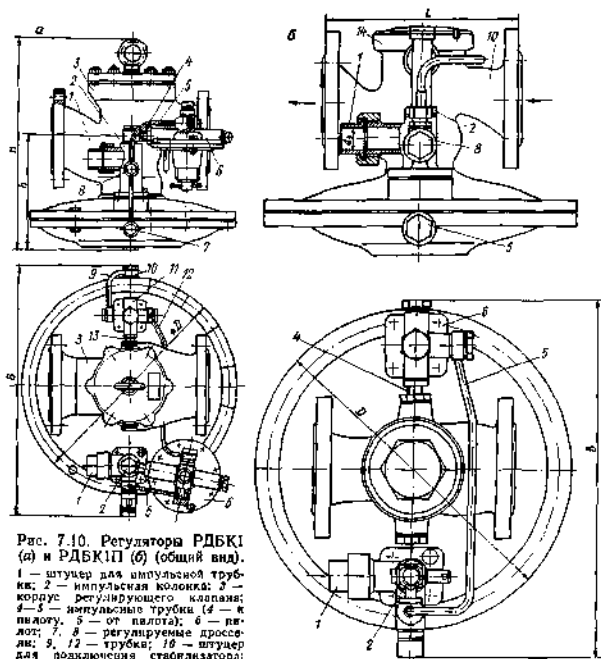


Рис. 7.10. Регуляторы РДБК1 (а) и РДБК1П (б) (общий вид).
 1 — штуцер для импульсной трубки; 2 — импульсная колодка; 3 — корпус регулирующего клапана; 4—5 — импульсные трубки (4 — к пилоту, 5 — от пилота); 6 — пилот; 7, 8 — регулируемые дроссели; 9, 12 — трубки; 10 — штуцер для подключения стабилизатора; 11 — стабилизатор; 13 — штуцер к стабилизатору; 14 — крышка регулирующего клапана.

давления вызывает перемещение мембраны и плунжера пилота. При этом меняется расход газа, а следовательно, и давление под мембраной исполнительного узла. Таким образом, при любом отклонении выходного давления от заданного, изменение давления под мембраной исполнительного узла вызывает перемещение основного плунжера в новое равновесное положение, при котором выходное давление восстанавливается.

Регуляторы РДБК1, РДБК1П при одновременном изменении расхода газа в диапазоне 2—100% от максимального и входного давления на $\pm 25\%$ изменяют выходное давление не более чем на $\pm 10\%$ от настроенного выходного давления. Они могут нор-

ТАБЛИЦА 7.11

Основные техничекие характеристики регулятора давления типа РДУ

Параметр	РДУ-80	РДУ-80	РДУ-100
Условный диаметр D_y , мм	50	80	100
Условное давление p_y , МПа		6,4	
Диапазон измеряемого давления, МПа:			
входного		1,2—5,5	
выходного		0,25—1,6	
Перепад давления за регулятором, МПа:			
максимальный		5,25	
минимальный		0,3	
Зона нечувствительности регулирования от верхнего предела настройки, %		2,5	
Температура окружающей и регулируемой среды, °С		-40+ +50	
Тип присоединения к трубопроводам		Фланцевый	
Габаритные размеры, мм (рис. 7.11):			
L	300	380	430
B	445	500	580
H	435	460	490
Масса, кг	48	76	138

Примечание. Диапазон настройки выходного давления обеспечивается двумя связными пружинами усилителя: от 0,25 до 0,6 МПа — пружиной АЯД 2.394.023 красного цвета; от 0,6 до 1,6 МПа — пружиной АЯД 6.384.022 голубого цвета.

мально эксплуатироваться при температуре воздуха (среды) от -30 до $+60$ °С; при отрицательной температуре относительная влажность газа при прохождении его через плунжер регулятора всегда должна быть <1 , когда выпадение влаги из газа в виде конденсата исключается. Минимальный необходимый перепад давления $\sim 30,0$ кПа.

В регуляторах РДБК1 и РДБК1П (рис. 7.10; табл. 7.9) в качестве исполнительных органов использованы одностебельные регулирующие клапаны регуляторов РДУК2, поэтому пропускная способность регуляторов РДБК и РДУК2 одинакова, кроме того, составной частью РДБК1 являются пилот КН-2 и стабилизатор, а РДБК1П — пилот новой конструкции. Описываемые регуляторы устанавливаются только на горизонтальном участке трубопровода мембранной камерой вниз. Расстояние от нижней крышки мембранной камеры до пола и зазор между мембранной камерой и стеной при установке регулятора в ГРП и ГРУ должен быть не менее 300 мм. Импульсный трубопровод, соединяющий регулятор с местом отбора импульса, должен иметь $D_y = 32$ мм. Местные сужения проходного сечения импульсной трубки не допускаются. Присоединять импульсную трубку к нижней четверти сечения газопровода не разрешается. Рекомендуемые минимальные расстояния от места врезки импульсной трубки контролируемого давления до различных местных сопротивлений в зависимости

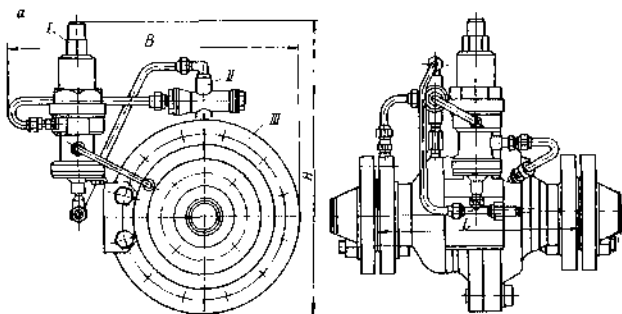


Рис. 7.11. Регуляторы РДУ.

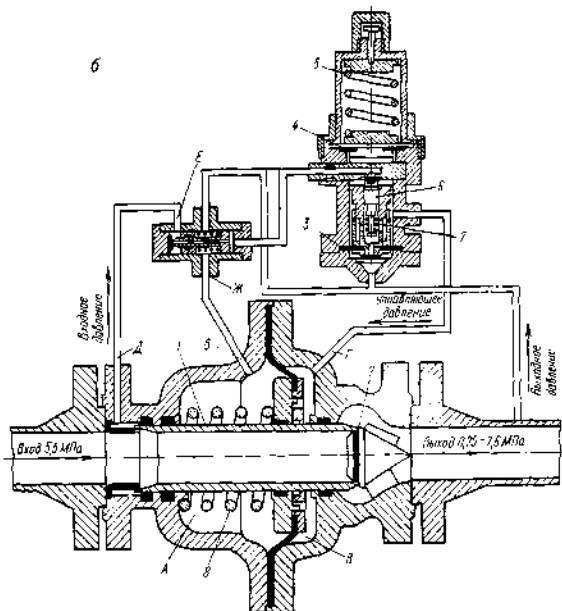
а — общий вид; б — проекционная схема.

от скорости газа v , м/с, и давления p_2 , МПа, представлены в табл. 7.10.

Регуляторы давления с усилителем и редуктором типа РДУ. Предназначены для снижения высокого давления газа и автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне. Регуляторы РДУ могут применяться на ГРС, газовых промыслах, установках очистки, осушки газа и других объектах газовой промышленности. Основные технические характеристики регуляторов РДУ приведены в табл. 7.11.

Регуляторы РДУ состоят из трех основных узлов (рис. 7.11, а): исполнительного III, усилителя I и редуктора II. Исполнительный узел регуляторов всех типоразмеров в конструктивном отношении одинаков, единственное отличие — размеры. Этот узел регулятора (рис. 7.11, б) служит конечным звеном системы автоматического регулирования. При перемещении затвора изменяется его проходное сечение, а следовательно, и количество проходящего газа. Это обеспечивает поддержание выходного давления на заданном уровне при колебании газопотребления или входного давления. Перемещение затвора происходит за счет изменения управляющего давления, поступающего на привод исполнительного узла от усилителя. Усилитель непрерывно измеряет выходное давление, сравнивает его с заданной при настройке и в случае отклонения выходного давления от заданного изменяет управляющее давление. Для питания усилителя используется энергия входного давления. Редуктор перепада давления предназначен для снижения высокого входного давления и поддержания постоянного перепада между давлением питания усилителя и выходным давлением.

6



Исполнительный узел (рис. 7.11, б) состоит из корпуса, крышки, мембранного привода, затвора, возвратной пружины, седла и кожуха. Седло размещено во внутренней полости крышки на ребрах. Для обеспечения герметичности исполнительного узла к седлу крепится капролоновая прокладка с помощью винта. Затвор выполнен в виде тонкостенной трубы и связан мембранным приводом с помощью диска и двух шайб. В исходном положении затвор прижимается к седлу с помощью возвратной пружины. В полость привода А через отверстие Б подается выходное давление, а в полость В через отверстие Г — управляющее давление (от усилителя). Отверстие Д во фланце корпуса служит для подачи входного давления к редуктору.

Усилитель состоит из корпуса, верхней крышки, колпачка и нижней крышки, мембранно-пружинного механизма, клапанного устройства и регулировочного винта. Мембранно-пружинный

механизм включает в себя две эластичные мембраны, жестко связанные с помощью муфты, стакана, втулки и двух дисков, а также пружину сжатия. Натяг пружины создается вращением регулировочного винта. Клапанное устройство состоит из подвижного седла, выполненного в виде отверстия во втулке, клапана двойного действия с пружиной и сборочного седла, зажатого между муфтой и втулкой. Через отверстие *Д* газ, поступающий от редуктора, подается на усилитель, а через отверстие *Б* — на привод исполнительного узла. В контрольную камеру (полость *В*) через отверстие *Г* поступает регулируемое давление из выходного трубопровода.

Редуктор перепада состоит из корпуса, седла, клапана, пружины и крышки. Газ входного давления через отверстие *Е* поступает в полость *А*, проходит через зазор, образуемый клапаном и седлом, редуцируется и идет на питание усилителя. Давление питания усилителя зависит от усилия сжатия пружины и превышает выходное, подаваемое в полость *Ж* редуктора, на 0,2—0,3 МПа.

Принцип работы регуляторов РДУ (рис. 7.11, б) следующий: газ высокого давления из подводящего газопровода поступает в полость *А* исполнительного узла, проходит через зазор, образуемый затвором *1* и седлом *2*, и редуцируется. Выходное давление устанавливается настройкой усилителя. Отклонения выходного давления, возникающие в результате изменения газопотребления или входного давления, воспринимаются чувствительным элементом усилителя (мембраной) и с помощью клапанного усилителя преобразуются в пневматический сигнал (повышение или понижение управляющего давления), поступающий в полость *В* привода исполнительного узла. Процесс автоматического поддержания выходного давления в заданных пределах осуществляется следующим образом: увеличение выходного давления вызывает перемещение подвижной системы усилителя, состоящей из двух жестко связанных между собой мембран *3* и *4*, вверх из-за нарушения равновесия действующих на нее сил: усилия пружины *5*, с одной стороны, и выходного давления — с другой. При этом сбросное седло *7* отходит от клапана *6*, что приводит к стравливанию некоторого количества газа из полости усилителя *В* и полости привода *А* исполнительного узла. Управляющее давление понижается, и затвор *1* под действием возвратной пружины *8* закрывается. В результате этого расход газа через регулятор уменьшается, что приводит к восстановлению выходного давления в заданных пределах. При уменьшении выходного давления регулятор работает в обратном порядке.

Регуляторы давления типа РДУ устанавливают только на прямолинейном участке газопровода, между двумя запорными устройствами таким образом, чтобы направление стрелки на табличке регулятора совпадало с направлением потока газа, с обеспечением полной герметичности фланцевых соединений

исполнительного узла с газопроводом. Импульсная трубка $\varnothing 16 \times 1,5$ приваривается к иппелю D_{y10} в верхней части сечения газопровода. Место отбора выходного давления указано на монтажной схеме. Для отбора импульсного давления за запорным устройством на импульсной линии устанавливают запорное устройство с проходным сечением, которое не меньше такового импульсной трубки. На выходном участке газопровода для настройки регулятора необходим показывающий манометр. При монтаже регулятора необходимо предусматривать условия для облегчения доступа к регулятору для его настройки, разборки и сборки.

Приборные регуляторы. В приборных регуляторах давления непрямого действия с изменением регулируемого давления включается вспомогательный источник энергии, который через специальный механизм — серводвигатель — передвигает регулирующий орган. Таким образом, в результате непрямого действия регулирующийся орган перемещается за счет вспомогательной энергии.

По виду вспомогательной энергии различают следующие регуляторы: пневматические, работающие на сжатом воздухе или газе; гидравлические, работающие на жидкости (масло или вода) под давлением; электрические, в которых привод исполнительного механизма осуществляется с помощью электродвигателя или соленоидного клапана; электрогидравлические, у которых перестановка регулирующего органа осуществляется гидравлическим способом, а управление приводом — электрическим.

Автоматический регулятор непрямого действия состоит из следующих основных частей: задающего устройства, при помощи которого регулятор настраивают на заданное давление; элемента, который воспринимает и преобразует регулируемое давление в определенные усилия перемещения или другие сигналы; устройства, измеряющего сигнал, полученный от воспринимающего устройства, и сравнивающего его с заданным давлением; устройства, усиливающего сигнал за счет включения вспомогательной энергии; исполнительного механизма, непосредственно перемещающего регулирующий орган; регулирующего органа (клапана, дроссельной заслонки и т. д.), изменяющего поток вещества.

В практике газоснабжения наиболее распространены пневматические регуляторы. Их широко применяют на ГРС, а также на крупных городских и промышленных установках, регулирующих давление газа, где нельзя использовать регуляторы давления прямого действия. Поэтому ниже будут описаны только пневматические регуляторы давления непрямого действия. Простота конструкции, надежность, легкость обслуживания, а также взрывозащищенность и пожаробезопасность — основные достоинства этих приборов.

Командный прибор МТ-711Р (МТ-712Р) в обвязке с регулирующими клапанами предназначен для дросселирования значительных газовых потоков, требующих точного поддержания заданного

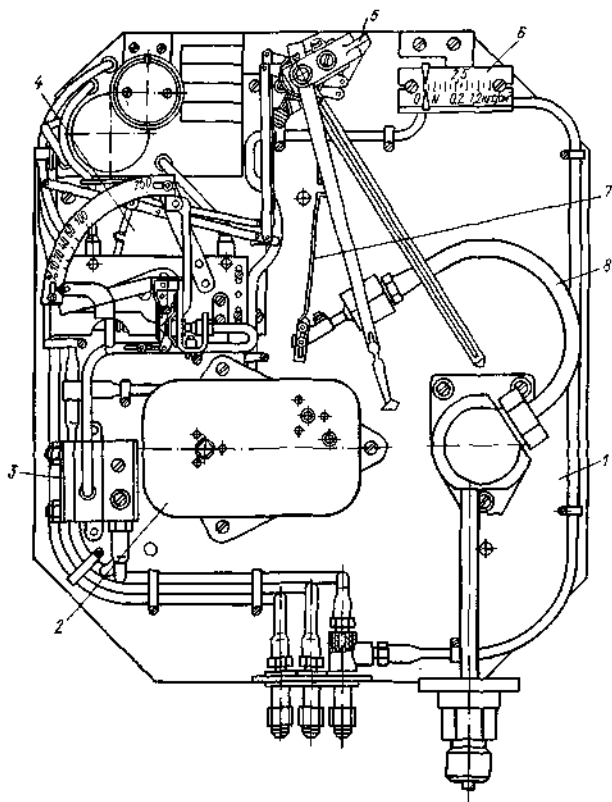


Рис. 7.12. Общій вид манометра МТ-711Р (МТ-712Р).

