

К. Г. КЯЗИМОВ, В. Е. ГУСЕВ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Настольная книга
слесаря газового
хозяйства

НАСТОЛЬНАЯ КНИГА СПЕЦИАЛИСТА



К.Г.Кязимов, В.Е.Гусев

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Настольная книга
слесаря газового
хозяйства

Киев, 2000

ББК 38.763
К-99

К.Г. Кязимов, В.Е. Гусев

Эксплуатация и ремонт оборудования систем газоснабжения. Настольная книга слесаря газового хозяйства. - К.: Изд. "Основа", 2000. - 288 с.

Книга предназначена для подготовки и повышения квалификации слесарей газового хозяйства. Она будет интересна также для инженерно-технических работников, специалистов и лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию и ремонт оборудования систем газоснабжения.

ISBN 966-7233-20-0

© Издательство "Основа"
© Ассоциация "Укркомункваліфкадри"

Горючие газы и их свойства

Газообразное и жидкое топливо и его сжигание в топках котлов

Основные сведения о топливе

Топливом называются горючие вещества, которые сжигаются для получения тепла.

В соответствии с физическим состоянием топливо разделяют на твердое, жидкое и газообразное.

К *твердому топливу* относят древесину, торф, горючие сланцы и все каменные угли, которые добываются.

К *жидкому топливу* в основном относят сырую нефть, различные нефтепродукты и мазут.

К *газообразному топливу* относят природный газ, а также различные промышленные газы: доменный, коксовый, генераторный и пр.

В зависимости от происхождения топливо разделяется на природное и искусственное.

Природным называют топливо в том виде, в котором оно было получено при добыче: каменный уголь, древесина, торф, сырая нефть, природный газ и др.

Искусственное топливо — это продукт, полученный при технологической переработке природного топлива. Например: кокс, брикеты, дизельное топливо, мазут, генераторный газ и др.

Топливо, которое по техническим и экономическим соображениям невыгодно перевозить на большие расстояния из-за его низкого качества, как правило, используют вблизи места его добычи или получения, называется *местным*.

К высококачественному топливу относятся каменный уголь, антрациты, жидкое топливо и природный газ.

Газовое топливо — наиболее пригодное для смешивания его с воздухом, который необходим для горения, поскольку топливо и воздух находятся в одном агрегатном состоянии.

Физико-химические свойства природных газов

Природные газы без цвета, запаха и вкуса.

Основными показателями горючих газов, которые используются в котельных: состав, теплота сгорания, удельный вес, тем-

пература горения и воспламенения, границы взрываемости и скорость распространения пламени.

Природные газы сугубо газовых месторождений состоят в основном из метана (82-98%) и других углеводородов.

В состав любого газообразного топлива входят горючие и негорючие вещества. К горючим относятся: водород (H_2), углеводороды (C_nH_m), сероводород (H_2S), окис углерода (CO); к негорючим — углекислый газ (CO_2), кислород (O_2), азот (N_2) и водяной пар (H_2O).

Теплота сгорания — это количество тепла, которое выделяется при полном сгорании 1 м^3 газа. Измеряется в ккал/м^3 кдж/м^3 газа. Различают высшую теплоту сгорания Q_v , когда учитывается тепло, затраченное на конденсацию водяных паров, которые находятся в дымовых газах и низшую Q_n , когда это тепло не учитывается — ей пользуются при расчетах.

$$Q_v = 8000 \text{ ккал/м}^3$$

На практике используются газы с различной теплотой сгорания. Для уравнивательной характеристики их качества используется так называемое условное топливо, за единицу которого берут 1 кг топлива, имеющего теплоту сгорания ($Q_v = 7\,000 \text{ ккал/кг}$ ($29\,300 \text{ кдж/кг}$)).

Удельный вес газообразного вещества — это величина, которая определяется отношением массы вещества к объему, занимаемого ею. Основная единица измерения удельного веса кг/м^3 .

Отношение удельного веса газообразного вещества к удельному весу воздуха при одинаковых условиях (давление и температура) называется относительной плотностью.

$$\rho_r = 0,73-0,85 \text{ кг/м}^3 \quad (\rho_o = 0,57-0,66).$$

Температурой горения называется максимальная температура, которая может быть достигнута при полном сгорании газа, если количество воздуха, необходимого для горения, точно отвечает химическим формулам горения, а начальная температура газа и воздуха равна 0 .

Температура горения отдельных газов составляет $2000-2100^\circ\text{C}$. Действительная температура горения в топках котлов ниже жаропродуктивности ($1100-1400^\circ\text{C}$) и зависит от условий сжигания.

Температура воспламенения — это минимальная начальная температура, при которой начинается горение. Для природного газа она составляет 645°C .

Границы взрываемости. Газовоздушная смесь, в которой газ находится:

до 5% — не горит;

от 5 до 15% — взрывается;

больше 15% — горит при подаче воздуха.

Скорость распространения пламени для природного газа — $0,67 \text{ м/сек}$ (метан CH_4).

Горючие газы не имеют запаха. Для своевременного определения наличия их в воздухе, быстрого и точного обнаружения мест утечки газ одоризуют (дают запах). Для одоризации используют этилмеркаптан (C_2H_5SH). Норма одоризации $16\text{ г } C_2H_5SH$ на 1000 м^3 газа. Одоризация проводится на газораспределительных станциях (ГРС). При наличии в воздухе 1% природного газа должен ощущаться его запах.

Использование природного газа имеет ряд преимуществ по сравнению с твердым и жидким топливом:

- отсутствие золы и выноса твердых частичек в атмосферу;
- высокая теплота сгорания;
- удобство транспортировки и сжигания;
- облегчается труд обслуживающего персонала;
- улучшаются санитарно-гигиенические условия в котельной и в прилегающих районах;
- появляется возможность автоматизации рабочих процессов.

Но использование природного газа требует особых мер осторожности, т.к. возможна его утечка через неуплотненности в местах соединения газопровода и оснащения с арматурой.

Наличие в помещении более 20% газа вызывает удушье, скопление его в закрытом объеме от 5 до 15% может привести к взрыву газовоздушной смеси, при неполном сгорании выделяется угарный газ CO , который даже при небольшой концентрации ($0,15\%$) — отравляющий

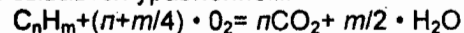
Горение природного газа

Горение природного газа — это реакция, при которой происходит преобразование химической энергии топлива в тепло.

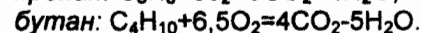
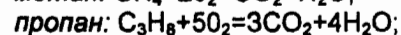
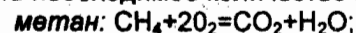
Горение бывает полным и неполным. Полное горение происходит при достаточном количестве кислорода. Нехватка его вызывает неполное сгорание, при котором выделяется меньшее количество тепла, чем при полном, и окись углерода (CO), от-

равляюще действующая на обслуживающий персонал, образовывается сажа, оседающая на поверхности нагрева котла и увеличивающая потери тепла, что приводит к перерасходу топлива и снижению к.п.д. котла, загрязнению атмосферы.

Реакция горения углеводородов с общей формулой C_nH_m описывается уравнением:



В соответствии с этим можно записать реакции горения основных компонентов природного и сжиженного газов и определить необходимое количество кислорода и воздуха:



Согласно формуле, для сгорания $1 м^3$ метана нужно $10 м^3$ воздуха, в котором находится $2 м^3$ O_2 . Для полного сжигания природного газа воздух подают в топку с небольшим избытком. Отношение действительно израсходованного его объема U_d к теоретически необходимому U_m называется коэффициентом избытка воздуха $\lambda = U_d/U_m$. Этот показатель зависит от конструкции газовой горелки и топки: чем они совершеннее, тем меньше λ . Необходимо следить, чтобы коэффициент излишка воздуха не был меньше 1, так как это приводит к неполному сгоранию газа. Увеличение коэффициента избытка воздуха снижает к.п.д. котлоагрегата.

Полноту сгорания топлива можно определить с помощью газоанализатора и визуально — по цвету и характеру пламени:

соломенно-желтое

(твердое и жидкое топливо);

сгорание полное

прозрачно-голубоватое

(газообразное топливо);

красный или желтый

с дымными полосами

сгорание неполное

Горючие газы, используемые в жилищно-коммунальном хозяйстве

Горючие газы разделяют по их происхождению на природные (естественные) и искусственные — вырабатываемые из

твердого или жидкого топлива или являющиеся отходом производства (доменный и коксовый газы). В жилищно-коммунальном хозяйстве нашей страны искусственные газы применяются редко и поэтому далее будут освещаться вопросы газоснабжения зданий только с применением природного газа.

Существует две разновидности снабжения потребителей природным газом: непосредственное — по газопроводам и снабжение сжиженным газом, поставляемым потребителям в специальных баллонах. Природные газы добывают из недр земли. Они представляют собой смесь различных углеводородов и делятся на три группы: 1) добываемые из чисто газовых месторождений — сухие и состоящие в основном из метана; 2) выделяющиеся из скважин нефтяных месторождений — жирные и содержащие большое количество более тяжелых углеводородов; 3) добываемые из конденсатных месторождений и являющиеся смесью сухого газа и паров конденсата — бензина, лигроина и др.

Природные газы второй и третьей групп перед поступлением в магистральные газопроводы очищают на специальных заводах от содержащихся в них примесей. Присутствие влаги в газе вызывает значительные затруднения при транспортировке его по газопроводам, а в зимний период ведет к образованию ледяных пробок; поэтому одним из основных этапов обработки газа является его осушка. Газ очищают также от сероводорода и углекислого газа, затем его одоризуют (для своевременного выявления и устранения утечек вводят этилмеркаптан, имеющий резкий и неприятный запах). На всем протяжении магистрального газопровода, на расстоянии примерно 150 км друг от друга, устраивают компрессорные станции. С помощью компрессоров газ сжимается, чем и обеспечивается его последующее движение в газопроводе, сопровождающееся расходом имеющегося давления на преодоление гидравлического сопротивления газопроводов.

В результате неравномерности расхода газа по дням и месяцам года возникает необходимость в его временном хранении. С этой целью устраивают подземные хранилища в водоносных пластах почвы или используют выработанные газовые и нефтяные месторождения.

Сжижение газа производится на газобензиновых заводах, откуда он в железнодорожных цистернах поступает на газораздаточные станции. Здесь сжиженным газом наполняют баллоны и

автоцистерны; во-первых газ доставляют непосредственно потребителям, вторые снабжают сжиженным газом резервуарные установки промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей.

В жилищном хозяйстве применяют бытовую газовую аппаратуру, использующую теплоту, получаемую от сжигания газа для бытовых нужд: приготовления пищи, нагрева воды, отопления жилых помещений.

В соответствии с назначением газовой аппаратуры ее подразделяют на: а) приборы для приготовления пищи — многогорелочные напольные плиты, автономные духовые шкафы, жарочные устройства; б) приборы для нагрева воды — проточные и емкостные водонагреватели; в) отопительные приборы — конвекционного действия и излучатели. Значительное распространение также получили газовые холодильники. Наиболее распространенным видом газовой аппаратуры являются напольные плиты.

Применяемая в коммунальном хозяйстве номенклатура газовой аппаратуры весьма разнообразна и всегда соответствует технологии данного коммунального предприятия. Так, на предприятиях общественного питания основными видами газовых аппаратов являются ресторанные плиты, кипятильники, шкафы для опаливания птиц, пищеварочные котлы и др.

Применение газового топлива в промышленных печах дает возможность усовершенствовать технологию соответствующих тепловых процессов, повысить экономичность работы печей и упростить их обслуживание. В большинстве промышленных печей горящий газ непосредственно нагревает находящиеся в печи изделия. Но в термических и некоторых других печах применяют и косвенный нагрев, при котором газом греются промежуточные поверхности, а последние нагревают изделия.

Природные и искусственные газы

Все виды газового топлива подразделяют на природные и искусственные.

К *природным* относят газы природных месторождений и попутные газы нефтяных месторождений — метан, пропан, бутан.

Газовое топливо представляет собой смесь горючих (метан, этан, пропан, бутан, этилен, водород, оксид углерода и др.) и не-

горючих (азот, углекислый газ, кислород) газов. В некоторых видах топлива содержится горючая, но вредная примесь — сероводород.

К *природным* относят газы природных месторождений и попутные газы газонефтяных месторождений — метан, пропан, бутан 5542-87:

низшая теплота сгорания при 20° С — не менее 31,8 Мдж/м²;

массовая концентрация сероводорода — не более 0,02 г/м³;

объемная доля кислорода — не более 1%;

масса механических примесей не более 0,001 г/м³;

интенсивность запаха при объемной доле в воздухе 1% — не менее 3 баллов;

наличие в газе жидкой фазы воды не допускается;

пределы воспламеняемости (по метану) в смеси с воздухом в объемных процентах (об. %): нижний — 5, верхний — 15

Для коммунально-бытового потребления используют газы углеводородные, сжиженные, топливные марок СПБТЗ (смесь пропан-бутановая техническая зимняя); СПБТЛ (смесь пропан-бутановая летняя); БТ (бутан технический).

В соответствии с требованиями ГОСТ 20448-80* к сжиженным газам предъявляются следующие требования:

суммарное объемное количество в газе пропана и бутана — не менее 75%;

давление насыщенных паров при 45° С — не более 1,6 Спа;

содержание сероводорода и меркаптановой серы — не более 0,015%;

содержание свободной воды и щелочи не допускается;

пределы воспламеняемости в смеси с воздухом при температуре 15...20° С, об. %: нижний — 1,8, верхний — 9,5;

низшая теплота сгорания (для пропана — 93,1 Мдж/м³, для бутана — 122 Мдж/м³).

По сравнению с природным газом сжиженный обладает рядом специфических свойств, требующих сложного оборудования для его хранения, транспортировки и использования. Основная особенность сжиженного газа в том, что он хранится и транспортируется в жидком виде, а используется в газообразном.

При незначительном понижении температуры и повышении давления этот газ превращается в жидкость, а при температуре —40...40°С и атмосферном давлении переходит в газообразное состояние.

Основу природного газа составляет метан (CH₄); сжиженно-

го—пропан (C_3H_8) и бутан (C_4H_{10}).

К *искусственным* относят коксовый, сланцевый, доменный и другие газы, получаемые путем переработки твердых топлив, нефти, а также выделяющиеся при технологических процессах на химических, металлургических и других предприятиях.

Основные свойства газов

Жаропроизводительность представляет собой максимальную температуру, развиваемую при полном сгорании сухого топлива в теоретически необходимом для горения количестве воздуха при условии, что выделившаяся теплота расходуется на нагрев продуктов сгорания.

Жаропроизводительность, °С, метана равна 2043, пропана — 2110, бутана — 2118, водорода — 2235, ацетилена — 2620.

Количество кислорода, необходимое для горения, составляет примерно 1 м^3 на 21 МДж теплотворной способности газа.

В связи с тем, что в воздухе около 21 % кислорода, то для сжигания 5 м^3 метана необходимо 10 м^3 воздуха, пропана — 24 м^3 , бутана — 31 м^3 .

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

Воспламенение смеси может быть вызвано нагревом до температуры воспламенения либо применением внешних источников зажигания (запального пламени, электрических искр). Первый способ используется в двигателях внутреннего сгорания, второй — при сжигании газа с помощью горелок.