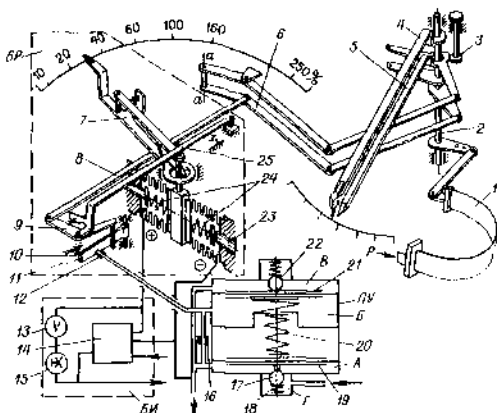


Рис. 7.13. Схема устройства манометра МТ-711Р (МТ-712Р).

1 — манометрическая трубчатая линза; 2 — ось; 3 — шестерня; 4 — стрелка с пневмостержнем; 5 — стрелка задания; 6 — рычаг; 7 — угловой рычаг; 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 — переключатель; 16 — дроссель; 17 — шариковый клапан; 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25 — рычаги; А — Г — камеры; БР — блок регулирования; БИ — блок интегральный; ПЗ — пневмоусилитель; а-а — неподвижная ось.

давления. Отличительная особенность этого прибора — изодромное устройство, состоящее из двух сообщающихся между собой коробок со двоянными сифонами, между которыми заключена специальная жидкость. Изодромное устройство позволяет автоматически перенастраивать пределы дросселирования в зависимости от расхода или подачи газа. Командный прибор служит пневматическим регулятором управления с упругой обратной связью и 150%-ным пределом дросселирования. С изменением давления газа прибор при помощи пневмореле изменяет давление воздуха или газа в надмембранном пространстве привода регулирующего клапана. Высокая чувствительность прибора и точность регулирования давления газа обеспечиваются благодаря пропорциональному (шкала пределов дросселирования) и изодромному (шкала изодрома) устройствам, т. е. обуславливаются значением и скоростью угловых перемещений заслонки по отношению к соплу, определяющих в свою очередь значения и скорости перемещения привода регулирующего клапана.

Манометры с трубчатой пружиной с пневматическим изодромным регулирующим устройством МТ-711Р (МТ-712Р)

предназначены для измерения, записи и автоматического поддержания заданного давления неагрессивных газовых сред в системах контроля и регулирования технологических процессов. Действие измерительной части основано на уравновешивании измеряемого давления силой упругой деформации трубчатой пружины, а пневматического изодромного регулирующего устройства — на принципе компенсации перемещений с использованием сильфонного устройства. Для записи используют перо, в полость которого чернила заливают в объеме, рассчитанном на работу в течение 1 сут. Все узлы и блоки прибора монтируют на общей плате 1 (рис. 7.12), на которой крепят манометрическую пружину 8, тягу 7, передающий механизм 5 с пером и стрелкой задания, регулирующее устройство 4, пневмоусилитель 3, привод диаграммы 2, манометр 6.

Измеряемое давление (рис. 7.13), поступающее в полость манометрической пружины 1, через систему рычагов и ось 2 передается на стрелку 4 с пером и на угловой рычаг блока регулирования *БР*. Сигнал рассогласования переменного параметра и задания, отработанный на тягу 8, передается на угловой рычаг 9 *БР*. Последний состоит из сильфонного блока отрицательной и положительной обратных связей, системы рычагов, установки пропорциональности со шкалой и системы «сопло — заслонка». С выхода пневмоусилителя *ПУ* пневмосигнал поступает в камеру сильфонного блока, в блок интегральный *БИ*, в интегрирующую цепочку сопротивления 15 и пневмоемкости 13 и в узел переключения (переклюкающее реле 14) с автоматического режима на ручной. Из *БИ* пневмосигнал поступит в камеру плюсового сильфонного блока и на выходные штуцера прибора.

Основные технические данные манометра МТ-711Р (МТ-712Р) приведены ниже:

Техническая характеристика МТ-711Р (МТ-712Р)

Класс точности:	
измерительной части	1
регулирующего устройства	1,5
Пределы пропорциональности, %	10—250
Время изодрома, с	6—∞
Давление, МПа:	
воздуха питания	0,14±0,014
выходное	0,0—0,1
Дальность передачи пневмосигнала по трубопроводу (с внутренним диаметром 6 мм), м	До 300
Питание синхронного электрического привода	Переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц
Время 1 об диска, с	12 и 24
Форма диафрагмы	Дискровая
Число записываемых величин	1
Габаритные размеры, мм	340×280×126
Масса, кг	11

Условия эксплуатации:

температура воздуха, °С

5—50 (для обыкновенного исполнения)

5—55 (для тропического исполнения)

относительная влажность, %

До 80 (для обыкновенного исполнения)

До 96 (для тропического исполнения)

Приборы следует устанавливать в местах, исключаящих тряску и вибрацию и обеспечивающих хорошую видимость диаграммы. Соединительный капилляр не должен подвергаться ударам и резким перегибам, могущим сузить или закупорить внутренний канал. Допустимый радиус закругления в местах изгиба капилляра — не менее 50 мм.

Для предохранения чувствительного элемента от непосредственного воздействия высокой температуры, для измерения паров, газов, жидкостей и воздуха в линии необходимо так расположить сильфонную трубку, чтобы она постоянно была заполнена конденсатом или какой-либо нейтральной жидкостью. Между сильфонной трубкой и прибором может быть установлен трехходовой кран, служащий для продувки линии, подключения контрольного манометра при проверке показаний прибора и для включения в работу. Сильфонная трубка и трехходовой кран в комплект поставки прибора не входят. При выборе места установки прибора необходимо соблюдать следующие условия:

— расстояния от точки измерения до прибора и от прибора до исполнительного механизма должны быть минимальными для уменьшения запаздываний, ухудшающих работу регулятора. Максимально допустимое расстояние от точки измерения до прибора зависит от примененной измерительной системы и указано в инструкциях на соответствующие измерительные приборы. Рекомендуемое расстояние от прибора до исполнительного механизма по трассе 20—40, для объектов с большой изверткостью оно может достигать 300 м;

— место установки и высота крепления прибора должны быть выбраны так, чтобы не затруднять обслуживание прибора и наблюдение за его показаниями;

— температура воздуха не должна вызывать конденсации паров, охлаждающихся в поступающем в прибор воздухе, поэтому она всегда должна на 10 °С превышать точку росы воздуха на выходе из компрессора, но быть не выше 50 °С;

— прибор не должен испытывать воздействий вибраций стен и полов промышленных сооружений. При наличии вибрации рекомендуется применять амортизирующие приспособления;

— окружающая среда не должна разрушительно действовать на лакокрасочные покрытия, пассивированную латунь, оксидированные алюминиевые сплавы, никелевые, хромовые и цинковые покрытия. В противном случае следует устанавливать приборы в специальных шкафах.

В зависимости от типа прибор монтируется на стене, стойке, кронштейне или щите в вертикальном положении. В случае необходимости при настенном монтаже следует предусматривать в стене или щите четыре отверстия \varnothing 10 мм для подвода пневмолинии; по одному отверстию \varnothing 25 мм для подвода измеряющей среды и электропитания (для приборов с электроприводом диаграммы) (рис. 7.14).

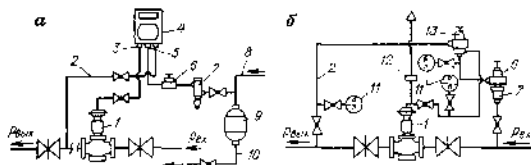


Рис. 7.14. Схема обвязки клапана регулирующего с командным прибором.

а — МТ-711Р (МТ-712Р); б — с пилотом ДПМ; 1 — клапан регулирующий; 2 — импульсная трубка; 3 — штуцер «Выход»; 4 — манометр МТ-711Р (МТ-712Р); 5 — штуцер «Вход»; 6 — редуктор давления воздуха; 7 — фильтр; 8 — трубопровод сжатого воздуха; 9 — ресивер; 10 — дренажный трубопровод; 11 — манометр; 12 — дроссель; 13 — пилот.

Пневмокоммуникации должны изготавливаться из медной, латунной или стальной трубки с внутренним диаметром 6 мм и толщиной стенки не менее 1 мм. На трассе должно быть как можно меньше изгибов, причем радиусы закругления должны быть не менее 20 мм. Следует избегать прокладки трубопровода в труднодоступных местах. Все соединения на пневмотрассе должны быть выполнены весьма тщательно, не допускаются утечки при опрессовке трубопровода воздухом давлением 0,17 МПа.

Редуктор давления и фильтр воздуха должны монтироваться так, чтобы был обеспечен свободный доступ обслуживающего персонала к головке редуктора и спускному вентилю фильтра. При наличии в подаваемом воздухе или газе большого количества влаги или при значительных пульсациях давления воздуха рекомендуется устанавливать перед фильтром дополнительный резервуар — ресивер со спускным вентилям.

Комплектующими изделиями являются стабилизатор давления и фильтр. Стабилизатор давления воздуха (газа) СДВ-1,6 предназначен для регулирования и автоматического поддержания давления воздуха (газа), необходимого для питания приборов и средств автоматизации. Он укомплектован манометром. Работа стабилизатора основана на уравновешивании сил упругой деформации пружин и давления сжатого воздуха (газа), действующего на мембрану. На корпусе имеются два отверстия с конической резьбой К1/8° для монтажа стабилизатора в пневмосистему. В штоке, отжимающем золотник, имеется центральный осевой канал, который служит для сброса воздуха (газа) в атмосферу через отверстия в крышке при резком понижении или прекращении расхода воздуха (газа). Стабилизатор должен устанавливаться после фильтра, в непосредственной близости от него, в месте, доступном для наблюдения и настройки. Направление движения воздуха должно совпадать с направлением стрелки на приборе. Стабилизатор устойчиво работает в диапазоне температур среды от -30 до $+50$ °С и относительной влажности до 95%.

Давление на входе 0,3—0,8, на выходе 0,02—0,2 МПа; максимальный расход воздуха (газа) 1,6 м³/ч; масса 0,5 кг.

Фильтр воздуха (газа) ФВ-1,6 предназначен для окончательной очистки воздуха (газа) питания пневматических приборов и средств автоматизации от механических примесей, масла и влаги. В окружающей среде допускается присутствие сернистых соединений, аммиака, оксидов азота и других включений в концентрациях, допускаемых нормами промсанитарии и охраны труда. Очистка воздуха (газа) осуществляется при проходе его через четыре слоя фильтровального материала, намотанного на каркас фильтрующего патрона.

Условия работы: температура воздуха от -50 до +50 °С, относительная влажность воздуха до 95% (при 35 °С); рабочее давление p_1 0,3—0,6 МПа; максимальный расход воздуха (газа) 1,6 м³/ч (при $p = 101,3$ кПа и $t = 20$ °С); падение давления на фильтре не более 0,02 МПа (при $p_{вх} = 0,3$ МПа); степень очистки воздуха (газа) не менее 99,95%; масса ~0,4 кг.

Если вместо воздуха используется сжатый газ, то командный прибор должен быть помещен в герметичный футляр, соединяемый через сбросной трубопровод (свечу) с атмосферой.

7.4.3. РЕГУЛИРУЮЩИЕ КЛАПАНЫ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ НЕПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Пневматические исполнительные механизмы в зависимости от чувствительного элемента разделяются на мембранные и поршневые. Наиболее применимы мембранные исполнительные механизмы, которые могут быть как прямого действия (при увеличении движения в рабочей полости присоединительный элемент выходного звена отделяется от плоскостей заделки мембраны), так и обратного действия (при увеличении давления присоединительный элемент выходного звена приближается к плоскости заделки мембраны). Основные характеристики мембранных исполнительных механизмов: рабочий диапазон измерения давления сжатого воздуха или газа в полости чувствительного элемента механизма, который обычно соответствует стандартному изменению выходных пневматических импульсов регуляторов 0,02 ÷ 0,1 МПа (с отклонением ±5 кПа); эффективная площадь мембраны, под которой подразумевается отношение развиваемого ею перестановочного усилия, когда опорный диск (грибок) находится в плоскости заделки мембраны, к действующему давлению сжатого воздуха или газа; максимальное линейное перемещение штока, соответствующее рабочему диапазону изменения давления сжатого воздуха или газа, обычно колеблется в пределах 10—60 мм (иногда до 100 мм); регулирующий орган в комплекте с исполнительным механизмом непосредственно воздействует на процесс регулирования в зависимости от выработанного регулятором закона. От правильности выбора типоразмера регулирующего органа во многом зависит качество регулирования и нормальное

протекание технологических процессов.

В пневматической ветви системы автоматического регулирования в комплект регулирующего клапана входят дроссельное устройство (регулирующий орган), изменяющее гидравлическое сопротивление потока регулируемой среды; пневматический исполнительный механизм, который перемещает и устанавливает в необходимом положении дроссельную систему; дополнительные устройства — позиционер, ручное или дистанционное управление, облегчающее или улучшающее эксплуатацию регулирующих клапанов.

Принцип действия пневматических исполнительных механизмов следующий: при увеличении командного давления p_k воздуха или газа, подаваемого в надмембранную полость, пружина мембранного привода сжимается и шток с клапаном опускается, изменяя свободные сечения для прохода газа. При снижении давления на мембрану шток с клапаном под воздействием пружины поднимаются.

Регулирующие клапаны 25с48нк (НО) и 25с50нк (НЗ) (рис. 7.15, табл. 7.12). Состоят из мембранно-пружинного серводвигателя и регулирующего клапана. Позиционеры к клапанам, а также клапаны с набивкой сальника фторопластовыми кольцами с устройством для ручного управления от маховика и лубрикатом поставляют по особому заказу. При отсутствии командного давления воздуха p_k в исполнительном механизме проходное сечение клапана НО действием обратной пружины открыто, а клапана НЗ — закрыто. При подаче давления в исполнительный механизм мембрана, а также соединенное с ней штоковое устройство и плунжер перемещаются и проходное сечение клапана НО уменьшается, а клапана НЗ увеличивается.

Подвижная система будет перемещаться до тех пор, пока не установится равновесие действующих сил. Давление, при котором перемещаются подвижная система и плунжер, можно изменять за счет усилия (натяга) возвратной пружины при помощи регулировочной гайки, расположенной в нижней части мембранного механизма. Нижний шток клапана проходит через сальник, расположенный в крышке, на которой также крепится стойка мембранного механизма. Чтобы уменьшить силу трения штока в сальнике, клапаны с асбестовой набивкой снабжаются масляной. В клапанах с набивкой из фторопластового шнура или колец сальник работает без смазки. Натяг гайки сальника должен быть минимально необходимым для обеспечения герметичности, при выполнении набивки из фторопластовых колец натяг сальника обеспечивается пружинной. Клапаны имеют местный указатель положения плунжера, состоящий из диска, закрепленного на штоке, и шкалы, установленной на стойке. Клапаны предназначены для работы при температуре воздуха от -40 до $+300$ °С. Клапаны устанавливаются в любом рабочем положении. Монтаж клапана должен проводиться на трубопроводе, имеющем прямые

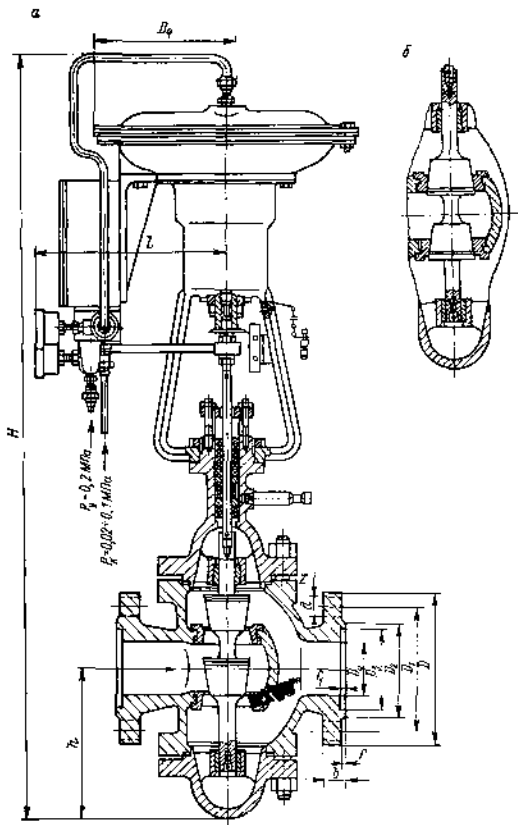


Рис. 7.15. Регулирующий клапан с пневматическим мембранным исполнительным механизмом фланцевый 25с48нж (НО) (а) и 25с50нж (НЗ) (б).

Основные габаритные и присоединительные размеры, мм,
и масса регулирующих клапанов 25с43пж (НО) и 25с50пж (НЗ)

D_y	L	D	D_1	D_2	D_3	f	f_1	b	d	b	H	t	D_4	Z	Масса, кг, не более
50	300	105	135	106	88	3	4	26	23	145	805	232	320	4	51,5
80	380	210	170	142	121	3	4	30	23	200	1000	275	400	8	105
100	430	250	200	170	150	3	4,5	32	25	265	1255	300	480	8	165
150	550	340	380	240	204	3	4,5	38	34	290	1275	300	480	8	348
200	650	405	345	300	200	3	4,5	44	34	280	1730	338	500	12	522

Примечание. Длина клапанов L на рис. 7.15 не показана.

участки, длина которых до и после клапана должна быть не менее $10D_y$. Нечувствительность — не более 3,0 кПа. Относительная переулируемая протечка в затворе — не более 0,05% от $K_V \text{ max}$. Изменение давления воздуха в приводе, при котором осуществляется полный ход регулирующего органа — 0,02—0,1 МПа.

7.1.4. ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

Расчет дроссельных органов регуляторов давления сводится к определению максимального проходного сечения, обеспечивающего пропуск заданного максимального количества регулируемой среды. Условия протекания газа через регулирующий орган аналогичны таковым через сужение в трубопроводе, и поэтому расчет дроссельных органов производится по формулам, в основе которых лежит теория истечения из отверстий, сопел и насадков.

Основные технические характеристики применяемых регуляторов давления приведены в табл. 7.13. Если табличные данные не совпадают с расчетными, то с достаточной для технических целей точностью для определения пропускной способности регулятора рекомендуется пользоваться следующими зависимостями:

— при другой плотности газа

$$V = 0,855V_T/\sqrt{\rho}; \quad (7.1)$$

— при скорости истечения газа через седло, меньшей критической ($p_2/p_1 \geq 0,5$) и $\rho \neq \rho_T$

$$V = 0,855V_T \sqrt{\Delta\rho\rho_2/(\Delta\rho_T\rho_{2T})}, \quad (7.2)$$

а для $\rho = \rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3$

$$V = V_T \sqrt{\Delta\rho\rho_2/(\Delta\rho_T\rho_{2T})}; \quad (7.3)$$

— при критической скорости истечения газа через седло ($p_2/p_1 < 0,5$) и $\rho \neq \rho_T$

$$V = 0,855V_T\rho_1/(p_{1T}\sqrt{\rho}), \quad (7.4)$$

а для $\rho = \rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3$

$$V = V_T\rho_1/p_{1T}, \quad (7.5)$$

где индекс «т» — табличное значение параметра; V и V_t — пропускная способность регулятора, м³/ч; ρ и ρ_t — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³; Δp и Δp_t — перепад давления в регуляторе, МПа; p_1 и p_{1t} — абсолютное входное давление газа, МПа; p_2 и p_{2t} — абсолютное выходное давление газа, МПа.

Нормальная работа регулятора обеспечивается при условии, когда его максимальная пропускная способность V_{\max} не более 80, а минимальная V_{\min} не менее 10% от расчетной пропускной способности V при заданных входном p_1 и выходном p_2 давлении, т. е. должны выполняться условия

$$(V_{\max}/V) \cdot 100 \leq 80 \text{ и } (V_{\min}/V) \cdot 100 \geq 10. \quad (7.6)$$

7.5. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ЗАПОРНЫЕ И СБРОСНЫЕ УСТРОЙСТВА

Газорегуляторные пункты и установки, а также газопользующие установки могут надежно и безопасно работать только в том случае, если они оборудованы вспомогательными устройствами, к которым относятся предохранительные запорные (ПЗУ) и предохранительные пружинные сбросные устройства (ПСУ), предназначенные для предотвращения чрезмерного повышения или понижения давления поступающего в газопроводы газа.

Повышение давления представляет большую опасность. Газогорелочные устройства, контрольно-измерительные приборы и другое газовое оборудование, используемое в бытовых, коммунально-бытовых и промышленных установках, рассчитаны и могут надежно и безопасно работать только при использовании газа определенного давления. Поэтому повышение давления может привести к расстройству режимов горения, к нарушению прочности газового оборудования, к вакуумлению помещения газом, а отсюда, как следствие, к возможным взрывам, пожарам и отравлению людей. Причинами повышения давления в газопроводе могут быть либо неисправности регуляторов давления (разрыв рабочей мембраны регулятора давления, выход из строя регулятора управления и др.), либо небольшие пропуски газа регуляторами давления при отсутствии расхода газа в ночные часы (загрязнение поверхности регулирующего клапана), либо ошибочные действия обслуживающего персонала газовых эксплуатационных организаций.

В ГРП (ГРУ) ПЗУ устанавливают на газопроводе перед регулятором давления, а ПСУ — за регуляторами давления.

Предохранительные запорные устройства типа ПКН (ПКВ) (рис. 7.16, табл. 7.14). Они являются полуавтоматическими запорными устройствами, предназначенными для герметичного отключения подачи неагрессивных газов. Устройство автоматически закрывается при выходе контролируемого давления за установленные верхний или нижний пределы, а открывается только вручную. Самопроявольное открытие исключено.

Основные характеристики

Наименование	Обозначение	Dy, мм	Диаметр седла, мм	Дав.	
				входное, не более МПа	выходное
Регулятор давления сжиженного газа	РДСГ1-0,5	15	1,6	1,6	1,6
	РДСГ1-1,2				
Регулятор давления газа	РДГ-6	15	1,6	2	1,6
	РДГ-8				
Регулятор давления газа домашний	РДГД-20	20	—	—	0,3
Регулятор высокого давления	РД-32М/С	32	6	10	1,6
	РД-32М/Ж		4		
РД-50М/С	50	15	20	25	—
		20			
РД-50М/Ж	50	8	11	—	—
		11			
D _y 32	32	6	10	—	0,6
		10			
D _y 50	50	15	20	25	—
		20			
Регулятор среднего давления	D _y 32	32	10	—	0,6
	D _y 50	50	25	—	
Регулятор давления универсальный конструкции Кавыпова	РДУК2Н-50	50	35	—	1,2
	РДУК2Н-100	100	50	—	
	РДУК2Н-100	100	70	—	
	РДУК2Н-200	200	105	—	
	РДУК2Н-200	200	140	—	0,6
	РДУК2В-50	50	35	—	1,2
	РДУК2В-100	100	50	—	
	РДУК2В-100	100	70	—	
	РДУК2В-100	100	105	—	
	РДУК2В-200	200	105	—	
РДУК2В-200	200	140	—		
РДУК2В-200	200	140	—	0,6	

регуляторов давления

Давление	Пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, МПа				Масса, кг
	0,1	0,3	0,6	1,2	
2,0—3,6	0,75	1,5	—	—	0,24 0,52
	1,8	3,6	—	—	
2,0—3,6	0,75	1,5	—	—	0,63 0,65
	1,8	3,6	—	—	
2,0—2,5	45	80	—	—	5,0
0,9—2,0	25	55	105	—	6,0
	45	100	—	—	
2,0—3,5	7	18	31	65	—
	16	32	62	—	
0,9—2,0	167	375	717	—	18
	270	610	—	—	
2,0—3,5	32	69	125	231	—
	66	132	228	—	
2,0—3,5	25	55	105	—	8
	45	100	—	—	
2,0—3,5	167	375	717	—	18
	270	610	—	—	
2,0—3,5	32	69	125	231	—
	66	132	228	—	
10,0—110,0	40	90	160	—	13 26
	320	720	1260	—	
0,5—60,0	900	1 790	3 125	5 800	45
	1420	2 840	4 970	9 200	80
	2825	5 650	9 900	18 350	80
	5890	11 800	20 550	38 000	300
	9500	19 000	33 340	—	300
	720	1 790	3 125	5 800	45
60—600	1200	2 840	4 970	9 200	80
	2300	5 650	9 900	18 350	80
	4700	11 800	20 550	38 000	800
	7650	19 000	33 340	—	300
	720	1 790	3 125	5 800	45
	1200	2 840	4 970	9 200	80
2300	5 650	9 900	18 350	80	
4700	11 800	20 550	38 000	800	
7650	19 000	33 340	—	300	

Наименование	Обозначение	D _у , мм	Диаметр седла, мм	Диа	
				активное, левее МПа	
Регулятор давления блочный конструкции Квантеда	РДБК1-25	25	21	1,6	
	РДБК1-50	50	35		
	РДБК1-100	100	50	1,2	
	РДБК1-100	100	70		
	РДБК1П-25	25	21	1,6	
	РДБК1П-50	50	35		
	РДБК1П-100	100	50	1,2	
	РДБК1П-100	100	70		
Регулятор среднего давления	РДС-30	30	34	1,2	
	РДС-100	100	42		
	РДС-150	150	62	0,6—1,0	
	РДС-200	200	90		
	РДС-300	300	140		
Регулятор давления	РД-25-64	25	16	6,4	
	РД-25-64	25	20		
	РД-40-64	40	20		
	РД-40-64	40	32		
	РД-50-64	50	45	6,4	
	РД-80-64	30	70		
	РД-100-64	100	85		
Клапан регулирующий в пневматическом исполнении мембранным исполнительным механизмом, фланцевый	25с37иж (НО)	25	25	1,6	
	25с38иж (НЗ)	40	40		
		50	50		
	25с30иж	30	30		
	1М—4М (НО)	100	100		
	25с32иж	150	150		
	5М—8М (НЗ)	200	200		
		250	250		
		300	300		
	25с48иж	25	25	6,3	
	М1 (НО)				
	25с50иж				
	М1—8М (НЗ)				
	25с48иж	50	50		
	1М—4М (НО)	30	30		
	25с50иж	100	100		
	5М—8М (НЗ)	150	150		
		200	200		

Примечания. 1. Регуляторы низкого и среднего давления D_у32 и D_у50 в -60М индекс «С» — сетевой газ, «Ж» — сжиженный газ. 2. Пропускная способность дин — 0,06 МПа, для РД-64 — 0,3 МПа, для остальных — менее 0,006 МПа, а также для остальных.

Диа	Выходное в пределах, кПа	Пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, МПа				Масса, кг
		0,1	0,3	0,6	1,2	
1,0—60,0		310	620	1080	2000	26
		900	1790	3125	5800	38
30—800		1420	2840	4970	9 200	93
		2825	5650	9900	18 350	93
0,5—600		250	620	1080	2000	23
		720	1790	3125	5800	36
0,25—2,5 МПа		1200	2840	4970	9 200	89
		2300	5650	9900	18 350	89
0,15—1,0 или 1,2—1,6 МПа		1300	2600	4570	8 500	186
		1860	3700	6460	12 000	236
0,06—1,6 МПа		4 850	9 600	16 800	—	237
		9 100	18 000	31 600	—	336
		22 000	43 600	—	—	596
0,05—1,6 МПа		—	—	300	560	28
				720	1340	28
			720	1340	54	
			1900	3580	54	
			—	—	—	106
			3 000	5 600	—	135
			7 200	13 400	—	215
			12 000	22 400	—	—
			—	—	—	21
			1100	1900	3 500	44
			2750	4800	8 900	50
			4900	7600	14 000	50
			—	—	—	83
			11 000	19 000	35 000	126
			17 500	30 000	56 000	185
			43 400	76 000	140 000	370
			68 800	120 000	223 000	488
			110 000	193 000	357 000	709
			172 000	300 000	558 000	36
			—	1900	3500	—
			—	—	—	56
			4 300	7 500	14 000	101
			11 000	19 000	35 000	151
			17 000	30 000	55 000	244
			43 400	76 000	140 000	483
			68 800	120 000	223 000	—

поставляются только в комплекте с клапаном ГРП типа ПРУ. 2. У регулятора РД-32М приводятся при выходном давлении P₂₇ для РДУ32В, РДБК1П и клапанов регулирующих — 9,2 кг/м³ для РДСГ, РДГ, РД-32М/Ж и РД-60М/Ж и ρ = 0,73 кг/м³ — плотность газа ρ = 9,2 кг/м³ для РДСГ, РДГ, РД-32М/Ж и РД-60М/Ж и ρ = 0,73 кг/м³ —

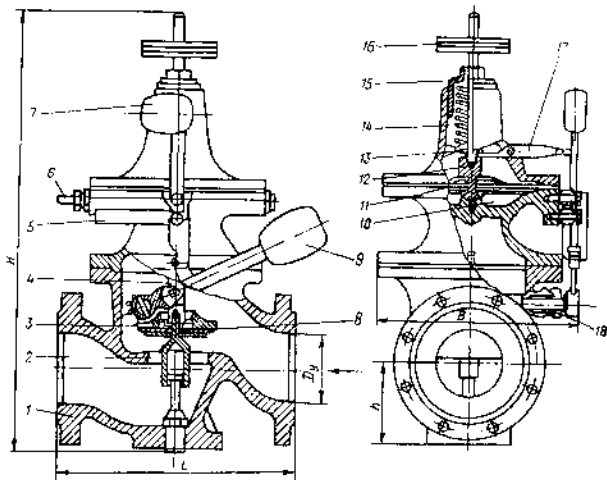


Рис. 7.16. Предохранительное паровое устройство типа ПКН (ПКВ).