Чтобы начался процесс горения, температура поджигающего источника должна быть выше, чем температура воспламенения.

Температура воспламенения, °С, ацетилена — 335, водорода — 510, метана — 545, бутана — 430, пропана — 504.

Воспламенение и дальнейшее самопроизвольное горение газо-воздушной смеси возможно только при определенных соотношениях газа и воздуха, называемых *пределами воспламеняемости*. Нижний предел воспламеняемости, об. %: для ацетилена — 2,5, водорода — 4, метана — 5, пропана — 2,3, бутана — 1,9; верхний

для ацетилена — 80, водорода — 75, метана — 15, бутана — 8,5, пропана — 9,5.

Если содержание газа в смеси меньше нижнего предела воспламенения, то такая смесь самостоятельно гореть не может. При содержании газа, большем верхнего предела воспламенения, количества воздуха в смеси недостаточно для полного сгорания газа.

Газовоздушная смесь, содержание газа в которой находится между нижним и верхним пределами воспламенения, — взрывоопасна.

Взрыв — явление быстрого перехода вещества из одного состояния в другое, сопровождаемое нагревом продуктов сгорания до высокой температуры и резким повышением давления.

Если горючая смесь находится в закрытом объеме (сосуд, трубопровод, помещение), то при появлении источника теплоты или пламени с температурой, достигающей температуры воспламенения, происходит взрыв этой смеси.

Давление при взрыве

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

где m — число молекул (объемов) продуктов сгорания газа с учетом находящегося в воздухе азота; n — число молекул (объемов) газовоздушной смеси до взрыва с учетом азота в воздухе;

$P_{\text{нач}}$ — начальное абсолютное давление смеси до взрыва;

$t_{\text{взр}}$ — температура газов, развивающаяся при взрыве;

$t_{\text{нач}}$ — начальная температура газовоздушной смеси.

Давление при взрыве метановоздушной смеси достигает 0,7... 0,75 МПа, пропан-бутановой смеси — 0,8... 0,9.

Детонация возникает при взрыве горючих смесей газов с воздухом в трубах больших диаметров и длины и является формой воспламенения, при которой скорость распространения пламени превышает скорость распространения звука и достигает 1000... 4000 м/с.

Давление при этом может повыситься до 8 МПа и более. Возникают ударные волны сжимающие и воспламеняющие смесь. Быстродействующая ударная волна вызывает резкое увеличение давления, температуры и плотности горючей смеси, что ускоряет реакцию горения и усиливает эффект разрушения.

Скорость распространения пламени — скорость, с которой элемент фронта пламени распространяется относительно свежей смеси. Зависит от состава, температуры, давления смеси, соотношения в ней газа и воздуха, диаметра фронта пламени.

Стандартные скорости горения при движении смеси в трубе

диаметром 25 мм составляют: водорода 4,8 м/с, метана — 0,67, бутана — 0,82, пропана — 0,83 м/с.

Токсичность газового топлива заключается в способности вызывать отравление человека при вдыхании вредных компонентов, содержащихся в топливе или в продуктах его сгорания.

Наиболее опасным является оксид углерода (угарный газ), который выделяется при сжигании газа в недостаточном количестве воздуха. Значительное количество оксида углерода содержится в искусственных газах.

Углекислый газ, выделяемый при сжигании топлива, не ядовит. В малых количествах он возбуждает дыхательный центр, а в больших ухудшает его состояние.

Таблица 1.

Характеристики воздействия различных газов на организм человека [13]

Газ	Содержание в воздухе		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	1,25	Через 1 ч головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20...30 мин смертельное отравление
		12,5	Через 1...2 мин очень сильное или смертельное отравление
Сероводород	0,01...0,015	0,15...0,22	Через несколько часов легкое отравление
	0,02	0,31	Через 5...8 мин сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1...0,3	1,54...4,6	Быстрое смертельное отравление
Сернистый газ	0,001...0,002	0,029...0,058	При длительном воздействии раздражение горла, кашель
	0,5	1,46	Кратковременное воздействие опасно для жизни
Оксид азота	0,006	0,29	При кратковременном воздействии раздражение горла
	0,025	1,2	При кратковременном воздействии смертельное отравление

Сильное вредное действие на человека оказывают сероводород, оксиды серы и азота.

Метан и другие углеводородные газы не ядовиты, но вдыхание их вызывает головокружение, а значительное содержание в воздухе приводит к удушью из-за недостатка кислорода.

Сжиженные углеводородные газы, попадая на кожу человека, вызывают обморожение.

Физическое воздействие различных концентраций газов в окружаемом воздухе на организм человека приведено в табл. 1.

Природные газы не имеют запаха. Поэтому для своевременного выявления утечек ему придают специфический запах — выполняют **одоризацию**. В качестве одоранта применяют этилмеркаптан. Это газ с токсичностью, как у сероводорода, и с неприятным запахом.

Количество вводимого в газ одоранта устанавливают таким **чтобы** при концентрации в воздухе газа, не превышающей 1/5 **нижнего** предела взрываемости, ощущался запах одоранта.

Практически определено, что средняя норма расхода этилмеркаптана для одоризации природного газа, поступающего в городские сети, составляет 16 г на 1000 м³ газа при температуре 0°С. В этом случае запах ощущается при наличии в воздухе 1 % природного газа.

В сжиженный газ добавляют 60...90 г этилмеркаптана на 1 т газа.

Таблица 2.

Плотность горючих газов [5]

Газ	Химическая формула	Плотность при t = 0°С p100 кПа (760 мм рт. ст.) кг/м ³	Относительная плотность по воздуху
Водород	H ₂	0,09	0,07
Оксид углерода	CO	1,25	0,97
Метан	CH ₄	0,72	0,55
Пропан	C ₃ H ₈	2,01	1,55
Бутан	C ₄ H ₁₀	2,7	2,01
Кислород	O ₂	1,43	1,11
Углекислый газ	CO ₂	1,53	1,53

Примечания. 1. Плотность жидкой фазы пропана составляет 585 кг/м³. Бутан — 600-2. Жидкая фаза пропана и бутана значительно легче воды, т. е. относительная плотность пропана по отношению к воде равна 0,585, а бутана — 0,6.

Плотность — это масса единицы объема вещества. Чем тяжелее газ, тем больше его плотность. Плотность воздуха составляет $1,29 \text{ кг/м}^3$.

Для сравнения плотности газа с другими газами или средами применяется понятие относительная плотность. Это отношение плотности данного газа (вещества) к плотности стандартного вещества (воздуха, воды и др.) при определенных условиях (табл. 2).

При относительной плотности меньше единицы газы при утечках распространяются прежде всего в верхней зоне помещений, а газы с относительной плотностью более единицы (сжиженные) опускаются в каналы, подвалы и т. п. Плотность жидкой фазы с изменением давления практически не меняется. Жидкая фаза пропана и бутана имеет большой коэффициент объемного расширения, в среднем 0,003, что в 15 раз больше, чем у воды, поэтому при изменении температуры объем жидкой фазы газа значительно увеличивается. Изменение объема жидкости в зависимости от температуры вычисляется по формуле

$$V_{t_2} = V_{t_1} (1 + k\Delta t),$$

где k — коэффициент объемного расширения; t_1, t_2 — начальная и конечная температуры газа; V_{t_1}, V_{t_2} — объемы жидкости при t_1, t_2

Пример. Баллон объемом 50 л заполнен 45 л сжиженного газа при температуре 0°C . Что произойдет при нагревании баллона в квартире до 40°C ?

Решение: $V_{t_40} = 45 (1 + 0,003 \times 40) = 45 - 1,12 = 54 \text{ л}$.

Полученный объем превышает объем баллона. Поэтому произойдет его разрушение, что приведет, к тяжелым последствиям.

Для предупреждения случаев приведенных в примере баллоны заполняются не более чем на 85 % объема, не допускается перегрев баллонов, а их наполнение производится при положительных температурах.

Степень изменения объема сжиженного газа при переходе из жидкого состояния в газообразное определяется по формуле

$$P = \rho_{\text{ж}} / \rho_{\text{газ}}$$

где $\rho_{\text{ж}} / \rho_{\text{газ}}$ — плотности жидкой и газовой фаз ($P = 585/2,01 = 290$ — для пропана, $P = 500/2,7 = 222$ — для бутана).

Сжиженный газ по сравнению со сжатым обладает следующими преимуществами:

в баллонах одинаковой емкости сжиженного газа помещается примерно в 2 раза больше, чем сжатого;

сжиженный газ при сгорании выделяет теплоты в 3 раза больше, чем такое же объемное количество сжатого природного газа.

сжиженный газ хранят в резервуарах при давлении более чем в 10 раз меньшем по сравнению со сжатым, что снижает стоимость резервуаров и арматуры, упрощает конструкцию и повышает безопасность хранения.

Системы газоснабжения

Классификация газопроводов и систем газоснабжения

Газопроводы в зависимости от давления подразделяют:

на газопроводы высокого давления I категории — при рабочем давлении газа свыше 0,6 МПа (6 кгс/см^2) до 1,2 МПа (12 кгс/см^2) включительно для природного газа и газозоудных смесей, до 1,6 МПа (16 кгс/см^2) для сжиженных углеводородных газов (СУГ);

газопроводы высокого давления II категории — при рабочем давлении газа свыше 0,3 до 0,6 МПа ($3 \dots 6 \text{ кгс/см}^2$);

газопроводы среднего давления — при рабочем давлении газа: свыше 500 даПа ($0,05 \text{ кгс/см}^2$) до 0,3 МПа (3 кгс/см^2);

газопроводы низкого давления — при рабочем давлении газа до 500 даПа ($0,05 \text{ кгс/см}^2$) включительно.

В зависимости от местоположения относительно планировки населенных пунктов газопроводы разделяют на уличные, внутриквартальные, дворовые, междоуличные.

По расположению относительно поверхности земли газопроводы классифицируют на подземные (подводные), надземные (надводные) и наземные.

По назначению в системе газоснабжения газопроводы делят на распределительные, газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные, импульсные, а также междоуличные.

В зависимости от материала труб газопроводы бывают металлические (стальные, медные и др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.).

По виду транспортируемого газа различают газопроводы природного газа, попутного и сжиженного.

В зависимости от надежности газоснабжения, объема, структуры и плотности газопотребления, местных условий, а также на основании технико-экономических расчетов производится выбор систем распределения, число газорегуляторных пунктов (ГРП) и принцип построения распределительных газопроводов (кольцевые, тупиковые, смешанные).

Распределительными являются газопроводы, идущие от обеспечивающих газоснабжение населенных пунктов ГРП до вводов (уличные, внутриквартальные, дворовые, междоусебные и др.). Ввод представляет собой участок газопровода от места присоединения к распределительному газопроводу до здания, включая отключающее устройство на вводе в здание, или до вводного газопровода.

Внутренними являются газопроводы, прокладываемые внутри здания от вводного газопровода или ввода до места подключения прибора.

Максимальное давление газа в газопроводах, прокладываемых внутри зданий:

для производственных зданий промышленных предприятий, а также для отдельно стоящих котельных — 0,6 МПа;

предприятий бытового обслуживания производственного характера — 0,3 МПа;

предприятий бытового обслуживания непроизводственного характера и общественных зданий — 500 даПа;

жилых зданий — 300 даПа.

Для тепловых установок промышленных предприятий и отдельно стоящих котельных допускается использование газа с давлением до 1,2 МПа, если такое давление требуется по условиям технологии производства.

При проектировании газоснабжения городов и других населенных пунктов принимаются следующие системы распределения газа по давлению:

одноступенчатая с подачей потребителям газа одного давления;

двухступенчатая с подачей потребителям газа по газопроводам двух давлений;

трехступенчатая с подачей потребителям газа по газопроводам трех давлений.

Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, должна предусматриваться только через ГРП и газорегуляторные установки (ГРУ). Исключение со-

ставляют сами ГРП, где на обводной линии между газопроводами различных давлений устанавливаются два запорных устройства.

Отключающие устройства и сооружения

Согласно СНиП 2.04.08-87 отключающие устройства на газопроводах предусматриваются:

на вводах в жилые, общественные и производственные здания а также перед наружными газопотребляющими установками;

на вводах в ГРП, на выходе из ГРП;

на ответвлениях от уличных газопроводов к отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов или к отдельным зданиям при числе квартир более 400;

при пересечении водных преград двумя и более нитками, также одной ниткой при ширине водной преграды 75 м и более;

при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий.

Отключающие устройства размещают в колодцах, наземных шкафах или внутри ограждений, а также на стенах зданий в доступных для обслуживания местах.

В колодце рядом с отключающими устройствами устанавливается компенсирующее приспособление, обеспечивающее установку заглушки, монтаж или демонтаж отключающего устройства. При установке в колодце стальной фланцевой арматуры на газопроводах I категории допускается вместо компенсирующих приспособлений предусматривать «косую вставку».

Отключающие устройства на стенах зданий размещают на расстоянии от дверных и открывающихся оконных проемов не менее 0,5 м для газопроводов низкого давления и 3 для газопроводов среднего. Для газопроводов высокого давления II категории это расстояние увеличивается до 5 м. При расположении арматуры на высоте более 2,2 м для ее обслуживания предусматриваются площадки из негорючих материалов с лестницами.

Отключающие устройства до и после ГРП устанавливаются не ближе 5 и не далее 100 м от ГРП.

Колодцы на газопроводах выполняются из негорючих, влагонепроницаемых и биостойких материалов, исключающих проникновение в них грунтовых вод. Наружная поверхность стенок колодцев

выполняется гладкой оштукатуренной и покрывается битумными гидроизоляционными материалами.

В местах прохода через стенки колодца газопроводы прокладывают в футлярах.

По трассе газопровода устраиваются контрольные трубки, выводы контрольно-измерительных пунктов. Для защиты их от механических повреждений предусматриваются коверы, которые устанавливаются на бетонные или другие основания, обеспечивающие устойчивость и исключающие их просадку.

Для определения местоположения газопроводов и сооружений на них предусматривается установка над газопроводом или вблизи от него (на стенах зданий или на специальных ориентирных столбиках) таблечек-указателей.

Основные требования к прокладке газопроводов

Трассировка газовых сетей. На территории населенных пунктов газопроводы прокладываются, как правило, под землей. Надземная и наземная прокладка допускается внутри жилых кварталов и дворов, а также на других отдельных участках трассы. На территории промышленных предприятий прокладка наружных газопроводов осуществляется, как правило, надземно.

Выбор трассы газопроводов производится с учетом коррозионной активности грунтов и наличия блуждающих токов, плотности застройки, экономической эффективности и т. д.

Вводы газопроводов в жилые дома предусматриваются в нежилые помещения, доступные для осмотра и ремонта газовых систем. Целесообразно вводы газопроводов в общественные и жилые здания осуществлять непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы. Вводы не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

Соединение стальных труб выполняется на сварке. Резьбовые и фланцевые соединения предусматриваются в местах установки запорной арматуры, горелок, контрольно-измерительных приборов, автоматики и др.

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием дополнитель-

ных мероприятий по качеству применяемых труб, контролю сварных соединений и др. Глубина прокладки газопроводов принимается не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра, допускается уменьшение до 0,6 м в местах, где нет проезда транспорта.

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

Запрещается транзитная прокладка газопроводов: по стенам зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий — газопроводов всех давлений; по стенам жилых домов — газопроводов среднего и высокого давления.

Не разрешается предусматривать разъемные соединения на газопроводах под оконными проемами и балконами жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера.

Высота прокладки газопровода в местах прохода людей должна быть не менее 2,2 м, в местах проезда автотранспорта не менее 5 м. На свободной территории, где нет проезда транспорта и прохода людей, допускается прокладка газопроводов на низких опорах на высоте, не менее 0,35 м от земли до низа трубы. Газопроводы в местах входа и выхода из земли заключаются в футляр.

Расстояния между опорами надземных газопроводов, возможность совместной прокладки газопроводов с электрокабелями и проводами, прокладки газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам устанавливаются проектной организацией в соответствии с действующими нормативными документами.

При пересечении с воздушными линиями электропередачи надземные газопроводы должны проходить ниже этих линий.

Для электрохимической защиты газопроводов от коррозии предусматривается установка изолирующих фланцевых соединений (ИФС): на входе и выходе газопровода из земли и ГРП; на вводе газопровода в здание; для секционирования газопроводов; для электрической изоляции отдельных участков газопровода. Размещение ИФС предусматривается на высоте не более 2,2 м.

Допускается при переходе подземного газопровода в надземный вместо ИФС применять электрическую изоляцию газопровода от опор изолирующими прокладками.

Прокладка в особых природных условиях. При строительстве подземных газопроводов в районах с пучинистыми и

просадочными грунтами, в сейсмических районах и на подрабатываемых территориях не допускается применять трубы из кипящей стали. В этих районах запорная арматура должна быть стальной. Допускается применение запорной арматуры из ковкого чугуна для газопроводов с условным диаметром до 80 мм включительно.

Толщина стенок труб принимается не менее 3 мм для труб диаметром до 80 мм, а для труб диаметром более 80 на 2...3 мм больше расчетной толщины.

Дополнительные требования к газопроводам, прокладываемым в сложных горно-геологических и климатических условиях, определяются СНиП 2.04.08-87, а также специальными нормативными документами.

Использование газа

Особенности газового топлива

Природный газ имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива:

стоимость добычи природного газа значительно ниже, а производительность труда значительно выше, чем при добыче угля и нефти;

высокая теплота сгорания делает целесообразным транспортирование газа по магистральным газопроводам на значительные расстояния;

обеспечивается полнота сгорания и облегчаются условия труда обслуживающего персонала;

отсутствие в природных газах оксида углерода предотвращает возможность отравления при утечках газа, что особенно важно при газоснабжении коммунальных и бытовых потребителей;

газоснабжение городов и населенных пунктов значительно улучшает состояние их воздушного бассейна;

обеспечиваются возможность автоматизации процессов горения, достижение высоких КПД, причем наибольшее увеличение КПД достигается в жилищно-коммунальном хозяйстве (в бытовых приборах, отопительных печах и котлах малой производительности);

природный газ — ценное сырье для химической промышленности;

высокая жаропроизводительность (более 2000 °С) позволяет эффективно применять природный газ в качестве энергетического и технологического топлива.

Природный газ как промышленное топливо имеет следующие технологические преимущества:

при сжигании природного газа требуется минимальный избыток воздуха для горения и достигаются высокие температуры в печи;

природный газ содержит наименьшее количество таких вредных химических примесей, как сероводород;

при сжигании природного газа можно обеспечить более точную регулировку требуемой температуры, чем при сжигании других видов топлива, что имеет большое значение для процессов, требующих высокой точности температурного режима. Кроме того, это позволяет экономить топливо, так как из-за более широких колебаний регулирования диапазонов температур при сжигании других видов топлива приходится часто вести процесс на верхнем температурном пределе, что влечет за собой перерасход топлива;

использование природного газа позволяет осуществить сравнительно быстрый разогрев тепловых агрегатов и свести к минимуму тепловые потери при остановке этих агрегатов, что также способствует экономии топлива;

при использовании природного газа отсутствуют потери от механического недожога;

при сжигании природного газа горелки можно расположить в любом месте печи, что создает благоприятные возможности для теплоотдачи и необходимый температурный режим;

форма газового пламени сравнительно легко регулируется и поддается различным видоизменениям, что особенно важно, когда возникает необходимость быстро сосредоточить и развить в определенном пункте высокую степень нагрева;

использование природного газа позволяет применять в промышленности такие прогрессивные и высокоэкономичные виды тепловой обработки, как нагрев с помощью горелок беспламенного сжигания и радиационных трубок, что дает возможность значительно интенсифицировать процесс нагрева.

Вместе с тем газовому топливу присущи и отрицательные свойства: природный газ взрыво- и пожароопасен.

Горение газообразного топлива возможно только при наличии воздуха, в котором содержится кислород. Причем процесс

горения (взрыв) происходит при определенных соотношениях газа и воздуха. Как видно из таблицы 3, пределы воспламеняемости для метана составляют 5...15 %. Если выделяемая теплота достаточна для нагревания в газовой смеси до температуры самовоспламенения, то смесь может гореть или взрываться.

При взрыве продукты горения быстро (нагреваются и, расширяясь, создают в объеме, где они находятся, повышенные давления.

Таблица 3.

Температура самовоспламенения и пределы воспламеняемости наиболее распространенных горючих газов

Газ	Температура самовоспламенения, С°	Предел воспламеняемости при содержании газа в смеси с воздухом, %		Газ	Температура самовоспламенения, С°	Предел воспламеняемости при содержании газа в смеси с воздухом, %	
		Нижний	Верхний			нижний	верхний
Метан	650	5	15	Пропан	500	2,37	9,5
Ацетилен	305	2,5	80	Этан	510	3,2	12,45
Бутан	429	1,86	8,4	Водород	510	4	74

Резкое возрастание давления и быстрое расширение продуктов горения обуславливает разрушительный эффект взрыва.

Давление, возникающее при взрывах,

$$P_a = \frac{K P_0 T_a M}{T_0 N},$$

где K — коэффициент, учитывающий тепловые потери стенками оболочки и диссоциацию газа и воздуха до взрыва, обычно от 0,86 до 0,9; P_0 — начальное давление (абсолютное) взрывоопасной смеси, ат; T_a — температура при взрыве, К; M — число молекул продуктов горения после взрыва; T_0 — начальная температура взрывоопасной смеси. К; N — число молекул смеси до взрыва.

Давление, возникающее при взрыве природного газа в помещениях, достигает 0,8 МПа. При взрывах газовой смеси в трубах с большими диаметром и длиной скорость распространения пламени может превзойти скорость распространения звука и достичь 2000...4000 м/с. В результате быстро движущегося взрывного воспламенения местное повышение давления составит 8 МПа и выше. Такое взрывное воспламенение называется *детонацией*.

Детонация объясняется возникновением и действием ударных волн в воспламеняющейся среде.

Перемещаясь с большой скоростью, ударная волна резко увеличивает температуру и давление газовой смеси, что вызывает ускорение реакции взрыва и увеличивает разрушительный эффект детонации. Наиболее опасны с точки зрения возможности взрыва газы с наиболее низкими пределами взрываемости.

При близких величинах нижних пределов взрываемости двух газов наиболее опасен газ, у которого шире область взрываемости и ниже температура самовоспламенения.

Природные газы, состоящие в основном из метана, неядовиты. Однако при концентрации метана в воздухе, достигающей до 10 % и более, возможно удушье вследствие уменьшения количества кислорода в воздухе.

Сгорание газового топлива

Горение газообразного топлива представляет собой сочетание следующих физических и химических процессов: смешение горючего газа с воздухом, подогрев смеси, термическое разложение горючих компонентов, воспламенение и химическое соединение горючих элементов с кислородом воздуха, сопровождаемое образованием факела (пламени) с интенсивным тепловыделением.

Устойчивое горение газовой смеси возможно при непрерывном подводе к фронту горения необходимых количеств горючего газа и воздуха, их тщательном перемешивании и нагреве до температуры воспламенения или самовоспламенения (см. табл. 3).

Воспламенение газовой смеси может быть осуществлено:

нагревом всего объема газовой смеси до температуры самовоспламенения. В этом случае газовая смесь воспламеняется и горит без постороннего источника зажигания. Такой способ применяют в двигателях внутреннего сгорания, где газовую смесь нагревают быстрым сжатием до определенного давления;

применением посторонних источников зажигания (высоконагретых тел, запальников и т. д.). В этом случае до температуры воспламенения нагревается не вся газовая смесь, а

часть ее. Данный способ применяется при сжигании газов в горелках газовых приборов;

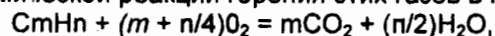
существующим факелом (пламенем) непрерывно в процессе горения.

Для начала реакции горения газообразного топлива следует затратить определенное количество энергии, необходимой для разрыва молекулярных связей и создания новых.

Молекулы газа и воздуха находятся в постоянном хаотическом движении, сопровождающемся столкновениями. Кинетическая энергия молекул пропорциональна абсолютной температуре газов. Энергия столкновения возрастает с повышением абсолютной температуры. При температуре воспламенения сила удара такой молекулы о встречную так велика, что связи между атомами не выдерживают и молекула распадается на атомы. При соединении горючих (углерод, водород) атомов с кислородом выделяется дополнительная энергия, температура молекул повышается и процесс горения приобретает цепной характер с все возрастающей скоростью до полного соединения кислорода с горючими компонентами газа.

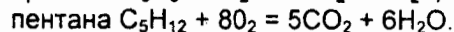
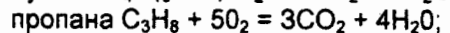
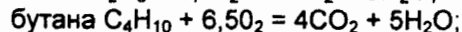
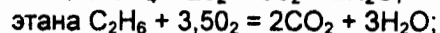
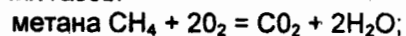
Химическая формула сгорания газового топлива с указанием всего механизма реакции, связанного с возникновением и исчезновением большого количества свободных атомов, радикалов и других активных частиц, сложна. Поэтому для упрощения пользуются уравнениями, выражающими начальное и конечное состояния реакций горения газа.

Если углеводородные газы обозначить C_mH_n , то уравнение химической реакции горения этих газов в кислороде примет вид.



где m — количество атомов углерода в углеводородном газе; n — количество атомов водорода в газе; $(m + 1/4)$ — количество кислорода, необходимое для полного сгорания газа.

В соответствии с формулой напишем уравнения горения горючих газов:



В практических условиях сжигания газа кислород берется не в чистом виде, а входит в состав воздуха.

Так как воздух состоит по объему на 79 % из азота и на 21 %

из кислорода, то на каждый объем кислорода требуется $100 : 21 = 4,76$ объема воздуха или $79 : 21 = 3,76$ объема азота.

Тогда реакцию горения метана в воздухе можно написать следующим образом: $CH_4 + 2O_2 + 2 \times 3,76N_2 = CO_2 + 2H_2O + 7,52N_2$.

Из уравнения видно, что для сжигания 1 м^3 метана требуется 2 м^3 кислорода и $7,52 \text{ м}^3$ азота или $2 + 7,52 = 9,52 \text{ м}^3$ воздуха.

Таблица 4.

Количество кислорода и воздуха при сжигании некоторых газов

Газы	Для сжигания 1 м ³ газа требуется, м ³		При сжигании 1 м ³ газа наделяется, м ³				Теплота сгорания Q _н , кДж/м ³
	Кислорода	Воздуха	Диоксида углерода	Водяных паров	азота	всего	
Водород	0,5	2,38	----	1	1,88	2,88	10 806
Оксид углерода	0,5	2,38	1	—	1,88	2,88	12 637
Метан	2	9,52	1	2	7,52	10,52	35 825
Этан	3,5	16,66	2	3	13,16	18,16	63 797
Пропан	5	23,8	3	4	18,8	15,8	91 310
Бутан	6,5	30,94	4	5	24,44	34,44	118 740

В результате сгорания 1 м^3 метана получается 1 м^3 диоксида углерода, 2 м^3 водяных паров и $7,52 \text{ м}^3$ азота. В таблице 4 приведены эти данные для наиболее распространенных горючих газов.

Условия воспламенения и горения газа

Не всякую холодную газовоздушную смесь можно поджечь внешним источником зажигания. Чтобы смесь воспламенилась и продолжала сгорать, нужны определенные соотношения объемов сжигаемого газа и подаваемого воздуха. Если газа в газовоздушной смеси мало, а воздуха много, то смесь гореть самостоятельно не может. Горение такой смеси через определенное время прекратится, так, как выделяющейся теплоты будет недостаточно для нагрева газовоздушной смеси до температуры воспламенения. Если в смеси недостаточно воздуха, то при воспламенении может сгореть ограниченное количество газа и выделяемой химической теплоты будет недостаточно для поддер-

жания температуры не ниже температуры воспламенения газозвдушной смеси.

Итак, для процесса горения газозвдушной смеси необходимо, чтобы количество газа и воздуха в газозвдушной смеси было в определенных пределах. Эти пределы называются *пределами воспламеняемости* или *пределами взрываемости*. Различают нижний и верхний пределы воспламеняемости. Минимальное содержание газа в газозвдушной смеси, выраженное в объемных процентах, при котором происходит воспламенение, называется *нижним пределом воспламеняемости*. Максимальное содержание газа в газозвдушной смеси, выше которого смесь не воспламеняется без подвода дополнительной теплоты, называется *верхним пределом воспламеняемости*.

Газозвдушная смесь, в которой содержание газа больше верхнего предела воспламеняемости, может гореть при подогреве газозвдушной смеси. Если смесь будет подогриваться, то пределы воспламеняемости расширяются за счет снижения нижнего предела воспламеняемости и повышения верхнего. Если газозвдушную смесь нагреть до температуры ее воспламенения, то она воспламенится и будет гореть при любом соотношении газа и воздуха.

Если в газозвдушной смеси содержится газа меньше нижнего предела воспламеняемости, то она не будет гореть. Если в газозвдушной смеси недостаточно воздуха, то горение протекает не полностью.

Значения пределов воспламеняемости зависят также от давления газозвдушной смеси. При повышении давления диапазон между нижним и верхним пределами воспламеняемости сужается.

Большое влияние на величины пределов взрываемости оказывают инертные примеси в газах. Увеличение содержания в газе балласта (N_2 и CO_2) сужает пределы воспламеняемости, а при повышении содержания балласта выше определенных пределов газозвдушная смесь не воспламеняется при любых соотношениях газа и воздуха.

Это объясняется тем, что на нагрев столь значительного количества азота до температуры воспламенения требуется значительное количество теплоты. А газозвдушная смесь, содержащая 86,6 % N_2 , при сгорании не в состоянии выделить достаточного количества теплоты, поэтому она не воспламеняется и не сгорает.

В таблице 5 приведены данные, показывающие влияние добавки инертных газов на воспламеняемость различных газозвдушных смесей. Необходимое количество воздуха для сжигания газов находится в прямой зависимости от их теплоты сгорания и составляет примерно $1,1 м^3$ воздуха на каждые 4190 кДж (1000 ккал) сжигаемого газа.