1 — корпус; 2 — седло; 3 — клапан; 4 — шток клапана; 5 — верхний рычаг; 6 — импульсный трубопровод контролируемого давления; 7 — молоток; 8 — ось; 9 — рычаг; 10 — измерительная мембранная камера; 11 — мембранная пружина; 12 — шток мембраны; 13 — опорная шайба; 14 — пружина; 15 — регулировочный стержень; 16 — грузы; 17 — хормосило; 18 — сальниковая гайка.

Изготавливают предохранительные запорные устройства следующих модификаций: ПКН — низкого контролируемого давления и ПКВ — высокого. Обе модификации рассчитаны на давление в корпусе 0,6, максимально до 1,2 МПа. Диапазон настройки для ПКВ от 0,03 до 0,65 МПа при повышении давления и от 300 до 30 000 Па при понижении его; для ПКН от 1000 до 60 000 Па при повышении давления и от 300 до 3000 Па при понижении.

Корпус ПЗУ — фланцевый вентиляльного типа. Газ подается на клапан. Седло корпуса перекрывается клапаном с резиновым уплотнением. Перемещение штока с клапаном — вертикальное: нижний конец штока перемещается по направляющей колонке, а верхний конец — в отверстии направляющей пластины. Шток клапана посредством штифта сцепляется с насаженной на вал вилкой. На конец вала укреплен рычаг с грузом. Посадка втулки рычага на вал осуществлена на конусе с накаткой, что позволяет плавно изменять взаимное расположение рычага относительно вилки. Выходящий из корпуса вал уплотняется сальником.

Характеристика предохранительных запорных устройств
типа ПКН (ПКВ)

Показатель	ПКН-50	ПКВ-50	ПКН-100	ПКВ-100	ПКН-200	ПКВ-200
Предел настройки давления, МПа:						
	верхний	0,001— 0,06	0,03— 0,6	0,001— 0,06	0,03— 0,6	0,001— 0,06
нижний	0,0003— 0,003	0,0003— 0,03	0,0003— 0,003	0,003— 0,03	0,0003— 0,003	0,003— 0,03
Максимальное давление в корпусе, МПа	1,2					
Размеры, мм:						
L	230		350		600	
H	415		660		770	
h	80		110		190	
B	260		310		400	
Масса, кг	35		70		150	

Примечание. Предохранительные размеры фланцев на $p_y = 1,6$ МПа.

В основной клапан встроены малый перепускной, служащий для выравнивания давления до и после клапана перед его открытием. При подъеме клапана сначала немного приподнимется шток, в результате чего перепускной клапан откроется и давление в полостях корпуса выровняется, что дает возможность открыть основной клапан. При закрытии клапана основной клапан садится на седло, а затем под действием груза рычага закрывается и перепускной клапан. На верхнем фланце корпуса расположена мембранная головка. На верхний конец штока мембраны надевается пружина, служащая для настройки нижнего предела контролируемого давления с помощью регулировочного винта. Настройку верхнего предела контролируемого давления осуществляют с помощью регулировочного стакана, который изменяет сжатие пружины. Импульс контролируемого давления подается под мембрану через вилпель.

Принцип работы клапана следующий: в открытом положении штифт рычага сцеплен с крючком анкерного рычага. Нижний конец молотка упирается в выступ этого же рычага. Штифт молотка сцепляется с концом коромысла. Когда контролируемое давление находится в установленных пределах, пружина нижним торцом через тарелку упирается в выступ крышки мембранной коробки и не оказывает давления на мембрану. Мембрана под действием давления снизу занимает среднее положение. Гайка штока прижата к тарелке пружины. Коромысло находится в горизонтальном положении.

в горизонтальном положении и сцеплено со штоком молотка. Когда давление под мембраной превысит предел, установленный пружиной, мембрана со штоком начнет подниматься, сжимая пружину. Поднимается и внутренний конец коромысла, а наружный конец его выйдет из зацепления со штоком молотка. Молоток упадет и ударит по концу анкерного рычага. Рычаг выйдет из зацепления и упадет, в результате чего клапан окажется перекрытым. Когда давление под мембраной упадет ниже предела, установленного пружиной, мембрана со штоком начнет опускаться, наружный конец коромысла переместится вверх и выйдет из зацепления со штоком молотка. В результате, как и в предыдущем случае, клапан окажется перекрытым.

Предохранительные устройства ПКВ, в отличие от ПКН, характеризуются наличием опорной тарелки, уменьшающей эффективную площадь мембраны, и отсутствием большой тарелки мембраны.

Предохранительное запорное устройство типа ПКК-40М (рис. 7.17). Это полуавтоматическое устройство предназначено для автоматического перекрытия потока неагрессивных газов или воздуха с температурой не выше 60 °С в случаях повышения давления в контролируемом участке сети сверх установленного предела или при уменьшении перепада между входным и контролируемым давлениями ниже определенного предела. Устройство ПКК-40М устанавливается перед регулятором давления, а импульс контролируемого давления берет после регулятора. Открывают его вручную, для чего необходимо отвернуть пусковую пробку.

Конструктивно ПЗУ выполнено в виде муфтового корпуса вентильного типа с мембраной камерой сверху. Внутри корпуса имеется клапан, который под действием пружины опускается сверху на седло. Мембранная камера состоит из корпуса, верхней крышки и мембранной коробки, между которыми зажаты нижняя и верхняя мембраны с различными эффективными площадями. Нижняя мембрана жестко связана со штоком клапана корпуса. Конец штока выполнен в виде седла с отверстием $\varnothing 1,2$ мм, проходящим внутри штока через мембрану. Верхняя мембрана снизу имеет резиновое уплотнение, служащее клапаном седла основного клапана. Мембранная коробка с двумя отверстиями (труб 1/2") имеет в центре двухсторонний упор для ограничения движения нижней мембраны вверх и верхней мембраны вниз. В одно из отверстий промежуточного кольца заворачивается пусковая пробка, во втором отверстии установлен обратный клапан, пропускающий газ из импульсной линии в мембранную камеру. На верхнюю мембрану действует пружина, сжатие которой изменяют регулировочным стаканом.

Для того чтобы открыть клапан, необходимо отвернуть пусковую пробку, при этом пространство между мембранами сообщается с атмосферой через отверстия в пробке. Входное давление газа, преодолевая усилие пружины основного клапана, поднимает его

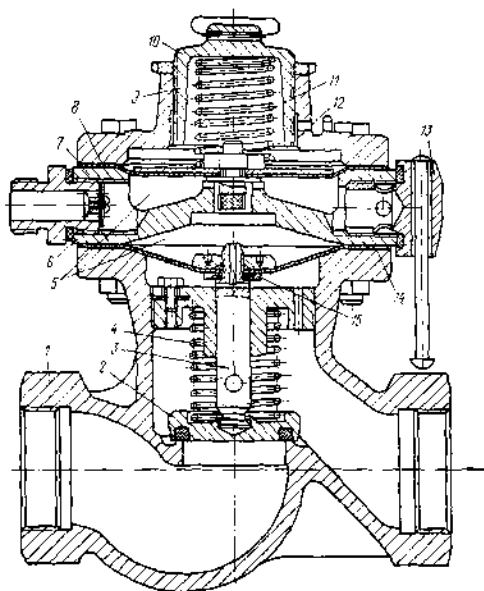


Рис. 7.17. Предохранительное vaporное устройство ПКК-40М.

1 — корпус; 2 — основной клапан; 3 — шток; 4 — пружина; 5 — мембранная камера; 6 — обратный клапан; 7 — промежуточное кольцо; 8 — мембранный привод верхний; 9 — крышка; 10 — регулировочный стержень; 11 — контрольная пружина; 12 — малый клапан; 13 — пусковая пробка; 14 — мембранный привод нижний; 15 — седло малого клапана.

и нижнюю мембрану вверх до упора, а отверстие в конце штока окажется закрытым клапаном в центре верхней мембраны. После этого пусковая пробка завинчивается. Газ через открытый клапан корпуса поступает в сеть и из контролируемого участка (по импульсной трубке) через обратный клапан попадает в полость между мембранами. Если контролируемое давление газа превышает установленное верхней пружиной, то верхняя мембрана приподнимается, отверстие в штоке открывается и по обе стороны от нижней мембраны установится одинаковое давление газа. Под действием пружины основной клапан опустится на седло и перекроет подачу газа, причем поступление газа в импульсную

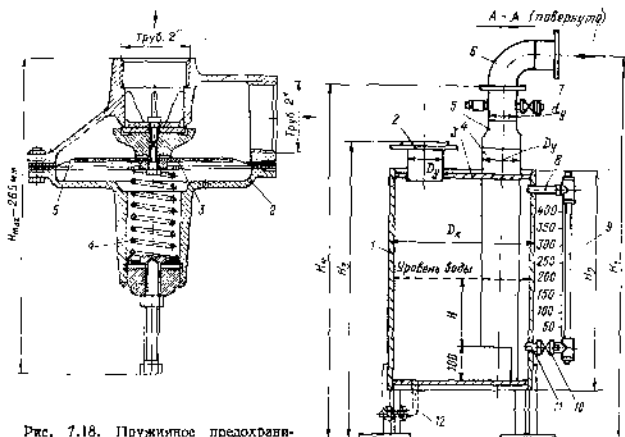


Рис. 7.18. Пружинное предохранительное сбросное устройство типа ПСК-50.

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — клапан;
4 — пружины; 5 — мембрана.

Рис. 7.19. Гидравлический предохранитель ГП.

1 — корпус; 2 — выходной патрубок; 3 — крышка; 4 — входной патрубок; 5 — переход; 6 — coil; 7 — ступень с крапом; 8, 11 — верхний и нижний отдушины; 9 — уравнивающая трубка; 10 — край; 12 — ступень с крапом для слива; 13 — пробка.

линию через отверстие в штоке прекратится благодаря закрытию обратного клапана. При уменьшении перепада между контролируемым и входным давлениями (ниже значения, определяемого пружиной основного клапана) нижняя мембрана под действием пружины опустится, отверстие в штоке откроется, что также приведет к закрытию основного клапана. Самопроизвольное открытие клапана в результате равенства давлений, действующих на обе стороны мембраны, исключается.

Техническая характеристика ПКК-40М

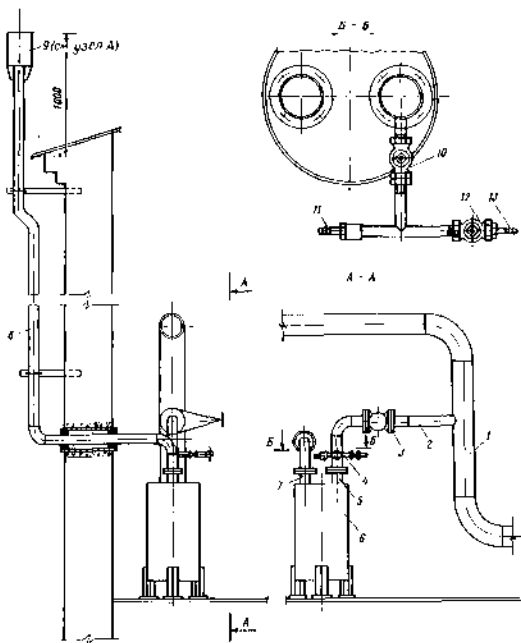
Входное рабочее движение, МПа	0,6 (1,2)
Пределы настройки контролируемого давления, Па:	
высший	1500—5000
средний	5000—6000
Минимально допустимый перепад давления, кПа	10—50
Размеры, мм:	
условный диаметр D_y	40
монтажная длина корпуса L	170
максимальная высота H	260
диаметр мембранной камеры	124
Масса, кг	6,6

Пружинное предохранительное сбросное устройство ПСК-50 (рис. 7.18). Предназначено для защиты газовой аппаратуры от недопустимого повышения давления газа в сети. Устанавливается в узлах редуцирования в комплекте с регулятором давления газа и ПЗУ, но в отличие от гидрозатвора, в сетях как низкого, так и среднего давления.

Предохранительное сбросное устройство (ПСУ) состоит из корпуса, крышки, клапана в сборе и регулировочной пружины. Плоская мембрана в нормальном положении нагружена давлением газа и уравновешена регулировочной пружиной, сжатой до определенного предела. Односедельный мягкий клапан снабжен крестообразной направляющей, входящей в седло, и непосредственно соединен с мембраной и тарелкой с помощью болта. Регулировочная пружина расположена между двумя опорными шайбами. В крышке предусмотрено отверстие для соединения подмембранного пространства с атмосферой. Вход газа осуществляется через боковое отверстие 2" труб, а стравливание в атмосферу — через верхнее отверстие диаметром также 2" труб.

При повышении давления газа в сети (выше установленного предела) мембрана опускается, газ через выходное отверстие стравливается в атмосферу. При уменьшении давления клапан закрывается, прекращая сброс газа. Таким образом, настройка на необходимое контролируемое давление осуществляется с помощью регулировочных пружин, уравновешивающих давление газа. Диапазон регулирования на заданное давление осуществляется с помощью сменных пружин. В первом случае (при диаметре проволоки 3 мм) предел настройки 1000—5000 Па; во втором (при диаметре проволоки 6 мм) 20—50 кПа; в третьем (при диаметре проволоки 6 мм, с дополнительной шайбой и уменьшенной тарелкой) 0,05—0,125 МПа.

Для нормальной работы прибор монтируют в вертикальном положении. Следовательно, при повышении давления в газопроводе сверх контролируемого клапан открывается незначительно, объем сбрасываемого в атмосферу газа при этом очень мал и давление в газопроводе продолжает расти. Лишь при достаточно значительном повышении давления сверх контролируемого клапан открывается полностью. Это приводит зачастую к росту давления



газа до недопустимых значений. Зависимость пропускной способности мембранных пружинных ПСУ от давления газа перед клапаном и от пределов настройки приведена в табл. 7.15.

Гидравлический предохранитель (ГП) Ленинпроект (рис. 7.19 и 7.20, табл. 7.16—7.19). Работает как сбросное устройство и предназначен для применения только на газопроводах низкого давления; ГП начинает сбрасывать газ в атмосферу при давлении в контролируемой точке газопровода, превышающем давление столба жидкости. Рекомендуется выбирать ГП и настраивать его на сброс газа при давлении, на 15% превышающем необходимое рабочее давление, обеспеченное регулятором в контролируемой ГП точке. При восстановлении давления газа в газопроводе (после сброса) затворная жидкость ГП автоматически герметично перекрывает выход газа.

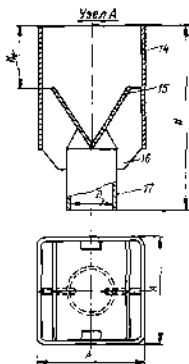


Рис. 7.20. Установка ГП с приспособлением для его настройки.

1 — входной газопровод; 2 — полководящая трубопровод; 3 — запорное устройство; 4 — приспособление для настройки; 5 — входной патрубок; 6 — гидравлический предохранитель; 7 — выходной патрубок; 8 — сбросной трубопровод; 9 — оголовок; 10, 12 — краны; 11, 13 — штуцера для присоединения; 14 — ручного насоса, 15 — контрольного манометра; 16 — корпус оголовка; 17 — вставка; 18 — вертикальные ребра; 19 — патрубок.

ТАБЛИЦА 7.16

Пропускная способность, м³/ч, мембранного пружинного ЛСУ типа ПСК-50 в зависимости от давления газа перед клапанами и от предела настройки

Давление газа в сети (до затвора), Па	Сброс газа, м ³ /ч, при настройке на давление, Па							
	1000	2300	3000	4000	20 000	30 000	40 000	50 000
1 500	0,63							
2 000	6,9							
2 500	27,0	0,5						
3 000	55,8	3,8						
3 500	77,0	31,0	0,18					
4 000	93,9	64,8	2,90					
5 000	111,0	101,4	34,30	0,8				
20 000					0,49			
25 000					12,40			
30 000					58,30			
32 500					75,00	0,26		
35 000					125,00	7,00		
40 000					225,00	34,50		
42 500					250,00	60,00	0,26	
45 000					285,00	100,00	5,30	
50 000					350,00	212,50	32,30	
52 000					370,00	235,00	50,00	1,03
55 000					400,00	290,00	100,00	9,60
60 000					450,00	368,00	226,00	47,50
75 000					625,00	480,00	430,00	325,00
100 000					850,00	745,00	670,00	580,00

Основные размеры, мм, и масса

Давление в контрольной точке, Па	H_0	H_1							
		ГП-40 и -50	ГП-80		ГП-100		ГП-160		
			$d_y \times D_y$						
			80 × 80	50 × 80	100 × 100	80 × 100	160 × 160	80 × 160	100 × 160
2000	930	1515	1560	1590	1590	1640	1665	1660	1720
3000	1030	1615	1660	1690	1690	1740	1765	1760	1820
4000	1130	1715	1760	1790	1790	1840	1865	1860	1920
5000	1330	1915	1960	1990	1990	2040	2065	2060	2120
6000	1430	2015	2060	2090	2090	2140	2165	2160	2220
7000	1530	2115	2160	2190	2190	2240	2265	2260	2320
8000	1630	2215	2260	2290	2290	2340	—	—	—
9000	1730	2315	2360	2390	2390	2440	—	—	—

Примечания. 1. $H_0 = H_1 + 230$ (для ГП-40—ГП-100) и $H_0 = H_1 + 400$ (для 3. Диаметр корпусов $D_k = 325 \times 8$ (для ГП-40 и -50) и 420×7 (для ГП-80, -100 и -160).

Гидравлический предохранитель состоит из корпуса с двумя фланцевыми патрубками — входным и выходным. Нижняя часть входного патрубка опущена в корпус и у дна имеет срез (канал). Корпус ГП заполняют затворной жидкостью. Для определения высоты столба жидкости имеется уравниваемая трубка из прозрачного пластика с мерной шкалой (в миллиметрах). В качестве затворной жидкости при температуре не ниже 5 °С используется вода, при более низких температурах — трансформаторное или веретенное масло. Высота столба в этом случае должна быть во столько раз больше, во сколько плотность масла меньше плотности воды.

Пропускная способность ГП зависит от потерь давления в подводящем и сбросном трубопроводе (табл. 7.19).

ТАБЛИЦА 7.19

Размеры, мм, и масса оголовка к сбросным и продувочным трубопроводам

D_y	H	L_1	L	Масса, кг
20	250	72	76	1,1
25	270	87	86	1,5
40	310	105	96	2,2
50	340	116	106	2,8
65	380	129	126	4,2
80	450	162	168	8,1
100	500	174	198	11,5

гидравлического предохранителя ГП

H_2					Масса металлоконструкций, кг				
ГП-40	ГП-50	ГП-100	ГП-150						
40x40	50x50	80x100	60x150	100x150	ГП-40	ГП-50	ГП-80	ГП-100	ГП-150
1440	1515	1520	1540	1670	67	69	100	111	133
1540	1615	1620	1640	1670	72	74	109	120	143
1640	1715	1720	1740	1870	77	79	117	129	153
1840	1915	1920	1940	2070	87	90	134	146	171
1940	2015	2020	2040	2170	92	95	144	155	179
2040	2115	2120	2140	2270	98	101	154	164	189
2140	2215	2220	—	—	103	106	164	172	—
2240	2315	2320	—	—	107	111	174	181	—

ГП-150). 2. H_2 для ГП 50x50, 80x80, 100x100 и 150x150 не вы, что и для ГП 40x40.
4. Масса приведена для ГП 4 коленом при $d_y = D_y$.

Для предохранительных сбросных устройств (ПСР-50, ГП) величество газа (при 0°C и 0,1033 Па), м³/ч, подлежащего сбросу:

— при наличии перед регулятором давления ПЗУ

$$V \geq 0,0005V_{\max} \quad (7.7)$$

где V_{\max} — пропускная способность регулятора при расчетных входном и выходном давлениях газа, м³/ч;

— при отсутствии перед регулятором давления ПЗУ

$$V \geq 0,01V_{\max} \quad (\text{для регуляторов давления с золотниковыми клапанами}) \quad (7.8)$$

и

$$V \geq 0,02V_{\max} \quad (\text{для регулирующих задвижек с электронными регуляторами}); \quad (7.9)$$

ТАБЛИЦА 7.18

Расчетный уровень воды H_2 в ГП, мм, обеспечивающий начало срабатывания при $\rho_{\text{ср}} = 1,04$

Гидравлический предохранитель	Давление, Па							
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000
ГП-40	204	306	408	510	612	714	816	918
ГП-50	202	304	405	506	607	710	810	910
ГП-80	200	300	400	500	600	700	800	900
ГП-100	194	290	388	486	582	680	775	873
ГП-150	180	270	360	448	538	627	717	807

Пропускная способность ГП, м³/ч,
при давлении в начале срабатывания 1,04р_в

Гидравлический предохранитель	Длина сбросного трубопровода, м		Давление настройки, Па							
	действительная L _д	расчетная L _с	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000
ГП-40	10	12	25	30	33	42	48	55	63	72
			35	41	47	57	65	74	84	97
	20	22	18	21	24	29	34	41	46	52
			23	28	33	41	47	54	62	71
ГП-50	10	13	39	47	54	64	75	87	99	111
			50	62	75	87	104	121	138	155
	20	23	28	34	39	46	55	64	72	79
			37	46	54	65	77	90	102	116
ГП-80	10	15	110	135	150	173	205	232	252	286
			160	185	215	245	280	316	352	400
	20	25	83	102	118	132	158	178	198	224
			121	145	170	190	220	250	275	314
ГП-100	10	17	141	175	214	231	275	312	348	400
			195	260	290	328	370	428	470	535
	20	27	106	132	158	179	205	239	273	307
			147	190	221	259	290	320	368	414
ГП-150	10	20	210	345	359	441	525	615	680	765
			308	425	525	637	710	820	925	1045
	20	30	161	230	282	352	422	480	545	630
			230	314	390	493	536	678	744	912

Примечания. 1. В числителе пропускная способность для давления во входной трубке р₁ = 1,1р_в, а в знаменателе для р₁ = 1,15р_в. 2. Расчетная длина L_с принята усредненной с учетом местных сопротивлений: для поворота ξ = 0,28·2 = 0,56 и внезапное расширение в устье (ξ = 1,0).

— при наличии в ГРП (ГРУ) нескольких параллельных линий регулирования

$$V_0 = V_1 n, \quad (7.10)$$

где V₀ — суммарное количество газа, подлежащего сбросу, м³/ч; V₁ — количество газа, подлежащего сбросу для каждого регулятора, м³/ч; n — число регуляторов.

7.6. ФИЛЬТРЫ ГАЗОВЫЕ

Газовые фильтры в ГРП (ГРУ) предназначены для очистки транспортируемого по газопроводам газа от пыли, ржавчины и других механических примесей, которые приводят к прежде-

Характеристики фильтров газовых

Фильтр	Входное давление, МПа, не более	Допущенная пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, МПа					Масса, кг
		0,1	0,2	0,3	0,6	0,12	
ФС-25	1,6	145	175	205	270	370	6
ФС-40	1,6	305	370	430	570	770	9
ФС-60	0,6	430	530	610	810	—	14
ФСС-40	0,6	535	655	755	1 000	—	11
ФСС-50	0,6	1 070	1 310	1 510	2 000	—	21
ФВ-80	1,2	625	765	880	1 170	1 600	51
ФВ-100	1,2	890	1 090	1 250	1 665	2 270	57
ФВ-200	1,2	3 500	4 250	4 900	6 500	8 870	145
ФГ-50	0,6	2 500	3 600	4 500	7 000	—	67
	1,2	—	—	—	—	9 000	94
ФГ-100	0,6	7 000	10 000	11 000	15 000	—	125
	1,2	—	—	—	—	19 000	200
ФГ-200	0,6	—	—	—	—	—	400
	1,2	21 000	26 000	29 000	36 000	46 000	840
ФР-300	0,6	50 000	58 000	66 000	80 000	—	1167
	1,2	—	—	—	—	100 000	—
Пылесоситель высвальный:							
D _у 700 (ПС-2981)	5,5	—	—	—	9 500	17 000	500
D _у 300 (ПС-2980)	5,5	—	—	—	1 700	3 500	95

Примечания: 1. Число после обозначения фильтра — условный диаметр, мм. 2. Пропускная способность указана при перепаде давления на корпусе фильтра. Для сетчатого — 2500, волосяного — 6000 л/ч. ФГ-300 — при перепаде 20000. 3. Фильтры ФВ-100 и -200 ПО «Мозпромстроймеханизация» рассчитаны на $p_y = 1,0$ МПа.

ТАБЛИЦА 7.21

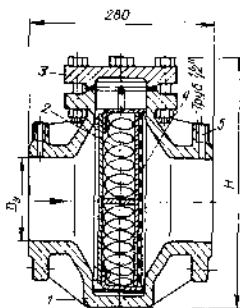
Размеры, мм, фильтров типа ФГ

Фильтр	Входное давление, МПа	L	H	h	D
ФГ-50	0,6	600	525	297*	435
	1,2		585	355*	460
ФГ-100	0,6	850	1100	700	535
	1,2		—	—	580
ФГ-200	0,6	1000	1620	700	860
	1,2		—	—	910
ФГ-300	0,6	1400	1900	800	1175
	1,2		—	—	1255

* ФГ-50 не имеет опорных стоек; размер h дан от оси фильтра до нижней плоскости заглушки 2.

Рис. 7.22. Фильтр волосной латой ФВ.

1 — корпус; 2 — кассета;
3 — крышка; 4 — перфорированная втулка; 5 — штуцер.



временному износу газопроводов, запорной и регулирующей арматуры, нарушают работу контрольно-измерительных и регулирующих приборов. Для очистки газа от механических примесей применяют сетчатые и кассетные фильтры, вязциновые пылеуловители и др. (табл. 7.20).

Необходимая степень очистки фильтром газового потока обеспечивается при ограниченных скоростях газа, определяемых максимально допустимым перепадом давления в фильтрующем элементе (кассете, сетке), который не должен превышать для сетчатых фильтров 5000, для волосяных 10 000, на новом фильтре, а также после их чистки или промывки, т. е. на чистой кассете (сетке), соответственно 2500 и 5000 Па.

Для измерения перепада давления на работающем фильтре (засоренности) применяются дифманометры ДТ-5 или ДТ-50, которые присоединяются к штуцерам, которые имеются в корпусе фильтра.

Фильтры сетчатые. Фильтры типа ФС (рис. 7.21) имеют чугунный корпус, типа ФСС — стальной сварной. Фильтрующим элементом служит однослойная плетёная металлическая сетка № 025 (ГОСТ 6613—86*) (ячейка в свету 0,25 мм, диаметр проволоки 0,12 мм). Пропускная способность фильтров $V_{т}$, м³/ч, приведена в табл. 7.20. Если плотность газа ρ , расчетный перепад Δp и абсолютное входное давление p отличаются от табличных ($\rho_{т} = 0,73$ кг/м³, $\Delta p_{т}$; $p_{т}$), то пропускную способность можно определить по формуле

$$V = 0,855V_{т} \sqrt{\Delta p p / (\Delta p_{т} p_{т} \rho)}. \quad (7.11)$$

Фильтры волосяные (рис. 7.22) имеют чугунный корпус с кольцевым пазом, внутри которого помещается фильтрующая кассета, в которой пространство между торцевыми проволочными сетками заволочено капроновой нитью или спрессованным конским воло-

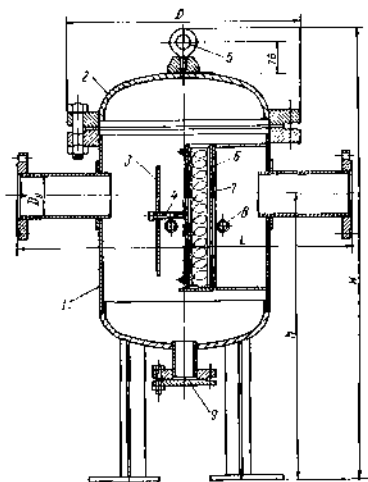


Рис. 7.23. Фильтр кассетный сварной типа ФГ.

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — обойный лист; 4 — болт; 5 — рам для подъема крышки; 6 — шпорева; 7 — перфорированный лист; 8 — шпунец; 9 — заслушка.

сом. Набивка пропитывается висциновым маслом. Габаритные размеры ФВ, мм: длина всех типоразмеров 280, высота H для $D_7,80$ 325; $D_7,100$ 348; $D_7,200$ 478.

Фильтры кассетные сварные (ФГ) (рис. 7.23, табл. 7.21). Эти фильтры имеют сварной корпус и по сравнению с ФВ значительно большие размеры кассет, а также большую пропускную способность. В описываемом фильтре установлен обойный лист, который обеспечивает предварительную очистку газового потока от твердых частиц крупных размеров, которые, ударившись о лист, теряют скорость и падают на дно корпуса. Более мелкие фракции задерживаются в кассете.

Пропускная способность фильтров ФВ и ФГ при параметрах, отличных от табличных (табл. 7.18), определяется по формуле (7.11).

Пылеуловители висциновые (рис. 7.24). Эти пылеуловители завода «Туламашгаз» рассчитаны на очистку газа высокого давления (табл. 7.18). Они могут применяться также в ГРП с входным давлением не менее 1,2 МПа, их устанавливают вне помещения.

Корпус фильтра 2, имеющий входной 1 и выходной 7 патрубки, разделен двумя сетками или перфорированными листами 3, между

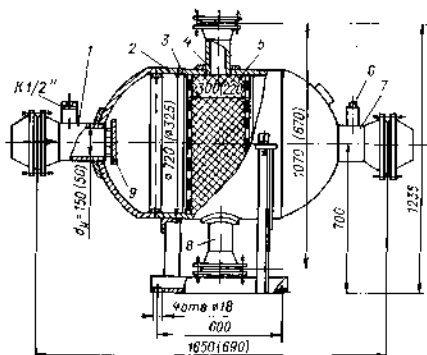


Рис. 7.24. Пылеуловитель висциновый D_{y700} (D_{y300}).

Пылеуловитель с D_{y300} не имеет опорных колец, штуцеров для присоединения дифманометра и присоединительных фланцев к газопроводу.

которыми засыпаются мелкие керамические или металлические кольца 5 (15×15 мм), смоченные висциновым маслом. Фильтр вагружается кольцами через люк 4, а разгружается через люк 8. Отбойный лист 9 обеспечивает более равномерное распределение потока газа по всему сечению фильтра и отделение крупных частиц. Фильтр D_{y700} на входном и выходном патрубках имеет штуцера 6 для подсоединения дифманометра. Фильтр D_{y300} не имеет таких штуцеров, поэтому для дифманометра делают врезки в газопроводах до и после фильтра.