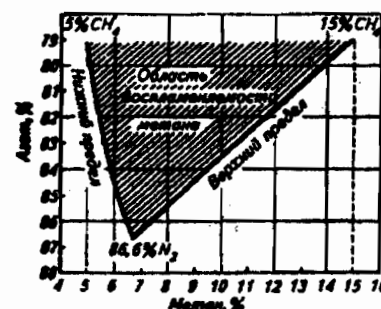


Рис. 1 График изменения пределов воспламенения метана в зависимости от изменения содержания азота в метановоздушной смеси

На графике (рис. 1) видны изменения пределов воспламеняемости метана в зависимости от содержания азота в метановоздушной смеси. При увеличении содержания азота в воздухе до 86,6 % газозвдушная смесь перестает воспламеняться.

Наименьшее количество воздуха, потребное для полного сжигания газа, называется *теоретическим расходом воздуха* и обозначается L_T , т. е. если низшая теплота сгорания

газового топлива 33 520 кДж/ $м^3$, то теоретически необходимое количество воздуха для сжигания $1 м^3$ газа

$$L_T = (33\,520/4190)/1,1 = 8,8 м^3.$$

Однако действительный расход воздуха всегда превышает теоретический. Объясняется это тем, что очень трудно достигнуть полного сгорания газа при теоретических расходах воздуха. Поэтому любая газовая установка для сжигания газа работает с некоторым избытком воздуха.

Коэффициент избытка воздуха всегда больше единицы. Для природного газа он составляет $\alpha = 1,05 \dots 1,2$. Коэффициент, α показывает, во сколько раз действительный расход воздуха превышает теоретический, принимаемый за единицу. Если $\alpha = 1$, то газозвдушная смесь называется *стехиометрической*.

При $\alpha = 1,2$ сжигание газа производится с избытком воздуха на 20%. Как правило, сжигание газов должно проходить с минимальным значением α , так как с уменьшением избытка воздуха снижаются потери теплоты с уходящими газами. Нужно тщательно следить за тем, чтобы значение α было не меньше 1, так

как это приводит к неполному сгоранию газов.

Таблица 5

Количество объемов инертного газа на 1 объем горючего газа, при котором газозвдушная смесь перестает быть взрывоопасной

Горючие газы	Инертные газы		Горючие газы	Инертные газы	
	диоксид углерода	азот		Диоксид углерода	азот
Оксид углерода	2,2	4,1	Метан	3,3	6
Водород	10,3	16,5	Этан	7,3	12,8

Итак, действительный расход воздуха

$$L_n = \alpha L_T$$

где L_n — практический расход воздуха; α — коэффициент избытка воздуха.

Воздух, принимающий участие в горении, бывает первичным и вторичным. Первичным называется воздух, поступающий в горелку для смешения в ней с газом; вторичным — воздух, поступающий в зону горения не в смеси с газом, а отдельно.

Продукты сгорания газа и контроль за процессом горения

Продукты сгорания природного газа — это диоксид углерода, водяные пары, некоторое количество избыточного кислорода и азот. Избыточный кислород содержится в продуктах горения только в тех случаях, когда горение происходит с избытком воздуха, а азот в продуктах сгорания содержится всегда, так как является составной частью воздуха и не принимает участия в горении. Продуктами неполного сгорания газа могут быть оксид углерода, несгоревшие водород и метан, тяжелые углеводороды, сажа.

Таким образом, чем больше в продуктах сгорания диоксида углерода CO_2 , тем меньше будет в них оксида углерода CO , т. е. тем полнее будет сгорание. Исходя из этого, введено понятие максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$ в продуктах сгорания. Это количество CO_2 , которое можно было бы получить в сухих продуктах сгорания при полном сгорании газа без избытка воздуха. Количество диоксида углерода в продуктах сгорания некоторых

газов приведено в таблице 6.

Таблица 6

Количество диоксида углерода в продуктах сгорания газа

Газ	Максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$ в продуктах сгорания, %	Газ	Максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$ в продуктах сгорания, %
Сланцевый	16	Природный (саратовский)	11,7
Нефтяной	13,6	Природный (дашавский)	11,8
Коксовый	10,2	Других месторождений	11,6.....12

Пользуясь данными таблицы 6 и зная процентное содержание CO_2 в продуктах сгорания, можно легко определить качество сгорания газа и коэффициент избытка воздуха α . Для этого с помощью газоанализатора следует определить количество CO_2 в продуктах сгорания газа и на полученную величину разделить значение $\text{CO}_{2\text{max}}$, взятое из таблицы 6. Так, например, если при сжигании дашавского газа в продуктах его сгорания содержится диоксида углерода 10,2 %, коэффициент избытка воздуха в топке

$$\alpha = \text{CO}_{2\text{max}} / \text{CO}_{2\text{анализа}} = 11,8 / 10,2 = 1,15.$$

Наиболее совершенный способ контроля поступления воздуха в топку и полноты его сгорания — анализ продуктов сгорания с помощью автоматических газоанализаторов. Газоанализаторы периодически отбирают пробу отходящих газов и определяют содержание в них диоксида углерода, а также сумму оксида углерода и несгоревшего водорода $\text{CO} + \text{H}_2$ в объемных процентах. Если показания стрелки по шкале $\text{CO}_2 + \text{H}_2$ равны нулю, это значит, что горение полное и в продуктах сгорания нет оксида углерода и несгоревшего водорода. Если стрелка отклонилась от нуля вправо, то в продуктах сгорания имеются оксид углерода и несгоревший водород, т. е. происходит неполное сгорание. На другой шкале стрелка газоанализатора должна показывать максимальное содержание CO_2 в продуктах сгорания. Полное горение происходит при максимальном проценте диоксида углерода, когда стрелка указателя шкалы $\text{CO} + \text{H}_2$ находится на нуле.

Скорость распространения газового пламени

Важная характеристика горения газообразного топлива — скорость распространения пламени в газозооушной смеси.

Расстояние, на которое сдвигается фронт пламени в единицу времени в заданном направлении относительно неподвижной горючей смеси, есть видимая скорость распространения пламени.

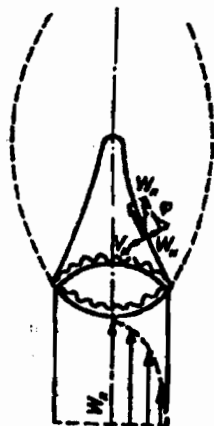
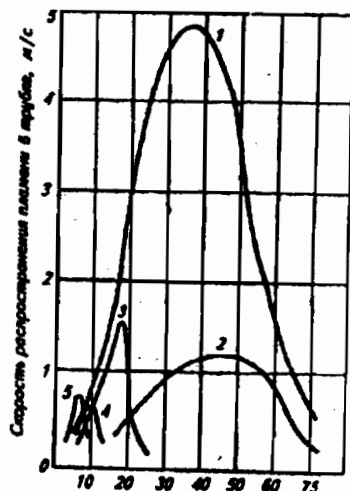


Рис. 2 фронт горения газозооушной смеси

Скорость движения фронта пламени в направлении, перпендикулярном к поверхности фронта пламени (рис. 2), называется *нормальной скоростью распространения пламени*.

Если обозначить скорость потока в какой-нибудь точке фронта пламени через W_n нормальную скорость распространения пламени через $v_n = W_n$, а угол между ними через φ , то из рисунка видно, что

$$v_n = W_n = W_n \times \cos \varphi$$



Содержание газа в смеси. %
Рис. 4 График зависимости скорости распространения пламени от состава смесей газа с воздухом:
1 — водород; 2 — оксид углерода; 3 — коксовый газ; 4 — метан; 5 — этан

Для упрощения можно принять, что нормальная скорость распространения пламени по всему фронту одинакова. Тогда нормальная скорость распространения пламени будет равна количеству проходящей через горелку газозооушной смеси, деленному на площадь поверхности пламени, которая имеет форму конуса:

$$v_n = V_{см} / S_{кон}$$

где v_n — нормальная скорость распространения пламени, м/с; $V_{см}$ — объем смеси, проходящей через горелку, м³/с; $S_{кон}$ — поверхность конуса или фронта горения, м².

Если радиус основания конуса обозначить через r , а высоту конуса — через h , то получим

$$S_{кон} = \pi r \sqrt{r^2 + h^2}$$

Нормальная скорость распространения пламени

$$v_n = V_{см} / \pi r \sqrt{r^2 + h^2}$$

Эта формула выражает физическую сущность скорости распространения пламени. На Практике можно пользоваться экспериментальными данными (рис. 3). Из графика видно, что наибольшая скорость распространения пламени у водорода (4,83 м/с), а максимальное значение скорости достигается, когда содержание водорода в смеси с воздухом составляет около 38 %. Скорость распространения пламени у метана примерно в 7 раз меньше, чем у водорода (0,67 м/с), и достигает максимума при содержании метана в смеси с воздухом около 10 %.

В таблице 7 приведены скорости распространения пламени, определенные экспериментальным путем в трубке диаметром 25 мм.

С увеличением диаметра трубки скорость распространения пламени возрастает. Скорость распространения пламени зависит от ряда факторов: характера движения газозооушной смеси, теплопроводности и состава газа, температуры, содержания в газе различных примесей и т. д.

Например, при сжигании природного газа необходимо учитывать следующие особенности метанозооушных смесей. Низкая скорость распространения пламени метана препятствует проникновению зоны горения в горелку и облегчает применение для сжигания метана горелок предварительного смешения, работающих на подогретом воздухе.

Таблица 7

Максимальные скорости распространения пламени смесей горючих газов с воздухом

Газ	Количество газа в газозвоздушной смеси при максимальной скорости распространения пламени, % об.	Максимальная скорость Распространения пламени, м/с	Газ	Количество газа в газозвоздушной смеси при максимальной скорости распространения пламени, % об.	Максимальная скорость Распространения пламени, м/с
Водород	38,5	4,83	Этилен	7,1	1,42
Оксид углерода	45,0	1,25	Коксовый газ	17,0	1,7
Метан	9,8	0,67	Газ высокотемпературной переработки сланцев	18,5	1,3
Этан	6,5	0,85			
Пропан	4,6	0,82			
Бутан	3,6	0,82			

Стабилизация газового пламени

Сжигание газа осуществляют в газовых горелках. При устойчивом горении в зоне горения устанавливается динамическое равновесие между стремлением пламени продвинуться навстречу движению газозвоздушной смеси и стремлением потока продвинуть пламя от устья горелки в топку.

Пределами устойчивости работы горелок являются отрыв и проскок пламени в горелку. При большой скорости движения газозвоздушной смеси наблюдаются полное отделение пламени от горелки и его погасание. Это явление называется *отрывом пламени*. При уменьшении подачи и скорости газозвоздушной смеси стабильное горение нарушается и пламя начинает втягиваться в горелку. Когда горение газозвоздушной смеси происходит внутри горелки, возникает проскок пламени.

Итак, для поддержания устойчивого горения необходимо обеспечить определенное соотношение между скоростью распространения пламени и скоростью поступления газозвоздушной смеси к месту ее горения. На устойчивость пламени оказывает влияние также соотношение объемов газа и воздуха в газозвоздушной смеси, причем, чем больше газа, тем устойчивее пламя.

При проскоке пламени горение газа происходит внутри горелки, что может привести к неполному сгоранию газа и образованию оксида углерода или потуханию пламени. При отрыве пламени газозвоздушная смесь поступает в окружающее пространство, что может привести к взрыву газозвоздушной смеси и другим опасным последствиям. Поэтому обеспечение стабильного горения газа — важнейшее условие его безопасного использования.

Стабилизацию пламени газозвоздушной смеси можно обеспечить с помощью специальных устройств. Необходимые условия при этом: поддержание скорости выхода газозвоздушной смеси в безопасных пределах; поддержание температуры в зоне горения не ниже температуры воспламенения газозвоздушной смеси.

Когда в горелку поступает не газозвоздушная смесь, а чистый газ, пламя наиболее устойчиво. Объясняется это тем, что в чистом газе пламя не распространяется и проскок пламени не возникает. Однако при резком увеличении скорости выхода газозвоздушной смеси может произойти отрыв пламени, но и он менее вероятен, чем при подаче к факелу пламени газозвоздушной смеси. При таком способе сжигания газа его подачу можно регулировать в широких пределах.

Если к факелу подается газозвоздушная смесь, содержащая 50...60% воздуха от теоретически необходимого для полного сжигания газа, то горение такой смеси будет менее устойчивым. Наименее устойчиво горение заранее подготовленных для полного сжигания газа газозвоздушных смесей. Итак, чем меньше воздуха содержится в газозвоздушной смеси, тем устойчивее процесс его сгорания.

Стабилизация пламени при сжигании полностью подготовленной газозвоздушной смеси достигается с помощью специальных устройств (рис. 4). Например, проскок пламени предотвращается, если сузить выходное отверстие для газозвоздушной смеси. Увеличивающаяся при этом скорость выхода смеси не позволяет произойти проскоку. Пламя не распространяется через узкие щели, так как, в них газозвоздушная смесь быстро охлаждается. Если выходное отверстие выполнено в виде мелкой решетки, то это тоже предотвращает проскок пламени в горелку. Вероятность проскока пламени можно снизить, если охлаждать выходное отверстие носика горелки. Скорость распространения пламени в этом месте снижается, и температура смеси стано-

вится ниже температуры воспламенения.

Отрыв пламени от горелки предотвращают установкой различных устройств. Например, у устья горелки помещают запальники для постоянного поджигания газозадушной смеси.

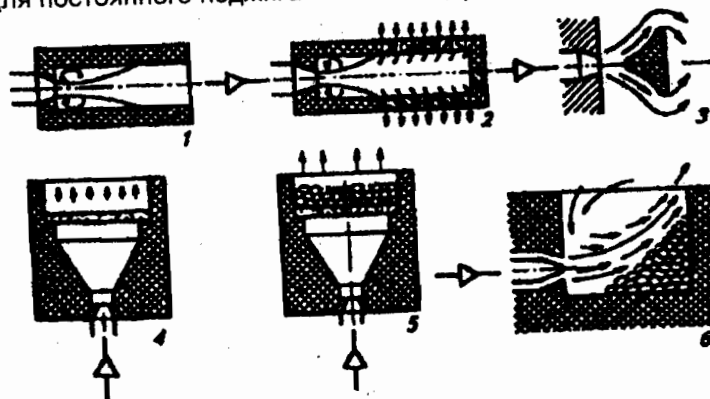


Рис. 4. Устройства для стабилизации пламени газа:

1- огнеупорный тоннель; 2 — дырчатая горелочная насадка; 3 — рассеивающий стабилизатор 4 — плоская стабилизирующая решетка; 5 — решетка с огнеупорной наброской; 6 — горка из огнеупорного кирпича

Наибольшее распространение получила стабилизация горения с помощью огнеупорных тоннелей. Газовоздушная смесь поступает, из кратера горелки в цилиндрический тоннель, диаметр которого в 2...3 раза больше диаметра кратера горелки. При резком расширении тоннеля вокруг корневой части факела создается разрежение, что вызывает обратное движение части раскаленных продуктов горения. За счет этого температура газозадушной смеси в корне факела повышается и обеспечивается устойчивая зона зажигания.

Методы сжигания газа

В зависимости от способа образования газозадушной смеси методы сжигания газа (рис.5) можно разделить на диффузионный, смешанный и кинетический.

При диффузионном методе сжигания К фронту горения газ поступает под давлением, а необходимый для горения воздух — из окружающего пространства за счет молекулярной или турбу-

лентной диффузии. Смесеобразование здесь протекает одновременно с процессом горения, поэтому скорость процесса горения в основном определяется скоростью смесеобразования.