Пропускную способность пылеуловителя висцинового, $m^3/ч$, можно определить при скорости w газа в корпусе, которая с учетом входного давления p , не превышает 1 м/с:

$$V = fw p_{абс} \cdot 3600, \quad (7.12)$$

где f — площадь расчетного сечения пылеуловителя, m^2 (для пылеуловителей D_{y300} и D_{y700} $f_{300} = 0,073 m^2$, $f_{700} = 0,37 m^2$); $p_{абс}$ — абсолютное давление газа до пылеуловителя, МПа.

Для измерения перепада давления (засоренности) на работающем фильтре применяют дифференциальные манометры (дифманометры) ДТ-5 или ДТ-50, которые подсоединяют к штуцерам фильтра.

7.7. ШКАФНЫЕ ГРП

При газоснабжении относительно небольших территориально рассредоточенных городских микрорайонов, коммунально-бытовых потребителей, отопительных котельных небольших промыш-

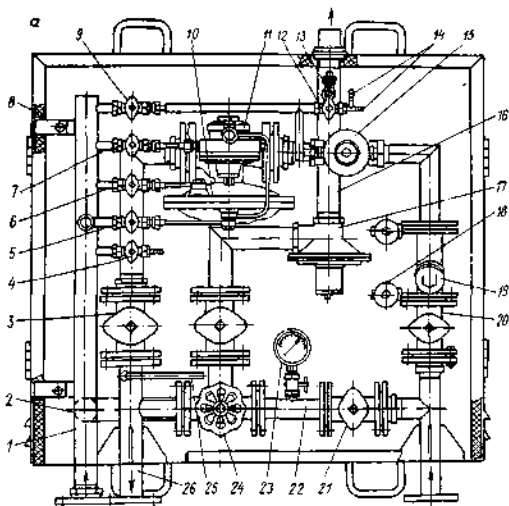


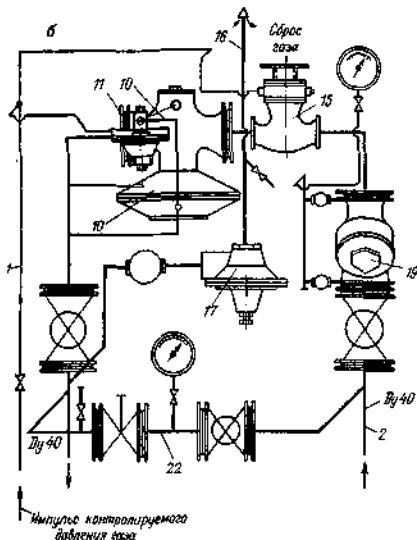
Рис. 7.25. Шкафной ГРП типа ГСГО-1 с регулятором РДУК2Н-50 (теплотермостат не показан).

а — общий вид; б — принципиальная схема; 1 — выпускной трубопровод; 2 — подводящий трубопровод к ПСУ; 3—7, 9, 12, 13, 20, 21 — краны; 8 — теплоизоляция; 10 — регулятор РДУК2Н-50; 11 — яллок КН2; 14 — штуцер для настройки ПСУ; 15 — клапан-отсекатель ПКС-40МН; 16 — сбросной трубопровод; 17 — ПСК-50; 18 — штуцер в краном фильтре; 19 — фильтр ФС-40; 22 — байпас; 23 — манометр; 24 — вентиль; 25 — отвод к теплогенератору; 26 — выходной газопровод.

ленных предприятий, колхозов, совхозов и других сельских объектов применяют ГРП, смонтированные в металлических шкафах. Это позволяет сократить протяженность сетей низкого давления и приблизить наиболее экономичные по металлоемкости сети высокого и среднего давления к потребителям газа. Шкафные ГРП применяют при давлении газа на вводе не более 0,6 МПа для промышленных и не более 0,3 МПа для коммунально-бытовых потребителей и жилых домов.

Шкафной ГРП (рис. 7.25, табл. 7.22) — готовое промышленное изделие; представляет собой металлический шкаф, внутри которого смонтированы все необходимое газовое оборудование, арматура и средства измерения. Для осмотра, ремонта, настройки и обслуживания ГРП в шкафу имеются дверки.

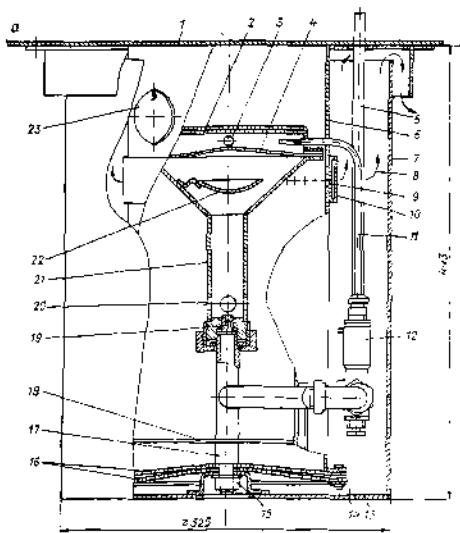
В зависимости от климатических условий шкафной ГРП может



быть в обогревом или без него. Обогреваемый шкафной ГРП имеет с внутренней поверхности шкафа теплоизолирующее покрытие из войлока или пенопласта полистирольного. Обогрев выполняют в двух вариантах: водяное отопление с помощью коллектора, подключаемого к системе отопления с температурой прямой воды 70—90 °С, и (при автономном обогреве) от теплогенератора, питающегося газом непосредственно от выходного газопровода низкого давления шкафного ГРП или от дополнительно встроенного в шкаф регулятора РДСГ-1 (при среднем выходном давлении). Температура внутри шкафа в этом случае поддерживается в пределах от 5 до 40 °С в зимних условиях умеренно климатической зоны, ГРПН-25, -40 и -50 не имеют системы обогрева.

В паспорте шкафного ГРП кроме технической характеристики должны быть даны данные о заводских испытаниях на прочность и плотность оборудования в сборе.

На рис. 7.26 показан теплогенератор с газовой горелкой инфракрасного излучения тепловой мощностью 2 кВт при давлении 2000 Па, который крепится к дну шкафа. Горелка имеет металлическую излучающую насадку, состоящую из двух сеток, между которыми и происходит сжигание газового топлива.



Система газового обогрева имеет электромагнитный клапан в хромель-копелевой термоларой, которая установлена у зоны горения. При погасании пламени (охлаждении термолары) клапан отключает подачу газа.

Щкафные ГРП целесообразно применять в следующих случаях:

1. При газоснабжении предприятий общественного питания, коммунально-бытовых потребителей, детских, лечебных и учебных заведений, отопительных котельных, небольших промышленных предприятий, где по технологическим особенностям необходимо низкое или среднее давление газа, отдельно стоящих жилых домов, жилых кварталов и поселков, расположенных вне районов действия городской сети низкого давления с радиусом действия одного ГРП не более 500 м.

2. При газоснабжении ремонтных мастерских, котельных колхозов и совхозов и других сельских объектов (при их разбросанности), а также бытовых потребителей в селах при плотной застройке.

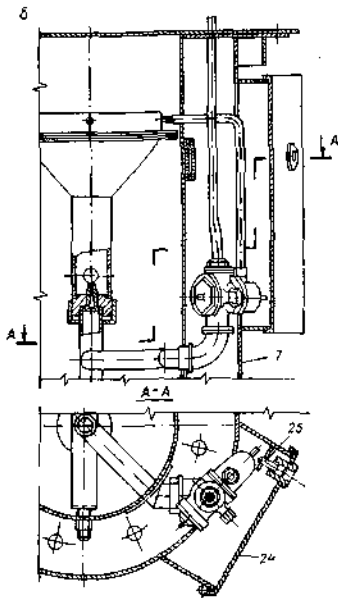


Рис. 7.26. Теплогенератор и шкафный ГРП типа ГСГО (а) и ГРКС, ГРПВ (б).

- 1 — Дискше шкафа; 2 — наружная сетка; 3, 3', 14, 20 — отверстия; 4 — внутренняя сетка; 5 — газопровод; 6 — внутренний кожух; 7 — наружный кожух; 8 — направление движения продуктов сгорания; 10, 16 — пламегасители; 11 — терморез; 12 — электромагнитный клапан; 13 — дискше наружного кожуха; 15 — гайка; 17 — штуцер; 18 — пластинчатая опора; 19 — сопло горелки; 21 — смеситель; 22 — отражатель; 23 — смотровой глазок; 24 — дверца; 25 — защелка.

Возможно также применение нескольких шкафных ГРП на одном объекте в случае, если технико-экономическими расчетами доказана экономичность этого мероприятия.

Свечи, отводящие газ от предохранительных устройств шкафных ГРП, устанавливаемых на отдельно стоящих опорах, должны быть выведены на высоту не менее чем 4 м от уровня земли, а при установке шкафных ГРП на стенах зданий — на 1 м выше карниза здания.

Помещения регуляторов отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП должны отвечать требованиям, установленным СНиП 2.09.02—85 и СНиП 2.01.02—85 для помещений категории А. Принципиальные схемы ГРП и ГРУ даны в гл. 13, где показаны варианты ГРП с узлами измерения расхода газа, которые в городских ГРП, как правило, не устанавливаются.

ТАБЛИЦА

Паспортные характеристики шкифов ГРП

Тип ГРП	Давление, МПа		Регулятор		Продукция способность, м³/ч, при P _{вых} МПа		
	входное P _{вх} , не более	выходное P _{вых}	Типоразмер	Диаметр седла, мм	0,1	0,3	0,6
ШП-3	0,6	0,0009—0,002	РД-32М	6	25	60	110
				10	40	110	—
ГСГО-0	0,6	0,0009—0,002	РД-32М	6	25	55	105
				10	40	100	—
ШРУ-3Н	0,6	0,002—0,0035	D _у 32м/д	6	20	60	110
				10	40	110	—
ШРУ-2Н	0,6	0,002—0,0035	D _у 50м/д	15	150	350	600
				20	250	550	—
ПШГР-1	0,6	0,002—0,05	РДБК1-25	25	300	—	—
				21	310	620	1 020
ШП-2	0,6	0,0009—0,002	РД-50М	15	150	350	600
				20	250	550	—
ШП-1	0,6	0,0005—0,0035	РДУК2Н-50 РДУК2Н-50	25	300	—	—
				35	450	1200	2 000
ГСГО-1	0,6	0,001—0,0035	РДБК1-50	35	450	1200	2 000
				—	—	—	—
ГРПН-600 Модификация: а и б	0,6	0,009—0,003	РД-50М	15	150	350	600
				20	250	550	—
я ГРПН-25	0,6	0,001—0,003	РДБК1-25	25	300	—	—
				21	280	550	900
ГРПН-40	0,6	0,002—0,0035	РД-32М	6	25	60	100
				10	40	110	—
ГРПН-50	0,6	0,002—0,0035	РДБК1-25	21	280	550	1 000
				35	550	1 170	2 000
ГРПН-1200	0,6	0,001—0,003	РДБК1-50	35	750	1500	2 000
				—	—	—	—
ГРПС-100Л	0,6	0,001—0,06	РДУК2Н-50 РДБК1-100	35	750	1500	2 000
				50	900	1220	3 600
ГРПС-100С	0,6	0,001—0,06	РДУК2Н-100 РДБК1-100	50	900	1220	3 600
				70	2000	4000	8 500
ШРУ-3С	0,6	0,01—0,11	РДУК2Н-100	10	60	100	160
				25	300	680	1 000
ШРУ-2С	0,6	0,01—0,11	D _у 32с/д	10	60	100	160
				25	300	680	1 000
ПШГР-2	0,6	0,04—0,10	D _у 50с/д	25	300	680	1 000
				21	300	600	1 050
ГРПВ-50С	1,2	0,3—0,6	РДБК1П-25 РДБК1П-50	21	300	600	1 050
				35	—	—	2 700
ГРПВ-100С	1,2	0,3—0,6	РДУК2В-50 РДБК1П-100	35	—	—	2 700
				70	—	—	8 500
ГРПВ-200С	1,2	0,3—0,6	РДБК1П-100 РДБК1П-200	70	—	—	8 500
				105	—	—	18 000
ГРПВ-200С	1,2	0,3—0,6	РДУК2В-200	105	—	—	18 000
				—	—	—	—

Примечания. 1. Для ГРПВ-50С, -100С, -200С при P_{вх} = 1,2 МПа продукция способность соответственно равна 5000, 16 000, 34 000 м³/ч. 2. В ГРПН-600 в модификации «а» установлен фильтр ФС-40, в модификации «б» — фильтр ФСС-40.

ГОРЕНИЕ ГАЗОВ

8.1. РЕАКЦИИ ГОРЕНИЯ

Горением называют протекающую сравнительно быстро во времени химическую реакцию соединения горючих компонентов с кислородом, сопровождающуюся интенсивным выделением теплоты и резким повышением температуры продуктов сгорания. Реакции горения описываются стехиометрическими уравнениями, характеризующими качественно и количественно вступающие в реакцию и образующиеся в результате ее вещества. Общее уравнение реакции горения любого углеводорода



где m , n — число атомов углерода и водорода в молекуле; Q — тепловой эффект реакции, или теплота сгорания.

Реакции горения распространенных в практике газов приведены в табл. 8.1. Эти уравнения являются балансовыми и по ним нельзя судить ни о скорости реакций, ни о механизме химических превращений.

Тепловым эффектом, или теплотой сгорания Q , называют количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании 1 кмольа, 1 кг или 1 м³ газа при нормальных физических условиях. Различают высшую Q_v и низшую Q_n теплоту сгорания. Высшая теплота сгорания включает в себя теплоту, выделяющуюся при конденсации водяных паров в процессе горения. Практически при сжигании газа водяные пары, как правило, не конденсируются, а удаляются вместе с другими продуктами сгорания. Поэтому технические расчеты обычно ведут по низшей теплоте сгорания, т. е. без учета теплоты конденсации водяных паров, составляющей около 2400 кДж/кг*.