Процесс горения начинается после образования контакта между газом и воздухом и газозадушной смеси необходимого состава. К струе газа (рис. 5, а) диффундирует воздух, а из струи газа в воздух — газ. Таким образом, вблизи струи газа создается газозадужная смесь, в результате горения которой образуется зона первичного горения газа 2 Горение основной части газа происходит в зоне 3, а в зоне 4 движутся продукты сгорания.

Выделяемые продукты сгорания осложняют взаимную диффузию газа и воздуха, в результате чего горение протекает медленно с образованием частиц сажи. Этим и объясняется, что диффузионное горение характеризуется значительной длиной и светимостью пламени.

Одно из достоинств диффузионного метода сжигания газа — возможность регулирования процесса горения в широком диапазоне. Процесс смесеобразования легко управляем при применении различных регулировочных элементов. Площадь и длину факела можно регулировать дроблением струи газа на отдельные факелы, изменением диаметра сопла горелки, регулированием давления газа и т. д.

Преимущества диффузионного метода сжигания: высокая устойчивость пламени при изменении тепловых нагрузок, отсутствие проскока пламени, равномерность температуры по длине пламени. Недостатки этого метода — вероятность термического распада углеводородов, потребность в больших топочных объемах, низкая интенсивность горения, вероятность неполного сгорания газа.

При смешанном методе сжигания (рис. 5, б) горелка обеспечивает предварительное смешение газа только с частью воздуха, необходимого для полного сгорания газа, остальной воздух поступает из окружающей среды непосредственно к факелу. В этом случае сначала выгорает лишь часть газа, смешанная с первичным воздухом, а оставшаяся часть газа, разбавленная продуктами сгорания, выгорает после присоединения кислорода вторичного воздуха. В результате факел получается более коротким и менее светящимся, чем при диффузионном горении.

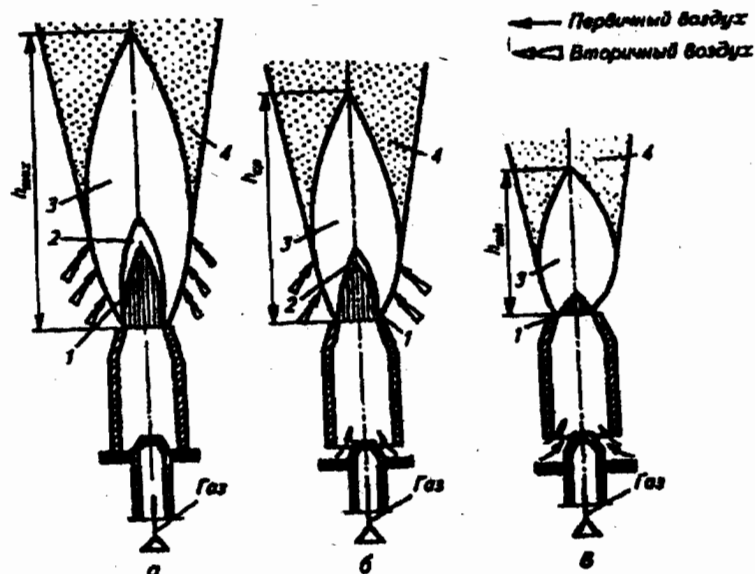


Рис. 5. Методы сжигания газа:
а — диффузионный; б — смешанный; в — кинетический; 1 — внутренний конус; 2 — зона первичного горения; 3 — зона основного горения; 4 — продукты сгорания

При кинетическом методе сжигания (рис. 5, в) к месту горения подается газовоздушная смесь, полностью подготовленная внутри горелки. Газовоздушная смесь сгорает в коротком факеле. Достоинство этого метода сжигания — малая вероятность химического недожога, небольшая длина пламени, высокая теплотеплопроизводительность горелок. Недостаток — необходимость стабилизации газового пламени.

Эффективность использования газового топлива

Газовое топливо, добываемое с огромными затратами трудовых и материальных ресурсов, часто используется с недостаточно высокой эффективностью. При правильном контроле процесса горения и использовании теплоты уходящих газов КПД котлов, работающих на газе, достигает 90...94 %, а при отсутствии должного контроля снижается до 60...70 %. Повышение эффективности использования газа имеет большое народнохозяйственное значение. Одна из актуальных задач, стоящих перед

работниками газовых хозяйств, — систематическая работа над повышением КПД использования теплоты.

Для устранения перерасхода газового топлива необходимо, осуществлять систематический контроль за его сжиганием. Это дает возможность устранять потери теплоты, вызванные неполнотой сгорания, высокой температурой уходящих газов, большим избытком воздуха. Эффективность использования газового топлива можно определить по методике, разработанной профессором М. Б. Равичем.

Для повышения эффективности использования газа в газоиспользующих установках необходимо быстро и с минимальными затратами труда определять потери теплоты и КПД газоиспользующих установок.

Проверка правильности подсчета объема продуктов горения.

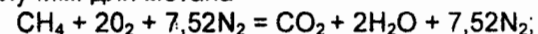
Подсчет объема продуктов горения можно легко проверить определением величины P , равной низшей теплотворной способности газа, деленной на объем сухих продуктов горения, т. е.

$$P = Q_n / (V_{CO_2} + V_{N_2})$$

где P — отношение низшей теплоты сгорания газа к сумме диоксида углерода и азота в продуктах сгорания, кДж/м^3 ; Q_n — низшая теплотворная способность топлива, кДж/м^3 ; V_{CO_2} — объем диоксида углерода, полученного в результате сгорания 1 м^3 газа, м^3 ; V_{N_2} — объем азота, м^3 .

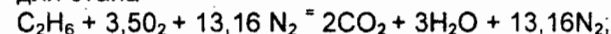
Величина P для углеводородных газов должна составлять примерно 4200 кДж/м^3 . Если P не равно 4200 кДж/м^3 , то необходимо проверить, не возникла ли ошибка при подсчете теплоты сгорания сжигаемого газа или при определении объемов азота N_2 и диоксида углерода CO_2 .

В условиях правильного горения метана, этана и пропана получим: для метана



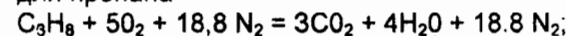
$$P = Q_n / (V_{CO_2} + V_{N_2}) = 35\,880 / (1 + 7,25) = 4200 \text{ кДж/м}^3;$$

для этана



$$P = Q_n / (V_{CO_2} + V_{N_2}) = 63\,797 / (2 + 13,16) = 4200 \text{ кДж/м}^3;$$

для пропана



$$P = 91\,310 / (3 + 18,8) = 4200 \text{ кДж/м}^3.$$

Определение теплоты продуктов сгорания природного газа

Располагаемая теплота продуктов горения в процентах к теплоте сгорания природного газа

$$q_1 = 0,01zt,$$

где t — температура продуктов горения, °C; z — коэффициент, зависящий от температуры продуктов сгорания и содержания в них $\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{CH}_4$ (табл.8).

Предположим, что продукты сгорания природного газа состоят из 11 % CO_2 , 1,4 % O_2 и 87,6 % N_2 и имеют температуру 500°C. Тогда, пользуясь вышеприведенной формулой, получаем $q = 0,01 \times 4,5 \times 500 = 22,5$ %.

Величину z , равную 4,5, находим по таблице 8 при $t = 500$ °C и $\text{CO}_2 = 11$ %.

✓ **Определение потерь теплоты с уходящими газами.** Потери теплоты (%) с уходящими газами с учетом температуры воздуха t_a

$$q_2 = 0,01z(t - t_a)$$

Пример. Состав уходящих газов: CO_2 — 9 %; CO — 0,2 %; CH_4 — 0,1 %; H_2 — 0,3 %; O_2 — 4,4 %; N_2 — 86 %. Температура уходящих газов 320 °C воздуха 20 °C

По таблице 8 определяем, что при сумме компонентов $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 = 9,3$ % и температуре 320 °C $z = 5,05$.

Тогда потери теплоты с уходящими газами составят

$$q_2 = 0,01 (320 - 20) 5,05 = 15,15 \%$$

Определение потерь теплоты вследствие химической неполноты сгорания газа. Потери теплоты вследствие неполноты сгорания газа

$$q_3 = (35\text{CO} + 30\text{H}_2 + 100\text{CH}_4) / (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4).$$

Пример. Состав уходящих газов: CO_2 — 9 %; CO — 1 %; CH_4 — 1 %; H_2 — 1 %; O_2 — 3 %; N_2 — 85 %.

$$q_3 = (25 \times 1 + 30 \times 1 + 100 \times 1) / (9 + 1 + 1) = 165 / 11 = 15 \%$$

Определение коэффициента использования природного газа.

Коэффициент (%) использования природного газа

$$K = 100 - (q_2 + q_3).$$

q_2 — потери теплоты с уходящими газами;

q_3 — то же вследствие неполноты сгорания.

Таблица 8

Значения z для природного газа

Содержание в продуктах горения $\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{CH}_4$	Температура продуктов горения, °C							
	0-250	250-350	350-500	500-700	700-900	900-1100	1100-1300	1300-1600
11,8	4,13	4,16	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77
11,7	4,15	4,21	4,31	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
11,6	4,18	4,25	4,33	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83
11,5	4,21	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77	4,86
11,4	4,24	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
11,3	4,26	4,32	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93
11,2	4,28	4,34	4,46	4,56	4,66	4,76	4,86	4,96
11,1	4,3	4,37	4,48	4,58	4,68	4,78	4,88	4,98
11	4,35	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5
10,9	4,4	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93	5,05
10,8	4,43	4,47	4,57	4,67	4,77	4,87	4,97	5,07
10,7	4,45	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5	5,1
10,6	4,48	4,53	4,65	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15
10,5	4,5	4,56	4,67	4,78	4,88	4,98	5,08	5,18
10,4	4,53	4,6	4,7	4,8	4,9	5	5,1	5,2
10,3	4,57	4,63	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25
10,2	4,6	4,65	4,78	4,88	4,98	5,08	5,18	5,3
10,1	4,63	4,7	4,8	4,9	5	5,1	5,2	5,3
10	4,67	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35
9,9	4,7	4,8	4,9	5	5,1	5,2	5,3	5,4
9,8	4,75	4,83	4,93	5,03	5,12	5,23	5,33	5,43
9,7	4,8	4,87	4,97	5,07	5,17	5,27	5,37	5,47
9,6	4,84	4,9	5	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5
9,5	4,88	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55
9,4	4,93	5	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6
9,3	4,97	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55	5,65
9,2	5,02	5,07	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7
9,1	5,07	5,1	5,25	5,35	5,5	5,6	5,7	5,8
9	5,1	5,15	5,3	5,4	5,55	5,65	5,75	5,85

Определение КПД установки. Коэффициент полезного действия η установки отличается от коэффициента использования топлива тем, что при подсчете η учитывают также потери теплоты в окружающую среду, т. е.

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4).$$

где q_2 — потери теплоты с уходящими газами, %; q_3 — потери теплоты вследствие неполноты сгорания %; q_4 — то же в окружающую среду, %.

Проверка правильности анализа продуктов горения природного газа. Из рассмотренных примеров видно, насколько важное значение имеет правильное определение состава продуктов сгорания газа.

Если в продуктах сгорания газа отсутствуют CO_2 , CH_4 и H_2 , т.е. горение правильное, то точность анализа можно определить

Таблица 9

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания природного газа

Содержание,			Козф- фициент избытка воздуха	Содержание,			Козф- фициент избытка воздуха
CO_2	CO_2	N_2		CO_2	CO_2	N_2	
11,8	0	88,2	1	8,2	6,4	85,4	1,4
11,6	0,4	88	1,02	8	6,8	85,2	1,43
11,4	0,7	87,9	1,03	7,8	7,1	85,1	1,46
11,2	1,1	87,7	1,05	7,6	7,5	84,9	1,5
11	1,4	87,6	1,06	7,4	7,8	84,8	1,53
10,8	1,8	87,4	1,08	7,2	8,2	84,6	1,57
10,6	2,1	87,3	1,1	7	8,5	84,5	1,61
10,4	2,5	87,1	1,12	6,8	8,9	84,3	1,66
10,2	2,8	87	1,14	6,6	9,2	84,2	1,71
10	3,2	86,8	1,16	6,4	9,6	84	1,76
9,8	3,6	86,6	1,18	6,2	10	83,8	1,82
9,6	3,9	86,5	1,2	6	10,3	83,7	1,87
9,4	4,2	86,4	1,22	5,8	10,7	83,5	1,94
9,2	4,6	86,2	1,25	5,6	11	83,4	2
9	5	86	1,28	5,4	11,4	83,2	2,07
8,8	5,3	85,9	1,3	5,2	11,8	83	2,15
8,6	5,7	85,7	1,33	5	12,1	82,9	2,22
8,4	6,1	85,5	1,36				

по таблице 9. Каждому содержанию CO_2 соответствует определенное содержание O_2 и N_2 , если же такого соответствия нет, то анализ неточен и его надо повторить.

При неполном сгорании газа точность анализа (%) продуктов горения

$$\text{CO}_{2\text{max}} = \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)100}{100 - 4,76(0,2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)}$$

Пример. Продукты горения газа имеют состав: CO_2 — 9 %; CO — 1 %; H_2 — 1 %; O_2 — 5 %; N_2 — 84 %.

Подсчитать $\text{CO}_{2\text{max}}$ и проверить правильность анализа. Подсчитываем $\text{CO}_{2\text{max}}$ (%) продуктов горения

$$\text{CO}_{2\text{max}} = \frac{(9+1)100}{100-4,76(5-0,4 \times 1-0,2 \times 1)} = \frac{1000}{79,1} = 12,6$$

Так как величина $\text{CO}_{2\text{max}}$ не соответствует характеристикам продуктов горения, то данные анализа надо проверить:

$\text{CO}_{2\text{max}}$ — содержание CO_2 в сухих продуктах полного сгорания топлива. $\text{CO}_{2\text{max}}$ — содержание сухих продуктов сгорания метана и большинства природных газов около 11,8 %, нефтепромысловых и нефтезаводских газов ~ 13 %, сжиженных газов с преобладающим содержанием пропана C_3H_8 ~ около 14 %.

Определение коэффициента избытка воздуха. При полном сгорании природного газа коэффициент избытка воздуха, α можно определить по таблице 9. Например, при содержании в продуктах полного сгорания газа CO_2 — 8 % $\alpha = 1,43$. При неполном сгорании газа этот коэффициент может быть меньше единицы. В этом случае

$$\alpha = \frac{\text{O}_2 + 2\text{CO}_2 + 1,5\text{CO} - 0,5\text{H}_2}{2(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)}$$

Пример. Продукты неполного сгорания природного газа имеют состав:

CO_2 — 10 %; CO — 1 %; H_2 — 2 %; CH_4 — 4 %; N_2 — 83 %.

Определить коэффициент избытка воздуха α . Подставив числовые значения в формулу, получим

$$\alpha = \frac{2 \times 10 + 1,5 \times 1 - 0,5 \times 2}{2(10 + 1 + 4)} = 0,7$$

Определение температуры горения газового топлива.

Температурой горения газа называется температура, которую приобретают полученные при сжигании газа продукты сгорания в результате нагревания их теплотой, выделяемой при горении.

Различают калориметрическую, теоретическую и действительную температуры горения. Максимальную температуру, развиваемую при горении, в условиях, когда вся выделяющаяся теплота полностью расходуется на нагрев продуктов сгорания, подсчитывают без учета и с учетом диссоциации продуктов сгорания. Если максимальная температура горения подсчитывается без учета диссоциации продуктов сгорания, то эта температура называется *калориметрической*. Температура, определяемая с учетом диссоциации продуктов сгорания, называется *расчетной*.

Калориметрическая температура горения зависит от условий сжигания газа, состава газа, его теплоты сгорания, объема продуктов сгорания. Калориметрическую температуру Д. И. Менделеев назвал жаропроизводительностью. Если газ сжигают без

избытка воздуха, а температура газа и воздуха 0°C , то калориметрическая температура горения зависит только от состава газа и называется *жаропроизводительностью*.

При температуре горения, превышающей 1700°C , необходимо учитывать расход теплоты на диссоциацию продуктов сгорания, снижающих температуру горения.

При полном сжигании газа без избытка воздуха, если начальная температура газа и воздуха 0°C , расчетная температура горения зависит только от свойства газа и называется *теоретической*.

Понятия жаропроизводительность и теоретическая температура горения служат для оценки предельных возможностей нагрева, которые могли бы иметь место в идеальных условиях.

Жаропроизводительность газового топлива

$$t_{\max} = Q_n / (VC)$$

где Q_n — низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3 ; V — объем продуктов сгорания, м^3 ; C — средняя объемная теплоемкость продуктов сгорания при постоянном давлении в интервале температур от 0°C до $t_{\text{теор}}$, равная $1,67 \text{ кДж/м}^3 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Пример. Пользуясь формулой, определить максимальную температуру при горении метана.

Низшая теплота сгорания метана по таблице 8 — $35\,825 \text{ кДж/м}^3$, объем продуктов сгорания 1 м^3 метана — $10,52 \text{ м}^3$.

Подставляя эти величины в формулу, получаем

$$t_{\max} = 35\,825 / (10,52 \times 1,67) = 2047^{\circ}\text{C}.$$

Жаропроизводительность или максимальная температура горения различных газов принимается равной ($^{\circ}\text{C}$): оксид углерода — 2370; водород — 2235; пропан — 2110; бутан — 2118; природный газ — 2000; коксовый газ — 2090; доменный газ — 1470.

Как видно из приведенных данных, различные газы имеют разную величину жаропроизводительности или максимальной температуры горения. Это объясняется тем, что жаропроизводительность топлива прямо пропорциональна его теплоте сгорания и обратно пропорциональна произведению объемов продуктов сгорания на их средневзвешенную теплоемкость.

Действительная температура горения газового топлива — практическая величина, достигаемая в реальных условиях в наиболее высокотемпературной зоне горения. Действительная температура меньше калориметрической и теоретической. Она может быть повышена путем предварительного нагрева газа и воздуха, уменьшения избытка воздуха, снижения тепловых потерь газо-

использующих установок.

Основные направления повышения эффективности использования газового топлива

Эффективность использования газового топлива во многом зависит от правильности его выбора. Так, для высокотемпературных процессов целесообразно использовать газ с малым содержанием балласта и высокой жаропроизводительностью. В этом случае обеспечивается повышение производительности газовых установок и благодаря уменьшению продолжительности процесса сгорания газа и снижению потерь топлива в окружающую среду снижается удельный расход топлива на единицу выпускаемой продукции.

Во многих технологических процессах, связанных с процессами сушки воздухом, применяется промежуточный теплоноситель — водяной пар. Получение водяного пара требует дополнительных источников теплоты, а между тем для сушки с успехом можно применять продукты сгорания газа, тогда отпадает необходимость специальных котельных установок и калориферов для нагрева воздуха паром.

Известно, что при сжигании одного кубического метра газа выделяется два кубических метра водяного пара, уходящего с продуктами сгорания. Если теплоту конденсации этих водяных паров использовать для нагрева питательной воды, можно повысить КПД котельных установок.

Другой резерв повышения эффективности использования газового топлива — сжигание газа в горелочных устройствах при больших тепловых напряжениях, что позволяет получать большее количество энергии в малом объеме.

Многие технологические процессы протекают при высокой температуре уходящих газов. Эффективность использования газа в этом случае повышается, если использовать теплоту уходящих газов для производства пара, нагрева воды или воздуха. Каждая калория, вносимая в печь с подогретым воздухом, экономит более одной калории теплоты сжигаемого газа.

Однако сооружение специальных рекуператоров хотя и приводит к значительной экономии газа, но требует дополнительных капиталовложений. Поэтому актуальной задачей является разработка методов снижения температуры уходящих газов и повышения эффективности использования газа, не связанных с

применением дополнительного оборудования и капитальных вложений.

Наиболее прогрессивен метод ступенчатого использования теплоты продуктов сгорания, основанный на сочетании работы низкотемпературных, среднетемпературных и высокотемпературных установок.

Теплоту уходящих газов, отводимых от котлов и печей, можно использовать для отопления сушильных установок, а теплоту конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания газа, отводимых из котлов или сушилок, — для нагрева воды в контактных экономайзерах. Таким образом, продукты сгорания, отводимые из высокотемпературных установок, используются в низкотемпературных процессах для отопления этих установок. КПД ступенчатых установок может быть доведен до 95 %.

Продукты сгорания газа можно с успехом использовать в качестве источника диоксида углерода и инертных газов. Большой интерес представляет применение диоксида углерода для ускорения развития растений и повышения урожая. Известно, что органическая масса растений образуется путем фотосинтеза из CO_2 и H_2O .

В атмосфере воздуха содержится около 0,03 % CO_2 по объему и 21 % CO_2 . Многие растения до сих пор не приспособились к таким концентрациям CO_2 и O_2 . Их фотосинтетический аппарат и сейчас лучше работает при значительно более высоких концентрациях CO_2 (чем 0,03 %) и при более низких (чем 21 %) концентрациях кислорода. Поэтому более высокие показатели роста растений и повышения урожайности наблюдаются в искусственных условиях при повышении концентрации CO_2 и снижении концентрации O_2 в окружающем воздухе.

Повышение концентрации диоксида углерода в теплицах с доведением содержания CO_2 в воздухе теплиц до 0,3 % позволяет увеличить на 20 % урожай огурцов и других овощей, на 50 % — число цветов и ускорить их развитие. примерно на 100 % повысить зеленую массу табака, чая, герани и других культур.

Обогащение воздуха теплиц диоксидом углерода имеет важное значение, так как с ростом количества теплиц и применением гидропоники, при которой отсутствует выделение CO_2 из почвы, потребность в диоксиде углерода значительно возрастает.

Чистые продукты сгорания природного газа можно использовать для хранения в течение длительного срока фруктов и других пищевых продуктов.

Продукты полного сгорания газа можно применять также в качестве инертных газов для изоляции огнеопасных и взрывоопасных материалов от контакта с воздухом, продувки взрывоопасной аппаратуры, газовых коммуникаций.

Рациональное сжигание газа и защита воздушного бассейна

Защита воздушного бассейна от загрязнений — одна из важнейших проблем современности. Быстро развивающиеся промышленность и транспорт приводят к загрязнению атмосферы газом, дымом, диоксидом углерода, парами хлора, пылью металлургических и других промышленных предприятий. Выпускные газы автомобилей выбрасывают в атмосферу свинец и оксид углерода. Так, в одном литре этилированного бензина содержится 200...500 мг свинца.

Перевод в крупных городах автомобилей на сжиженный газ во многом способствует очищению воздушного бассейна.

Другой источник загрязнения воздушного бассейна — все возрастающие темпы потребления различного топлива. С ростом его потребления увеличивается количество выбрасываемых в атмосферу токсичных и канцерогенных веществ. Известно, что при сжигании топлива образуются вредные для здоровья человека вещества: сажа, зола, оксид углерода, оксиды азота и др.

Токсичным веществом является оксид азота NO_2 , один из наиболее опасных загрязнителей воздушного бассейна. Оксид азота образуется в пламени, в зоне высоких температур, путем соединения азота с кислородом. При температурах 1500...1800°C наблюдается наибольшая концентрация NO . Выбрасываемые в атмосферу горячие газы охлаждаются, и оксид азота превращается в диоксид азота (NO_2). Они, попадая в организм человека, поглощаются кровью и оказывают вредное действие на органы дыхания. В нашей стране установлены предельно допустимые нормы концентрации оксидов азота в атмосфере населенных пунктов (0,085 мг/м³). Продукты сгорания должны удаляться через дымовые трубы.

При сжигании твердого и жидкого топлива могут образоваться канцерогенные вещества, которые способствуют возникновению раковых заболеваний. Особенно опасна тонкая пыль, адсорбирующая химические вещества воздуха и переносящая их в легкие человека.

Сажа, образующаяся в процессе горения и несущая мельчайшие частицы угля, может быть носителем ароматических веществ, вызывающих различные тяжелые заболевания. В связи с этим перед человечеством стоит важнейшая проблема борьбы с загрязнением воздушного бассейна.

Одно из наиболее эффективных средств борьбы — замена твердого и жидкого топлива природным газом. С каждым годом тысячи промышленных и коммунальных предприятий переводят на газовое топливо.

Большим достоинством природного газа является то, что при его сжигании не образуются твердые частицы. Если месторождения природных газов содержат сероводород, то его обязательно удаляют, чтобы исключить возможность образования оксидов серы.

Отечественные газогорелочные устройства обеспечивают полноту сжигания газа и уменьшают концентрацию оксида углерода в продуктах сгорания до допустимых пределов. Существующие методы сжигания газа и конструкции горелок обеспечивают снижение количества образующихся оксидов азота до минимума.

С целью сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду и улучшения очистки отходящих газов от вредных примесей повсеместно совершенствуют технологические процессы и транспортные средства, увеличивают выпуск высокоэффективных газо-пылеулавливающих аппаратов, водоочистного оборудования, а также приборов и автоматических станций контроля за состоянием окружающей среды.

Контрольные вопросы и задания.

1. Перечислите особенности газового топлива.
2. Каковы преимущества природного газа как промышленного топлива?
3. Расскажите о реакции горения метана в воздухе. Перечислите состав продуктов сгорания.
4. В чем сущность процесса горения газов?
5. Какие меры принимают для стабилизации газового пламени?
6. Какие существуют методы сжигания газов?
7. Расскажите, как определяют эффективность использования газового топлива.
8. Назовите основные направления повышения эффективности использования газового топлива.
9. Какие меры принимают в нашей стране для рационального сжигания газа и защиты воздушного бассейна?

Газовые горелки

Классификация

Устройство, обеспечивающее устойчивое сжигание газообразного топлива и регулирование процесса горения, называется *газовой горелкой*. Основные функции газовых горелок: подача газа и воздуха к фронту горения газа, смесеобразование, стабилизация фронта воспламенения, обеспечение требуемой интенсивности процесса горения газа.

По методу сжигания газа все горелки можно разделить на три группы:

без предварительного смешения газа с воздухом — диффузионные;

с неполным предварительным смешением газа с воздухом — диффузионно-кинетические;

с полным предварительным смешением газа с воздухом — кинетические.

Кроме того, горелки можно классифицировать по способу подачи воздуха, расположению горелки в топочном пространстве, излучающей способности горелки, давлению газа.

Широкое распространение имеет классификация горелок по способу подачи воздуха. По этому признаку горелки подразделяют на:

бездутьевые, у которых воздух поступает в топку за счет разрежения в ней;

инжекционные, в которых воздух засасывается за счет энергии струи газа;

дутьевые, у которых воздух подается в горелку или топку с помощью вентилятора.

Горелки могут работать при различных давлениях газа: низком — до 5000 Па, среднем — от 5000 Па до 0,3 МПа и высоком — более 0,3 МПа. Наибольшее распространение имеют горелки, работающие на низком и среднем давлениях газа. Важная характеристика горелки — ее тепловая мощность

$$Q_r = Q_n V_n,$$

где Q_r — тепловая мощность горелки, МВт (ккал/ч); Q_n — низшая теплотворная способность газа, кДж/м³; V_n — часовой расход газа горелкой, м³/ч.

Различают максимальную, минимальную и номинальную тепловые мощности газовых горелок. Максимальная тепловая

мощность достигается при длительной работе горелки с большим расходом газа и без отрыва пламени. Минимальная тепловая мощность возникает при устойчивой работе горелки при наименьших расходах газа без проскока пламени. Номинальная тепловая мощность горелки соответствует режиму работы с номинальным расходом газа, т. е. расходу, обеспечивающему наибольший КПД при наибольшей полноте сжигания газа. В паспортах горелок указывают номинальную тепловую мощность.

Максимальная тепловая мощность горелки должна превышать номинальную не более чем на 20 %. Если номинальная тепловая мощность горелки по паспорту 10 000 кДж/ч, то максимальная должна быть 12 000 кДж/ч.

Еще одна важная характеристика горелки — предел регулирования тепловой мощности

$$N = Q_{\min} / Q_{\max}$$

где n — предел регулирования тепловой мощности; $n = 2 \dots 5$.

В эксплуатации находится большое количество горелок различных конструкций. Общие требования для всех горелок: обеспечение полноты сгорания газа, устойчивость при изменениях тепловой мощности, надежность в эксплуатации, компактность, удобство при обслуживании.

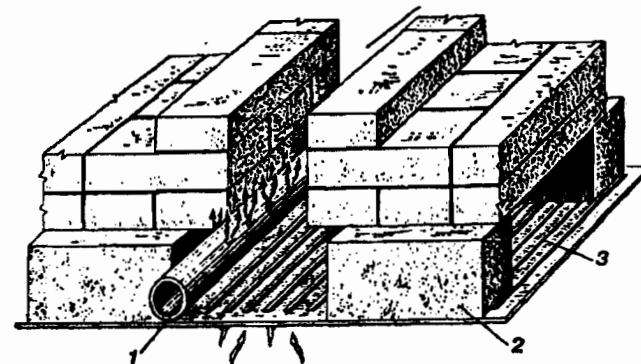
Диффузионные горелки

В этих горелках газ смешивается с воздухом вследствие взаимной диффузии газа и воздуха на границах вытекающего потока. Их называют еще горелками внешнего смешивания. Они представляют собой заглушенный в торце отрезок трубы, вдоль которого — один или два ряда отверстий, просверленных в шахматном порядке. Диаметр ($\varnothing = 0,5-3$ мм), количество отверстий и шаг между ними ($\delta = 4-16 \varnothing \text{ отв.}$) зависит от производительности.

Эти горелки отличаются простотой конструкции и обслуживания, бесшумностью. Основные недостатки — проблемы, связанные с регулированием горения, высокий коэффициент избытка воздуха.

Разновидность диффузных горелок — *подовая щелевая горелка* (Укргипрогорпромгаз).

Подовая горелка состоит из газового коллектора ($\varnothing = 32-80$ мм), изготовленного из стальных труб и имеющего два ряда отверстий, просверленных в шахматном порядке под углом от 60 до 120° один к другому, и щели из огнеупорного кирпича, в нижней части которой вдоль оси размещается коллектор.



Воздух

Рис. 6. Горизонтальная щелевая горелка:

1 — газовый коллектор; 2 — кирпич „на ребро“;
3 — волосниковая решетка; 4 — огневая щель.