* КПД, рассчитанный по низшей теплоте сгорания, численно выше, чем по высшей теплоте сгорания, т. е. создается видимость относительно «благополучного» уровня использования газа. Расчеты КПД по высшей теплоте сгорания сразу более чем на 10% «сухушат» показатели использования газа в стране. Однако именно это обстоятельство и убеждает в необходимости активно использовать теплоту конденсации водяных паров всевозможными техническими средствами (контактные теплообменники). — *Прим. ред.*

Реакция горения и теплота сгорания сухих

газов (при 0 °С и 101,3 кПа)

Газ	Реакция горения	Молярная
		Высшая
Водород	$H_2 + 0,5O_2 = H_2O$	286,06
Оксид углерода	$CO + 0,5O_2 = CO_2$	283,17
Метан	$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$	860,9
Этан	$C_2H_6 + 3,5O_2 = 2CO_2 + 3H_2O$	1560,9
Пропан	$C_3H_8 + 5O_2 = 3CO_2 + 4H_2O$	2221,4
n-Бутан	$C_4H_{10} + 6,5O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	2880,4
Изобутан	$C_4H_{10} + 6,5O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	2873,5
n-Пентан	$C_5H_{12} + 8O_2 = 5CO_2 + 6H_2O$	3539,1
Этилен	$C_2H_4 + 3O_2 = 2CO_2 + 2H_2O$	1412,0
Пропилен	$C_3H_6 + 4,5O_2 = 3CO_2 + 3H_2O$	2059,5
Бутилен	$C_4H_8 + 6O_2 = 4CO_2 + 4H_2O$	2720

МДж/кмоль	Массовая, кДж/кг		Объемная, кДж/м³	
	Нижшая	Высшая	Высшая	Нижшая
242,9	141 900	120 080	12 750	10 790
283,17	10 090	10 090	12 640	12 640
800,9	55 646	49 933	39 820	35 880
1425,7	52 019	47 415	70 910	64 360
2041,4	50 385	46 302	101 210	93 180
2655,0	51 344	47 327	133 800	123 570
2648,3	51 222	47 208	132 960	122 780
3274,4	49 052	45 363	169 270	156 630
1333,5	50 341	47 640	63 039	59 532
1937,4	48 944	46 042	91 945	88 493
2549,7	48 467	45 450	121 434	113 830

Высшая (и низшая) теплота сгорания газов, состоящих из нескольких компонентов,

$$Q = r_1 Q_1 + r_2 Q_2 + \dots + r_n Q_n, \quad (8.2)$$

где r_1, r_2, \dots, r_n — объемные (молярные, массовые) доли компонентов, входящих в смесь; Q_1, Q_2, \dots, Q_n — теплота сгорания компонентов.

Воспользовавшись табл. 8.1, высшую и низшую теплоту сгорания, кДж/м³, сложного газа можно определять по следующим формулам:

$$Q_{\text{в}} \approx 127,5 \text{ H}_2 + 126,4 \text{ CO} + 398 \text{ CH}_4 + 703 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1012 \text{ C}_3\text{H}_8 + \\ + 1338 \text{ C}_4\text{H}_{10} + 1329 \text{ C}_4\text{H}_{10} + 1693 \text{ C}_5\text{H}_{12} + 630 \text{ C}_2\text{H}_4 + \\ + 919 \text{ C}_3\text{H}_6 + 1214 \text{ C}_4\text{H}_6; \quad (8.3)$$

$$Q_{\text{н}} = 107,9 \text{ H}_2 + 126,4 \text{ CO} + 358,8 \text{ CH}_4 + 643 \text{ C}_2\text{H}_6 + 931,8 \\ \text{C}_3\text{H}_8 + 1235 \text{ C}_4\text{H}_{10} + 1227 \text{ C}_4\text{H}_{10} + 1566 \text{ C}_5\text{H}_{12} + 595 \text{ C}_2\text{H}_4 + \\ + 884 \text{ C}_3\text{H}_6 + 1138 \text{ C}_4\text{H}_6, \quad (8.4)$$

где $\text{H}_2, \text{CO}, \text{CH}_4$ и т. д. — содержание отдельных составляющих в газовом топливе, об. %.

Процесс горения протекает несравненно сложнее, чем по формуле (8.1), так как наряду с разветвлением цепей происходят их обрыв за счет образования промежуточных стабильных соединений. Эти соединения в зоне высоких температур претерпевают дальнейшие стадийные преобразования, приводящие при наличии кислорода к образованию конечных продуктов: водяного пара H_2O и диоксида углерода CO_2 . При общем или местном недостатке окислителя или при вынужденном охлаждении зоны реакции, например при смывании пламенем холодного теплоприемника,

промежуточные соединения могут стабилизироваться и совместно с продуктами завершенного горения попадать в окружающую среду.

Интенсивность выделения теплоты и рост температуры в течение реакции горения в свою очередь приводят к увеличению в реагирующей системе активных частиц. Такая взаимосвязь цепного реагирования и температуры, свойственная всем осуществляемым в практике процессам горения, привела к введению понятия цепочно-тепловой взрыва. Под этим следует понимать, что сами химические реакции горения имеют цепной характер, а их ускорение происходит за счет выделения теплоты и роста температуры в реагирующей системе.

По закону действующих масс скорость любой химической реакции в гомогенной (однородной) смеси пропорциональна произведению концентраций реагирующих веществ. Для необратимой бимолекулярной реакции эта скорость

$$w = K C_1 C_2, \quad (8.5)$$

где C_1 и C_2 — концентрации реагирующих компонентов, кмоль/м³; K — константа скорости реакции, зависящая от природы реагирующих веществ и температуры.

При сжигании газа концентрации реагирующих веществ можно условно считать неизменными, так как в зоне горения происходит непрерывный приток свежих компонентов однозначного состава.

Константа скорости реакции (по уравнению Аррениуса)

$$K = K_0 e^{-E/RT}, \quad (8.6)$$

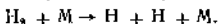
где K_0 — предэкспоненциальный множитель, принимаемый для стехиометрических гомогенных смесей, $\approx 1,0$; E — энергия активации, кДж/кмоль; R — универсальная газовая постоянная,

Дж/(кг·К); T — абсолютная температура, К ($^{\circ}\text{C}$); c — основание натуральных логарифмов.

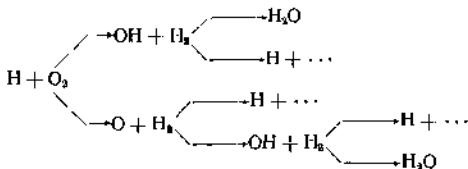
Предэкспоненциальный множитель K_0 можно трактовать как константу, характеризующую полную столкновения молекул, а энергию активации E — как минимальную энергию, необходимую для разрыва существующих связей молекул и образования активных частиц, обеспечивающих эффективность столкновений. Эта энергия для распространенных в технике горючих смесей укладывается в пределы $(80-150) \cdot 10^3$ кДж/кмоль. Уравнение (8.6) показывает, что скорость химических реакций резко возрастает с увеличением температуры. Например, при повышении температуры с 500 до 1000 К скорость реакции горения возрастает в зависимости от энергии активации в $2 \cdot 10^4 \div 5 \cdot 10^8$ раз.

Скорость реакций горения обусловлена также их разветвленным, цепным, характером. Эти реакции протекают через промежуточные химические активные частицы — атомы и радикалы, генерируемые самой реакцией, легко вступающие в соединения с исходными веществами и между собой, приводящие к образованию конечных продуктов и новых активных частиц, способных повторять ту же цепь реакций. Парастающее самопроизвольное генерирование таких частиц приводит к разгону химических реакций и воспринимается как взрыв всей смеси.

Наиболее простой и изученной из разветвленных реакций является реакция взаимодействия водорода с кислородом. Зарождение цепи при этом связано с образованием атомарного водорода, возникающего, например, при столкновении молекул в накаливаемом теле — электрическая искра, пламя:



Дальнейшее протекание цепной реакции характеризуется следующей:



Итог единичного цикла

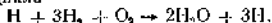
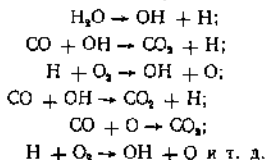
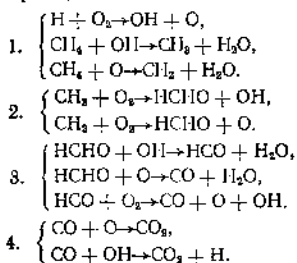


Схема и итог единичного цикла показывают, что вступление в реакцию одного атома водорода приводит к образованию двух молекул водяного пара и трех атомов водорода, каждый из которых может либо дать начало новой серии превращений, либо рекомбинироваться в стабильную молекулу $\text{H} + \text{H} = \text{H}_2$, являющуюся разветвляющей цепи.

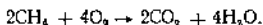
Механизм взаимодействия оксида углерода с кислородом несколько сложнее и связан с сопутствующими, протекающими параллельно реакциями. Объясняется это тем, что сухая смесь оксида углерода с кислородом не реагирует до температуры 700 °С, а выше ее протекает медленная гетерогенная (неоднородная) реакция по всему объему только при наличии в горючей смеси некоторого количества водяного пара:



Механизм высокотемпературного горения углеводородов имеет еще более сложный цепной характер и связан с образованием активных частиц в виде атомов и радикалов, а также промежуточных молекулярных соединений. Самое схематичное представление о стадийном окислении простейшего углеводорода метана дают следующие реакции:



Итог единичного цикла



8.2. РАСЧЕТЫ ГОРЕНИЯ

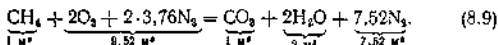
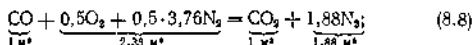
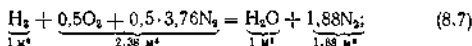
В практике сжигания газа кислород для горения подается с воздухом как его составная часть. Объемный состав, %, сухого воздуха для всех теплотехнических расчетов принимается следующим: кислород 21,0, азот — 79,0. Следовательно, 1 м³ кислорода содержится в $100/21 = 4,76$ м³ воздуха, или на 1 м³ кислорода приходится $79/21 = 3,76$ м³ азота. Если учесть, что 1 кмоль газа при нормальных условиях занимает примерно одинаковый объем,

ТАБЛИЦА 8.2

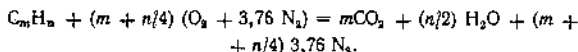
Теоретическая потребность в сухом кислороде и воздухе, м³,
и объем продуктов сгорания газа при сжигании 1 м³ газа
при $\alpha = 1,0$

Газ	Теоретическая потребность		Продукты сгорания			
	кислорода	воздуха	Диоксид углерода	Водяной пар	Азот	Всего
Водород H ₂	0,5	2,38	—	1,0	1,88	2,88
Оксид углерода CO	0,5	2,38	1,0	—	1,88	2,88
Метан CH ₄	2,0	9,52	1,0	2,0	7,52	10,52
Этан C ₂ H ₆	3,5	16,66	2,0	3,0	13,16	18,16
Пропан C ₃ H ₈	5,0	23,8	3,0	4,0	18,80	25,8
Бутан C ₄ H ₁₀	6,5	30,94	4,0	5,0	24,44	33,44
Пентан C ₅ H ₁₂	8,0	38,08	5,0	6,0	30,08	41,08
Этилен C ₂ H ₄	3,0	14,28	2,0	2,0	11,28	15,28
Пропилен C ₃ H ₆	4,5	21,42	3,0	3,0	16,92	22,92
Бутилен C ₄ H ₈	6,0	28,56	4,0	4,0	22,56	30,56
Пентилен C ₅ H ₁₀	7,5	35,7	5,0	5,0	28,20	38,20
Ацетилен C ₂ H ₂	2,5	11,9	2,0	1,0	9,40	12,40

реакции горения газов в воздухе могут быть выражены следующими уравнениями:



Таким образом, приведенное выше уравнение (8.1) применительно к горению любого углеводорода в воздухе можно записать в виде



Потребности в кислороде и воздухе при горении различных газов, подсчитанные по приведенным в табл. 8.1 реакциям горения, представлены в табл. 8.2. Для сложного газа теоретический расход сухого воздуха V_7^c , м³/м³, может быть подсчитан по формуле, составленной на основании потребности в кислороде отдельных компонентов, входящих в смесь:

$$V_7^c = 4,76/100 (0,5H_2 + 0,5CO + 2CH_4 + 3,5C_2H_6 + + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10} + 3C_5H_{12} + 4,5C_2H_4 + 6C_4H_8 - O_2). \quad (8.10)$$

Теоретический расход влажного воздуха V_v^{th} , м³/м³, больше определяемого по формуле (8.10) на объем содержащихся в нем водяных паров

$$V_v^{th} = V_v^c + 0,00124d_v V_v^c, \quad (8.11)$$

где d_v — влажность воздуха, г/м³.

При неизвестном химическом составе газов, но известной низшей теплоте сгорания $Q_{н}$, кДж/м³, теоретический расход воздуха V_v (приближенно), м³/м³,

$$V_v = Q_{н}/3770. \quad (8.12)$$

Действительный расход воздуха V_v^A , м³/м³, вследствие несовершенства смешения горючего газа и окислителя в процессе горения принимается несколько больше теоретического:

$$V_v^A = V_v \alpha, \quad (8.13)$$

где α — коэффициент избытка воздуха *, который для практически применяемых горелок должен соответствовать требованиям ГОСТов. В реальных условиях при сжигании газа α всегда должен быть больше 1, так как в противном случае неминуема химическая неполнота сгорания. Исключение составляют отдельные процессы, при которых необходимо создание в нагревательных камерах нейтральной или малоокислительной среды.

Состав и объем продуктов сгорания, подсчитанный по реакциям горения некоторых газов в сухом воздухе, приведены в табл. 8.2. Объем отдельных компонентов продуктов сгорания сложных газов, м³/м³, при сжигании их с избытком влажного воздуха может быть определен по следующим формулам:

$$V_{CO_2} = 0,01 (CO + CO_2 + CH_4 + 2C_2H_4 + \sum m C_m H_n); \quad (8.14)$$

$$V_{H_2O} = 0,01 [H_2 + 2CH_4 + 2C_2H_4 + \sum (n/2) C_m H_n] + 0,00124 (d_r + d_v \alpha V_v^c); \quad (8.15)$$

$$V_{H_2} = 0,79 V_v^c + 0,01 N_2; \quad (8.16)$$

$$V_{O_2} = 0,21 (\alpha - 1) V_v^c, \quad (8.17)$$

где CO, CO₂, CH₄, ..., C_mH_n — содержание отдельных компонентов в газе, об. %; d_r и d_v — влажность газа и воздуха, г/м³.

Суммарный объем влажных продуктов сгорания

$$V_{п.с}^{th} = V_{CO_2} + V_{H_2O} + V_{H_2} + V_{O_2}. \quad (8.18)$$

* В теплотехнической литературе чаще употребляется термин «избыток воздуха», хотя правильное «расход воздуха», особенно при сжигании газа с $\alpha_r < 1$. — Прим. ред.

8.3. ТЕМПЕРАТУРА ГОРЕНИЯ

Различают следующие температуры горения газов: жаропроизводительность, калориметрическую, теоретическую и действительную (расчетную).

Жаропроизводительность $t_{ж}$ — максимальная температура продуктов полного сгорания газа в адиабатических условиях с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,0$ и при температуре газа и воздуха, равной 0°C :

$$t_{ж} = Q_0^p / (\sum V c_p), \quad (8.19)$$

где $\sum V c_p$ — сумма произведений объемов и теплоемкостей компонентов продуктов полного сгорания 1 м^3 газа без избытка воздуха, или в развернутом виде

$$t_{ж} = Q_0^p / (V_{\text{CO}_2} c_{p, \text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} c_{p, \text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} c_{p, \text{N}_2}), \quad (8.19a)$$

где Q_0^p — низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3 ; V_{CO_2} , $V_{\text{H}_2\text{O}}$, V_{N_2} — объем диоксида углерода, водяного пара и азота, образовавшихся при сгорании 1 м^3 газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$; c_{p, CO_2} , $c_{p, \text{H}_2\text{O}}$, c_{p, N_2} — средняя объемная теплоемкость при постоянном давлении CO_2 , H_2O и N_2 в пределах температур от 0°C до $t_{ж}$, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ газа.

Жаропроизводительность горючих газов определяют методом последовательных приближений, так как теплоемкость газов непостоянна и увеличивается с повышением температуры (табл. 8.3). Поэтому для определения жаропроизводительности предварительно задаются ее значением для природных газов (около 2000°C), определяют при $\alpha = 1,0$ объемы компонентов продуктов сгорания, устанавливают по табл. 8.3 их среднюю теплоемкость и подсчитывают по формуле (8.19) жаропроизводительность газа. Если в результате подсчета она окажется ниже или выше принятой, то задаются другой температурой и расчет повторяют.

Жаропроизводительность распространенных простых и сложных газов при их горении в сухом воздухе приведена в табл. 8.4. При сжигании газа в атмосферном воздухе, содержащем около 1 вес. % влаги, жаропроизводительность снижается на $25\text{--}30^\circ\text{C}$.

Калориметрическая температура горения t_k — температура, которая определяется без учета диссоциации водяных паров и диоксида углерода, но с учетом фактической начальной температуры газа и воздуха. Она отличается от жаропроизводительности $t_{ж}$ тем, что температура газа и воздуха, а также коэффициент избытка воздуха α принимаются по их действительным значениям. Определить t_k , $^\circ\text{C}$, можно по формуле

$$t_k = (Q_0^p + q_{\text{ввс}}) / (\sum V c_p) \quad (8.20)$$

ТАБЛИЦА 8.8
Средняя объемная теплоемкость газа, кДж/(м³·°C)

Температура, °C	CO ₂	N ₂	O ₂	CO	CH ₄	H ₂	Водяные пары (H ₂ O)	Воздух	
								сухой	влажный в 1 м ³ сухого газа
0	1,5981	1,2970	1,3087	1,3062	1,5708	1,2852	1,4990	1,2991	1,3230
100	1,7186	1,2991	1,3209	1,3067	1,6590	1,2978	1,5103	1,3045	1,3235
200	1,8018	1,3045	1,3398	1,3146	1,7724	1,3020	1,5267	1,3142	1,3360
300	1,8770	1,3112	1,3608	1,3230	1,8984	1,3062	1,5473	1,3217	1,3465
400	1,9858	1,3213	1,3822	1,3356	2,0286	1,3104	1,5704	1,3335	1,3587
500	2,0030	1,3327	1,4024	1,3482	2,1504	1,3104	1,5943	1,3469	1,3787
600	2,0559	1,3453	1,4217	1,3650	2,2764	1,3146	1,6195	1,3612	1,3873
700	2,1034	1,3587	1,3549	1,3776	2,3898	1,3188	1,6464	1,3755	1,4020
800	2,1462	1,3717	1,4549	1,3944	2,5032	1,3230	1,6737	1,3889	1,4158
900	2,1857	1,3857	1,4692	1,4070	2,6040	1,3314	1,7010	1,4020	1,4293
1000	2,2210	1,3965	1,4822	1,4196	2,7048	1,3356	1,7283	1,4141	1,4419
1100	2,2525	1,4087	1,4902	1,4322	2,7930	1,3398	1,7556	1,4263	1,4545
1200	2,2819	1,4196	1,5063	1,4448	2,8812	1,3482	1,7825	1,4372	1,4658
1300	2,3079	1,4305	1,5154	1,4532	—	1,3566	1,8085	1,4482	1,4771
1400	2,3323	1,4406	1,5250	1,4658	—	1,3650	1,8341	1,4582	1,4876
1500	2,3545	1,4503	1,5343	1,4742	—	1,3818	1,8585	1,4675	1,4973
1600	2,3751	1,4587	1,5427	—	—	—	1,8824	1,4763	1,5065
1700	2,3944	1,4671	1,5511	—	—	—	1,9055	1,4843	1,5149
1800	2,4125	1,4746	1,5590	—	—	—	1,9278	1,4918	1,5225
1900	2,4289	1,4822	1,5666	—	—	—	1,9698	1,4994	1,5306
2000	2,4494	1,4889	1,5737	1,5078	—	—	1,9694	1,5376	1,5376
2100	2,4591	1,4952	1,5809	—	—	—	1,9891	—	—
2200	2,4725	1,5011	1,5943	—	—	—	2,0252	—	—
2300	2,4860	1,5070	1,5943	—	—	—	2,0252	—	—
2400	2,4977	1,5166	1,6002	—	—	—	2,0389	—	—
2500	2,5091	1,5175	1,6045	—	—	—	2,0598	—	—

или

$$t_k = (Q_{\text{г}}^0 + V_{\text{в}} c_{\text{pв}} t_{\text{в}} + c_{\text{pг}} t_{\text{г}}) / (V_{\text{CO}_2} c_{\text{p CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} c_{\text{p H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} c_{\text{p N}_2} + V_{\text{O}_2} c_{\text{p O}_2}), \quad (8.20a)$$

где $Q_{\text{г}}^0$ — теллосодержание (физическая теплота) газа и воздуха, отсчитываемое от 0 °C, кДж/м³.

Природные и сжиженные углеводородные газы перед сжиганием обычно не нагревают, и их объем по сравнению с объемом воздуха, идущего на горение, невелик. Поэтому при определении калориметрической температуры теллосодержание газов можно не учитывать. При сжигании газов с низкой теплотой сгорания (генераторные, доменные и др.) их теллосодержание (в особенности нагретых до сжигания) оказывает весьма существенное влияние на калориметрическую температуру.

Зависимость калориметрической температуры природного газа среднего состава (CH₄ — 97, C₂H₆ — 2, C₃H₈ и C₄H₁₀ — 0,5 и

ТАБЛИЦА 8.4

Жаропродуцируемость газов в сухом воздухе

Простой газ	Жаропродуцируемость, °С	Сложный газ усредненного состава	Приближенная жаропродуцируемость, °С
Водород	2236	Природный газовый месторождений	2040
Оксид углерода	2370		
Метан	2043	То же, нефтяных месторождений	2080
Этан	2097		
Пропан	2110	Коксовый	2120
Бутан	2118	Высокотемпературной перегонки сланцев	1980
Пентан	2119		
Этилен	2284	Парокислородного дутья под давлением	2050
Пропилен	2224		
Бутилен	2203	Генераторный из жирных углей	1750
Пентилен	2189	То же, паровоздушного дутья из тощих топлив	1670
Ацетилен	2620	Сжиженный (50% C_2H_2 + 50% C_4H_{10})	2115
		Водяной	2210

ТАБЛИЦА 8.5

Калориметрическая и теоретическая температуры горения природного газа в воздухе с $t = 0$ °С и влажностью 1%* в зависимости от коэффициента избытка воздуха α

Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения t_K , °С	Теоретическая температура горения t_T , °С	Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения t_K , °С
1,0	2010	1920	1,33	1620
1,02	1990	1900	1,36	1600
1,03	1970	1880	1,40	1570
1,05	1940	1870	1,43	1540
1,06	1920	1860	1,46	1510
1,08	1900	1860	1,50	1470
1,10	1880	1840	1,53	1440
1,12	1850	1820	1,57	1410
1,14	1820	1790	1,61	1380
1,16	1800	1770	1,66	1350
1,18	1780	1760	1,71	1320
1,20	1760	1750	1,76	1290
1,22	1730	—	1,82	1260
1,25	1700	—	1,87	1230
1,28	1670	—	1,94	1200
1,30	1650	—	2,00	1170

* Для сухого воздуха приведенные значения следует увеличивать на 26—30 °С.

ТАБЛИЦА 6.6

**Калориметрическая температура горения природного газа t_{K} , °С,
в зависимости от коэффициента избытка сухого воздуха
и его температуры (округленные значения)**

Коэффициент избытка воздуха α	Температура сухого воздуха, °С								
	20	100	200	300	400	500	600	700	800
0,5	1380	1430	1500	1545	1620	1680	1740	1810	1860
0,6	1610	1650	1715	1780	1840	1900	1960	2015	2150
0,7	1730	1780	1840	1915	1970	2040	2100	2200	2250
0,8	1880	1940	2010	2060	2130	2200	2260	2330	2390
0,9	1980	2030	2090	2150	2220	2290	2360	2420	2500
1,0	2050	2120	2200	2250	2320	2385	2450	2510	2560
1,2	1810	1860	1930	2000	2070	2140	2200	2280	2350
1,4	1610	1660	1740	1800	1870	1950	2030	2100	2160
1,6	1450	1510	1560	1640	1730	1800	1860	1950	2030
1,8	1320	1370	1460	1520	1590	1670	1740	1830	1920
2,0	1220	1270	1360	1420	1490	1570	1640	1720	1820

ТАБЛИЦА 6.7

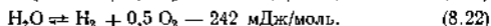
**Калориметрическая температура горения t_{K} технического пропана
в сухом воздухе* с $t = 0$ °С в зависимости
от коэффициента избытка воздуха α**

Коэффициент избытка воздуха α	Калориметриче- ская температура горения t_{K} , °С	Коэффициент избытка воздуха α	Калориметриче- ская температура горения t_{K} , °С
1,0	2110	1,45	1580
1,02	2080	1,48	1560
1,04	2050	1,50	1540
1,05	2030	1,55	1500
1,07	2010	1,60	1470
1,10	1970	1,65	1430
1,12	1950	1,70	1390
1,15	1910	1,75	1360
1,20	1840	1,80	1340
1,25	1780	1,85	1300
1,27	1750	1,90	1270
1,30	1730	1,95	1240
1,35	1670	2,00	1210
1,40	1630	2,10	1170

* При сжигании пропана в атмосферном воздухе, содержащем около 1 вес. % влаги, калориметрическая температура горения снижается на 26—30 °С.

CO₂ — 0,5 об. %) в воздухе с температурой 0 °С и влажностью 1% от коэффициента избытка воздуха α приведена в табл. 8.5. Аналогичные данные для сжиженного углеводородного газа (технического пропана) при его сжигании в сухом воздухе приведены в табл. 8.7. Данными табл. 8.5—8.7 можно с достаточной точностью руководствоваться при установлении calorиметрической температуры горения других природных газов, сравнительно близких по составу, и углеводородных газов практически любого состава. В случае необходимости получить высокую температуру в точных объемах при сжигании газов с малыми коэффициентами избытка воздуха, а также для повышения КПД печей на практике прибегают к подогреву воздуха, что приводит к росту calorиметрической температуры (см. табл. 8.6).

Теоретическая температура горения t_T — максимальная температура, которая определяется аналогично calorиметрической t_c , но с поправкой на эндотермические (т. е. требующие теплоты) реакции диссоциации диоксида углерода и водяного пара, идущие с увеличением объема:



При высоких температурах диссоциация может пойти и дальше, до образования атомарных водорода, кислорода и в особенности гидроксильной группы. Кроме того, при сжигании газа всегда образуется некоторое количество оксида азота. Все эти реакции эндотермичны и приводят к снижению температуры горения.

Теоретическая температура горения может быть определена по следующей формуле:

$$t_T = (Q_k^0 + q_{\text{фвз}} - q_{\text{дис}}) / (\sum V' c_p'), \quad (8.23)$$

где $q_{\text{дис}}$ — суммарные затраты теплоты на частичную диссоциацию CO₂ и H₂O в продуктах сгорания, кДж/м³; $\sum V' c_p'$ — сумма произведения объема и средней теплоемкости продуктов сгорания с учетом диссоциации на 1 м³ газа.

Расчеты, связанные с установлением точных затрат на все процессы диссоциации, весьма сложны. Поэтому теоретическая температура горения обычно определяется не только по упрощенной формуле (8.23), но и по упрощенной развернутой:

$$t_T = [Q_k^0 + V_{\text{H}_2\text{O}} c_{p\text{H}_2\text{O}} + c_{p\text{H}_2} t_T - (100aV_{\text{H}_2\text{O}} + 120bV_{\text{CO}_2})] / (V_{\text{CO}_2} c_{p\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} c_{p\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} c_{p\text{N}_2} + V_{\text{O}_2} c_{p\text{O}_2}), \quad (8.23a)$$

где a и b — степень диссоциации водяного пара и диоксида углерода, об. % от исходного количества, которая возрастает с повышением температуры и снижением их парциального давления в смеси продуктов сгорания.

Как видно из табл. 8.8, при температуре до 1600 °С степень диссоциации ничтожна и может не учитываться, т. е. теоретиче-

Степень диссоциации водяного пара H_2O и диоксида углерода CO_2 в зависимости от парциального давления

Температура, °С	Парциальное давление, МПа											
	0,004	0,006	0,008	0,01	0,012	0,014	0,016	0,018	0,020	0,025	0,030	0,040
Водяной пар H_2O												
1600	0,85	0,75	0,65	0,60	0,58	0,56	0,54	0,52	0,50	0,48	0,46	0,42
1700	1,45	1,27	1,16	1,08	1,02	0,95	0,90	0,85	0,8	0,76	0,73	0,67
1800	2,40	2,10	1,90	1,80	1,70	1,60	1,53	1,46	1,40	1,30	1,25	1,15
1900	4,05	3,60	3,25	3,0	2,85	2,70	2,65	2,50	2,40	2,20	2,10	1,9
2000	5,75	5,05	4,60	4,30	4,0	3,80	3,55	3,50	3,40	3,15	2,95	2,65
2100	8,55	7,50	6,80	6,35	6,0	5,70	5,45	5,25	5,10	4,80	4,55	4,10
2200	12,3	10,8	9,90	9,30	8,80	8,35	7,95	7,65	7,40	6,90	6,50	5,90
2300	16,0	15,0	13,7	12,9	12,2	11,6	11,1	10,7	10,4	9,6	9,1	8,4
2400	22,5	20,9	18,4	17,2	16,3	15,6	15,0	14,4	13,9	13,0	12,2	11,2
2500	28,5	25,6	23,5	22,1	20,9	20,0	19,3	18,6	18,0	16,8	15,9	14,6
3000	70,6	56,7	63,8	61,6	59,5	58,0	56,5	55,4	54,3	51,9	50,0	47,0
Диоксид углерода CO_2												
1500	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
1600	2,0	1,8	1,6	1,5	1,45	1,4	1,35	1,3	1,25	1,2	1,1	1,1
1700	3,8	3,3	3,0	2,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,9
1800	6,3	5,5	5,0	4,6	4,4	4,2	4,0	3,8	3,7	3,5	3,3	3,3
1900	10,1	8,9	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5	6,3	6,1	5,6	5,3	5,3
2000	16,5	14,6	13,4	12,5	11,8	11,2	10,8	10,4	10,0	9,4	8,8	8,8
2100	23,9	21,3	19,6	18,3	17,3	16,5	15,9	15,3	14,9	13,9	13,1	13,1
2200	35,1	31,5	29,2	27,5	26,1	25,0	24,1	23,3	22,6	21,2	20,1	20,1
2300	44,7	40,7	37,9	35,9	34,3	32,9	31,8	30,9	30,0	28,2	26,9	26,9
2400	55,0	51,8	48,8	46,5	44,6	43,1	41,8	40,6	39,6	37,5	35,8	35,8
2500	66,3	62,2	59,3	56,9	55,0	53,4	52,0	50,7	49,7	47,3	45,4	45,4
3000	94,9	93,9	93,1	92,3	91,7	90,6	90,1	89,6	88,5	87,6	86,8	86,8