Газ через отверстия в коллекторе выходит в щель, равномерно распределяясь по ее длине. Воздух для горения поступает в ту же щель снизу и перемешивается с газом. В меру смешивания с воздухом в щели начинается горение газа, щель разогревается и обеспечивает надежную стабилизацию пламени во всех режимах работы горелки.

Подовые горелки могут работать на низком (130 или 200 мм.вод.ст.) и среднем (3000 мм.вод.ст.) давлении газа, при естественной и искусственной тяге.

При достаточной площади топки для повышения равномерности теплоотдачи и уменьшения теплового напряжения щели устанавливают несколько горелок, расстояние между коллекторами которых принимают 500 мм и больше. Расстояние от горелок к боковым стенкам должно быть не менее 400 мм.

Ширина щели в горелке низкого и среднего давления одинакова и составляет 110 мм, номинальное давление воздуха 50 мм.вод.ст. Минимальное рабочее давление газа для горелок низкого давления 20 и среднего давления — 100 мм.вод.ст.

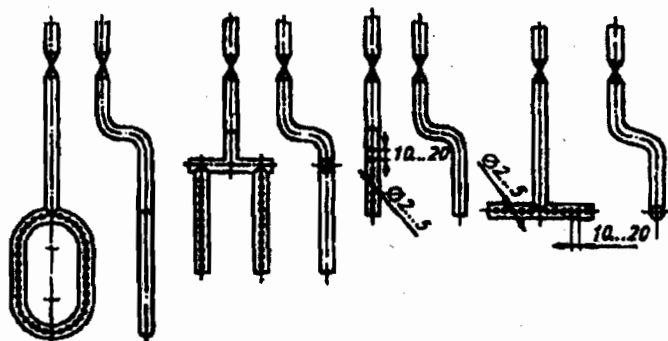


Рис. 7. Возможные варианты диффузионных горелок

Инжекционные горелки

Горелки, в которых образование газовой смеси происходит за счет энергии струи газа, называют *инжекционными*. Основным элементом инжекционной горелки — инжектор, подсасывающий воздух из окружающего пространства внутрь горелок.

В зависимости от количества инжектируемого воздуха горелки могут быть полного предварительного смешения газа с воздухом или с неполной инжекцией воздуха.

Горелки с неполной инжекцией воздуха. К фронту горения поступает только часть необходимого для сгорания воздуха, остальной воздух поступает из окружающего пространства. Такие горелки работают при низком давлении газа. Их называют инжекционными горелками низкого давления.

Основные части таких инжекционных горелок: регулятор первичного воздуха, форсунка, смеситель и коллектор.

Регулятор первичного воздуха (рис. 8) представляет собой вращающийся диск или шайбу и регулирует количество первичного воздуха, поступающего в горелку. Форсунка 7 служит для превращения потенциальной энергии давления газа в кинетическую, т. е. для придания газовой струе такой скорости, которая обеспечивает подсос необходимого воздуха. Смеситель горелки состоит из трех частей: инжектора, конфузора и диффузора. Инжектор 2 создает разрежение и подсос воздуха. Самая узкая часть смесителя — конфузор 3, выравнивающий струю газовой смеси. В диффузоре 4 происходит окончательное перемешивание газовой смеси и увеличение ее давления за счет снижения скорости.

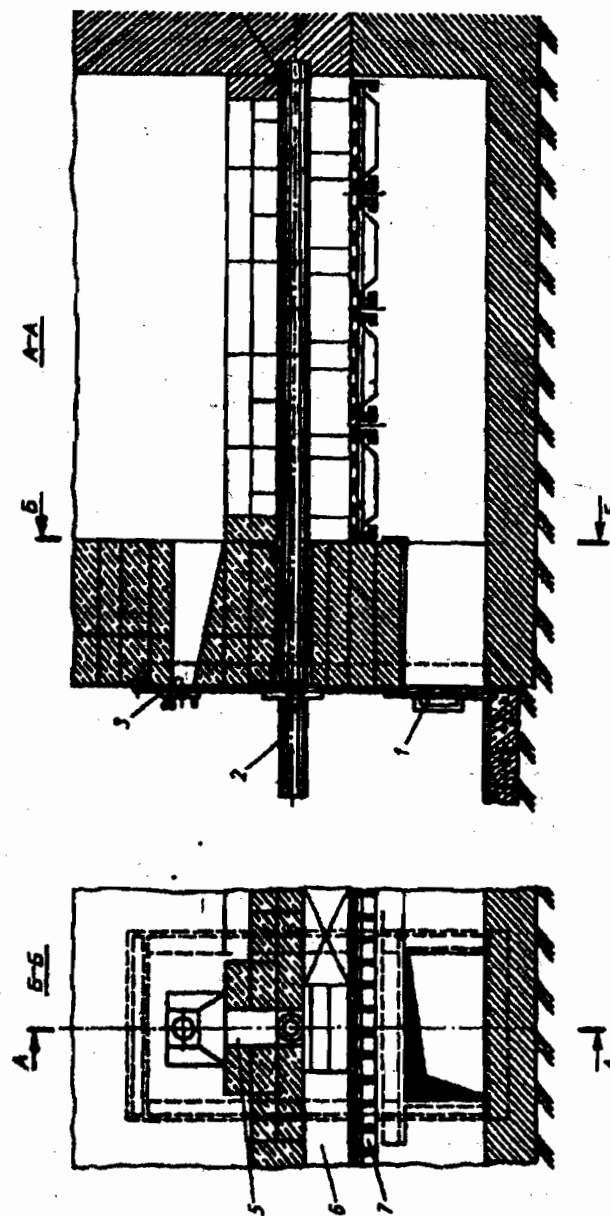


Рис. 8. Подовая диффузионная горелка:

1 — регулятор воздуха; 2 — горелка; 3 — смотровое окно; 4 — центрирующий стакан; 5 — горючий тоннаж; 6 — выхлоп из ю

Из диффузора газозвдушная смесь поступает в коллектор 5, который и распределяет газозвдушную смесь по отверстиям 6. Форма коллектора и расположение отверстий зависят от типа горелок и их назначения.

Распределительный коллектор горелок емкостных водонагревателей имеет форму окружности; у горелок проточных водонагревателей коллектор состоит из параллельно расположенных труб; у агрегатов, имеющих удлиненную топку, коллектор удлиненной формы; у горелок для чугунного котла (рис. 8, б) коллектор в виде прямоугольника с большим числом мелких отверстий.

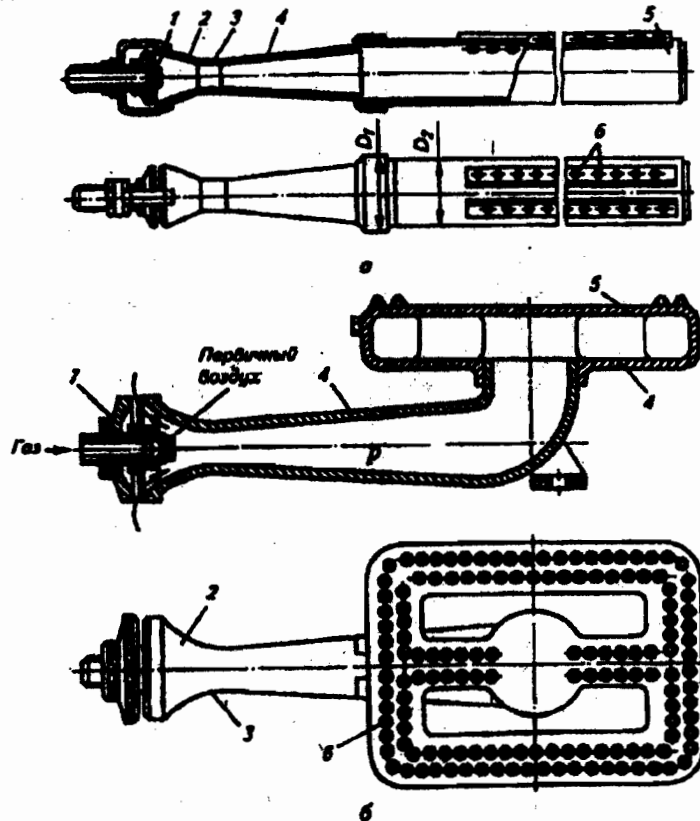


Рис. 8. Инжекционные атмосферные газовые горелки: а — низкого давления; б — горелка для чугунного котла; 1 — форсунка; 2 — инжектор; 3 — конфузор; 4 — диффузор; 5 — коллектор; 6 — отверстия; 7 — регулятор первичного воздуха

Инжекционные горелки низкого давления имеют ряд положительных качеств, благодаря которым их применяют в бытовых газовых приборах, а также в газовых приборах для предприятий общественного питания и других коммунально-бытовых потребителей газа. Горелки используют также в чугунных отопительных котлах.

Основные преимущества инжекционных горелок низкого давления: простота конструкции, устойчивая работа горелок при изменении нагрузок; надежность и простота обслуживания; бесшумность работы; возможность полного сжигания газа и работа на низких давлениях газа; отсутствие подачи воздуха под давлением.

Важная характеристика инжекционных горелок неполного смешения — коэффициент инжекции — отношение объема инжектируемого воздуха к объему воздуха, необходимого для полного сгорания газа. Так, если для полного сгорания 1 м^3 газа необходимо 10 м^3 воздуха, а первичный воздух составляет 4 м^3 , то коэффициент инжекции равен $4 : 10 = 0,4$.

Характеристикой горелок является также кратность инжекции — отношение первичного воздуха к расходу газа горелкой. В данном случае, когда на 1 м^3 сжигаемого газа инжектируется 4 м^3 воздуха, кратность инжекции равна 4.

Достоинство инжекционных горелок — свойство их саморегулирования, т. е. поддержание постоянной пропорции между количеством подаваемого в горелку газа и количеством инжектируемого воздуха при постоянном давлении газа.

Пределы устойчивой работы инжекционных горелок ограничены возможностями отрыва и проскока пламени. Это значит, что увеличить или уменьшить давление газа перед горелкой можно только в определенных пределах.

Горелки полного предварительного смешения газа с воздухом. Инжекция всего воздуха, необходимого для полного сгорания газа, обеспечивается повышенным давлением газа. Горелки полного смешения газа работают в диапазоне давлений от 5000 Па до $0,5 \text{ МПа}$. Их называют инжекционными горелками среднего давления и применяют в основном в отопительных котлах и для обогрева промышленных печей. Тепловая мощность горелок обычно не превышает 2 МВт . Основные трудности повышения их мощности — сложность борьбы с проскоком пламени и громоздкость смесителей.

Эти горелки дают малосветящийся факел, что уменьшает

количество радиационной теплоты, передаваемой нагреваемым поверхностям. Для увеличения количества радиационной теплоты эффективно применение в топках котлов и печей твердых тел, которые воспринимают теплоту от продуктов горения и излучают ее на тепловоспринимающие поверхности. Эти тела называют *вторичными излучателями*. В качестве вторичных излучателей используют огнеупорные стенки тоннелей, стенки топок, а также специальные дырчатые перегородки, установленные на пути движения продуктов сгорания.

Горелки полного предварительного смешения газа с воздухом подразделяют на два типа: с металлическими стабилизаторами и огнеупорными насадками.

Горелка ИГК — инжекционная горелка конструкции Казанцева — состоит из регулятора первичного воздуха, форсунки, конфузора, смесителя, насадка и пластинчатого стабилизатора.

Регулятор первичного воздуха 5 (рис. 9) горелки одновременно выполняет функции глушителя шума, который создается за счет повышенных скоростей движения газозвоздушной смеси. Пластинчатый стабилизатор 1 обеспечивает устойчивую работу горелки без отрыва и проскока пламени в широком диапазоне нагрузок. Стабилизатор состоит из стальных пластин толщиной 0,5 мм при расстоянии между ними 1,5 мм. Пластины стабилизатора стягивают между собой стальными стержнями, которые на пути движения газозвоздушной смеси создают зону обратных токов горячих продуктов сгорания и непрерывно поджигают газозвоздушную смесь.

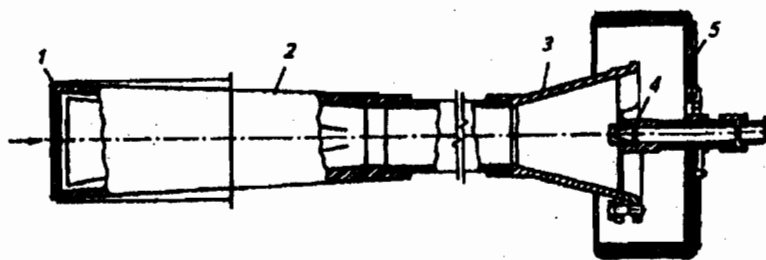


Рис. 9. Инжекционная горелка ИГК:
1 — стабилизатор; 2 — насадка; 3 — конфузор; 4 — форсунка; 5 — регулятор первичного воздуха

В горелках с огнеупорными насадками природный газ сгора-

ет с образованием малосветящегося пламени. В связи с этим передача теплоты излучением от факела горящего газа оказывается недостаточной. В современных конструкциях газовых горелок значительно повысилась эффективность использования газа, Малая светимость факела газа компенсируется излучением раскаленных огнеупорных материалов при сжигании газа методом беспламенного горения.

Газовоздушная смесь у этих горелок готовится с небольшим избытком воздуха и поступает в раскаленные огнеупорные каналы, где она интенсивно нагревается и сгорает. Пламя не выходит из канала, поэтому такой процесс сжигания газа называется беспламенным. Это название условное, так как в каналах пламя имеется.

Газовоздушная смесь подогревается от раскаленных стенок канала. В местах расширения каналов и вблизи от плохо обтекаемых тел создаются зоны задержки горячих продуктов сгорания. Такие зоны — устойчивые источники постоянного подогрева и зажигания газозвоздушной смеси. На рисунке 10 показана беспламенная панельная горелка. Поступающий в сопло 5 из газопровода 7 газ инжектирует необходимое количество воздуха, регулируемое регулятором первичного воздуха 6. Образовавшаяся газозвоздушная смесь через инжектор 4 поступает в распределительную камеру 3, проходит по ниппелям 2 и поступает в керамические тоннели 1. В этих тоннелях происходит сжигание газозвоздушной смеси. Распределительная камера 3 от керамических призм 8 теплоизолирована слоем диатомитовой крошки, что сокращает теплоотвод из реакционной зоны.

Беспламенное сжигание газа имеет следующие преимущества: полное сгорание газа; возможность сжигания газа при малых избытках воздуха; возможность достижения высоких температур горения; сжигание газа с высоким тепловым напряжением объема горения; передача значительного количества теплоты инфракрасными лучами.

Существующие конструкции беспламенных горелок с огнеупорными насадками по конструкции их огневой части подразделяют на горелки с насадками, имеющие каналы неправильной геометрической формы; горелки с насадками, имеющие каналы правильной геометрической формы; горелки, у которых пламя стабилизируется на огнеупорных поверхностях топки.

Наиболее распространены горелки с насадками правильной геометрической формы. Огнеупорные насадки таких горелок со-

стоят из керамических плиток размером 65 x 45 x 12 мм. Беспламенные горелки получили также название горелки инфракрасного излучения.

Все тела — источники теплового излучения, возникающего за счет колебательного движения атомов. При излучении тепловая энергия веществ превращается в энергию электромагнитных волн, которые распространяются от источника со скоростью, равной скорости света. Эти электромагнитные волны, распространяясь в сужающемся пространстве, наталкиваются на различные предметы и легко превращаются в тепловую энергию. Величина ее зависит от температуры излучающих тел. Каждой температуре соответствует определенный интервал длин волн, излучаемых телом. В данном случае передача теплоты излучением происходит в инфракрасной области спектра, а горелки, работающие по этому принципу, называются инфракрасными излучающими горелками.

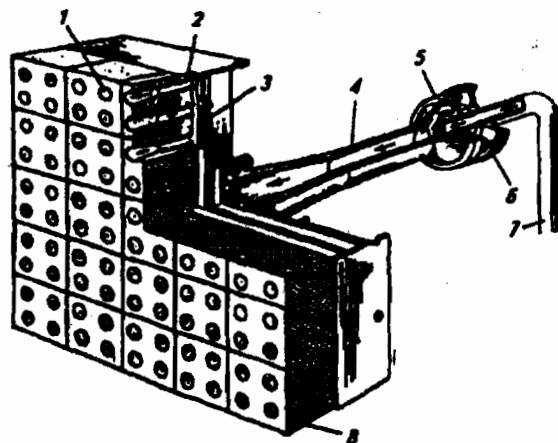


Рис. 10 Беспламенная панельная горелка:
1 — тоннель; 2 — ниппель; 3 — распределительная камера; 4 — инжектор;
5 — сопло; 6 — регулятор воздуха; 7 — газопровод; 8 — керамические призмы

Через сопло 4 (рис. 11, а) газ поступает в горелку и инжектирует весь воздух, необходимый для полного сгорания газа. Из горелки газовоздушная смесь поступает в сборную камеру 6 и далее направляется в огневые отверстия керамической плитки 2. Во избежание проскака пламени диаметр огневых отверстий должен быть меньше критической величины и составлять 1,5

мм. Выходящая из огневых камер газовоздушная смесь поджигается при малой скорости ее вылета, чтобы избежать отрыва пламени. В дальнейшем скорость вылета газовоздушной смеси можно увеличить (полностью открыть кран), так как керамические плитки нагреваются до 1000 °С и отдают часть теплоты газовоздушной смеси, что приводит к увеличению скорости распространения пламени и предотвращению его отрыва.

Керамические плитки имеют около 600 огневых цилиндрических каналов, что составляет около 40 % поверхности плиток.

Плитки соединяют одну с другой специальной замазкой, состоящей из смеси шамотного порошка с цементом.

Если инфракрасные горелки работают на газе среднего давления, то применяют специальные плиты из жаропрочных пористых материалов. Вместо цилиндрических каналов у них узкие искривленные каналы, которые заканчиваются расширяющимися камерами сгорания.

При сжигании газа в многочисленных каналах различных насадок происходит нагрев их внешних поверхностей до температуры около 1000 °С. В результате поверхности приобретают оранжево-красный цвет и становятся источниками инфракрасных лучей, которые поглощаются различными предметами и вызывают их нагрев.

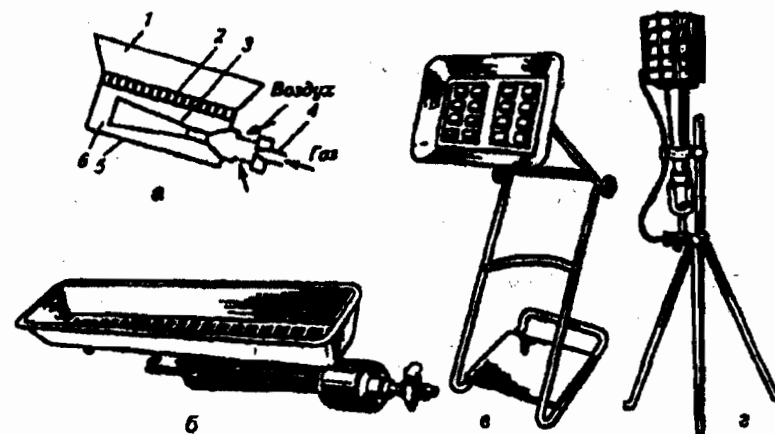


Рис. 11. Горелки инфракрасного излучения:
а — схема горелки: 1 — рефлектор; 2 — керамическая плитка; 3 — смеситель;
4 — сопло; 5 — корпус; 6 — сборная камера; б, в и г — соответственно горелки
ГИИ-1, ГИИ-8 и ГК-1-38

На рисунке 11, б показаны наиболее распространенные типы инфракрасных горелок. У горелок ГИИ-1 имеется 21 керамическая плитка, рефлектор и распределительная коробка. С помощью горелок ГИИ, можно обогревать помещения и различное оборудование. Горелки используют и для обогрева открытых площадок (спортивные площадки, кафе, помещения летнего типа и т. д.).

Горелку ГК-1-38 успешно применяют для подогрева строящихся стен и штукатурки, обогрева людей, работающих в зимних условиях. Горелка может работать на природном и сжиженном газе.

Горелки с принудительной подачей воздуха

У горелок с принудительной подачей воздуха процесс образования газозвушной смеси начинается в самой горелке и завершается в топке. Газ сгорает коротким и несветящимся пламенем. Воздух, необходимый для сгорания газа, подается в горелку принудительно с помощью вентиляторов. Подача газа и воздуха производится по отдельным трубам.

Горелки с принудительной подачей воздуха часто называют двухпроводными и смесительными, так как в них происходит полное перемешивание газозвушной смеси.

Наиболее распространенные конструкции этих горелок работают на низком давлении газа и воздуха. Однако некоторые конструкции можно использовать и при среднем давлении газа.

Горелки предназначены для установки в топках котлов и других агрегатах с небольшим объемом топки, а также в нагревательных и сушильных печах.

Газ давлением до 1200 Па поступает в сопло 7 (рис. 12) и выходит из него через восемь отверстий диаметром 4,5 мм. Отверстия расположены под углом 30° к оси горелки. В корпусе 2 горелки устроены специальные лопатки, придающие потоку воздуха вращательное движение. Таким образом, газ в виде мелких струек пересекается в закрученном потоке воздуха и создается хорошо перемешанная газозвушная смесь. Горелка заканчивается керамическим тоннелем 4, имеющим запальное отверстие.

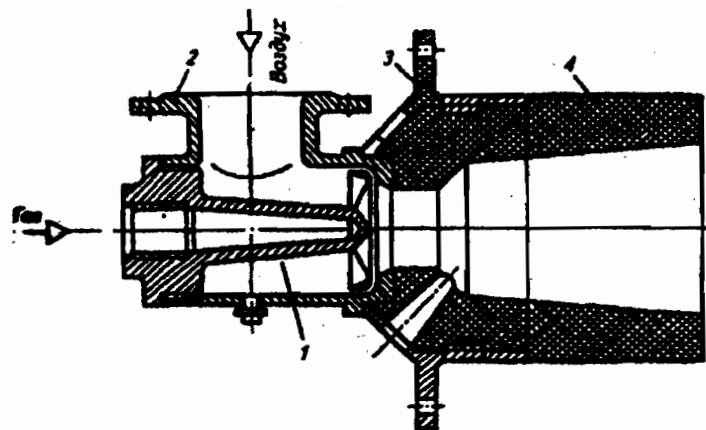


Рис. 12. Горелка с принудительной подачей воздуха низкого давления:
1 — сопло; 2 — корпус; 3 — фронтальная плата; 4 — керамический тоннель

Основные достоинства горелок: возможность сжигания большого количества газа; широкий диапазон регулирования производительности горелок; возможность подогрева воздуха и газа до температур, превышающих температуру воспламенения.

В существующих разнообразных конструкциях горелок интенсификация процесса образования газозвушной смеси достигается следующими способами: расчленением потоков газа и воздуха на мелкие потоки, в которых происходит смесеобразование; подачей газа в виде мелких струек под углом к потоку воздуха; закручиванием потока воздуха различными приспособлениями, встроенными внутрь горелок.

Комбинированные горелки

Горелки, работающие одновременно или раздельно на газе и мазуте или на газе и угольной пыли, называются комбинированными. Их применяют при перебоях в подаче газа, когда необходимо срочно перейти на другой вид топлива; когда газовое топливо не обеспечивает необходимого температурного режима топки; подача газа на данный объект производится только в определенное время (ночью, для выравнивания суточной неравномерности газопотребления).

Наибольшее распространение получили газомазутные горелки с принудительной подачей воздуха.

Горелка состоит из газовой, воздушной и жидкостной частей. Газовая часть представляет собой полое кольцо, имеющее штуцер для подвода газа и восемь трубочек для распыления газа.

Жидкостная часть горелки состоит из мазутной головки и внутренней трубки, заканчивающейся форсункой 1 (рис. 13). Подача мазута в горелку регулируется вентилем. воздушная часть горелки состоит из корпуса, завихрителя 3, воздушной заслонки 5, с помощью которой можно регулировать подачу воздуха

Завихритель служит для лучшего перемешивания струи мазута с воздухом. Давление воздуха 2...3 кПа, давление газа до 50 кПа, а давление мазута до 0,1 МПа.

Применение комбинированных горелок дает более высокий эффект, чем одновременное использование газовых горелок и мазутных форсунок или газовых и пылеугольных горелок.

Комбинированные горелки необходимы для надежной и бесперебойной работы газоиспользующих установок крупных промышленных предприятий, электростанций и других потребителей, для которых перерыв в работе недопустим.

Рассмотрим принцип действия комбинированной пылегазовой горелки конструкции Мосэнерго. При работе на угольной пыли в топку по кольцевому каналу 4 (рис. 14) центральной трубы подается смесь первичного воздуха с угольной пылью, а вторичный воздух поступает в топку через улитку 1.

В качестве резервного топлива служит мазут, в этом случае в центральной трубе устанавливается мазутная форсунка. При переводе горелки на газовое топливо мазутную форсунку заменяют кольцевым каналом, по которому подается газовое топливо.

В центральной части канала установлена труба с чугунным

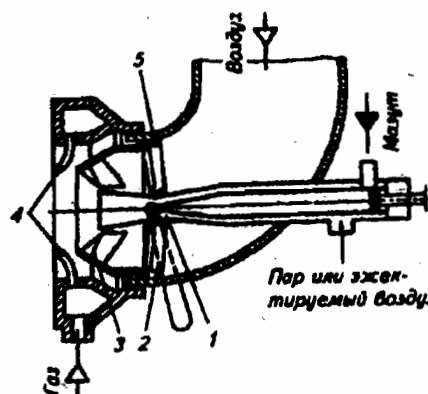


Рис. 13 Комбинированная газомазутная горелка:

1 — мазутная форсунка; 2 — воздушная заслонка; 3 — завихритель; 4 — трубки выхода; 5 — воздушная регулировочная заслонка

наконечником 2. В наконечнике 24 косые щели, через которые выходит газ, пересекающийся с потоком закрученного воздуха, выходящего из улитки 7. В усовершенствованных конструкциях горелок в наконечнике вместо щелей предусмотрено 115 отверстий диаметром 7 мм. В результате скорость выхода газа увеличилась почти в два раза (150 м/с).

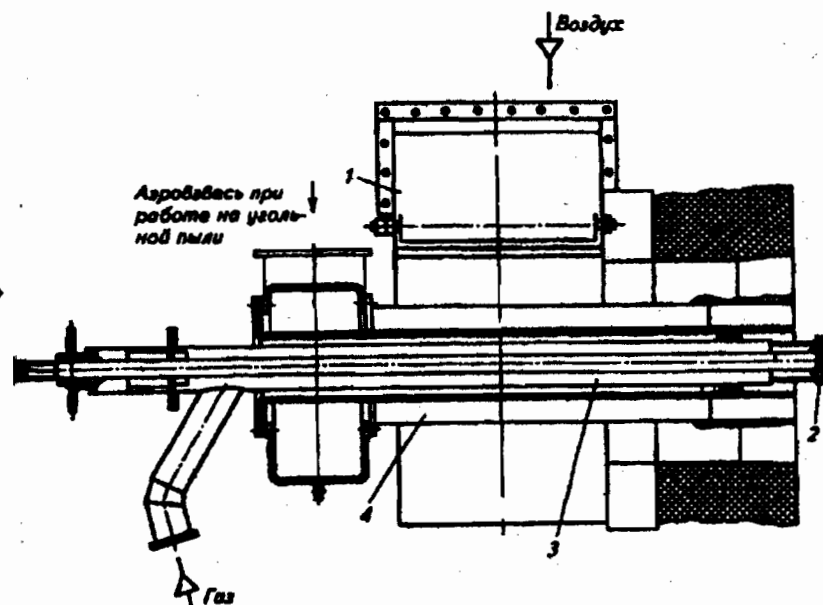


Рис. 14 Комбинированная пылегазовая горелка с центральной подачей газа: 1 — улитка для закручивания воздушного потока; 2 — наконечник газоподводящих труб; 3 — кольцевой канал для подачи газа; 4 — кольцевой канал для подачи смеси первичного воздуха с угольной пылью

В новых конструкциях горелки применяется периферийная подача газа, при которой газовые струйки, имеющие более высокую скорость, чем воздушные, пересекают закрученный поток воздуха движущийся со скоростью 30 м/с, под прямым углом. Такое взаимодействие потоков газа и воздуха обеспечивает быстрое и полное их перемешивание, в результате чего газоздушная смесь сгорает с минимальными потерями.

Горелки блочные газовые БГ-Г (рис. 15). Предназначены для использования в камерах сгорания тепловых агрегатов различного назначения (паровые и водогрейные котлы, печи, асфаль-

тосмесительные установки и т. д.).

В качестве топлива в горелках используют природный газ.

Технические характеристики горелок БГ-Г приведены в таблице 10.

Таблица 10

Технические характеристики горелок БГ-Г в зависимости от их номинальной тепловой мощности, МВт

Параметр	0,12	0,25	0,34	0,5	0,65
Тепловая мощность в режиме "малый огонь", МВт	0,08	0,08	0,08	0,24	0,32
Присоединительное давление газа перед горелкой, Па	2000	2000	2500	3500	4500
Номинальное давление в камере сгорания теплового агрегата, Па	200	150	—	—	—
Номинальное разрежение в камере сгорания газа, Па	10	10	10	10	10
Низшая теплота сгорания газа, МДж/м ³ , не менее	31,8				
Низшее число Воббе, МДж/м ³	41,2...54,5				
Температура окружающей среды, °С, не более	40				
Минимальный коэффициент избытка воздуха при номинальной тепловой мощности, не более	1,15				
Допускаемое увеличение минимального коэффициента избытка воздуха (а) в диапазоне рабочего регулирования тепловой мощности, не более	0,2				
Мощность привода вентилятора, кВт, не более	0,18	0,25	0,25	0,37	0,37

Во входной части корпуса 1 расположен воздухозаборник 14, в котором на оси 13 установлена воздушная заслонка 15 с приводом. Привод воздушной заслонки состоит из электромагнита 17 и системы рычагов, связанных с осью заслонки. К корпусу 1 крепится электродвигатель 25, на вал которого насажен центробежный вентилятор 24.

К фланцу корпуса крепится смеситель 8, внутри которого установлен газовый насадок 7 с завихрителем 9 и электродами 20, 27 и 28. К торцу смесителя крепится горловина.

Для доступа к газовому насадку и подводящим высоковольтным проводам 6 электродов смеситель при помощи двух быстросъемных пальцев 5 может откидываться в одну или другую сторону.

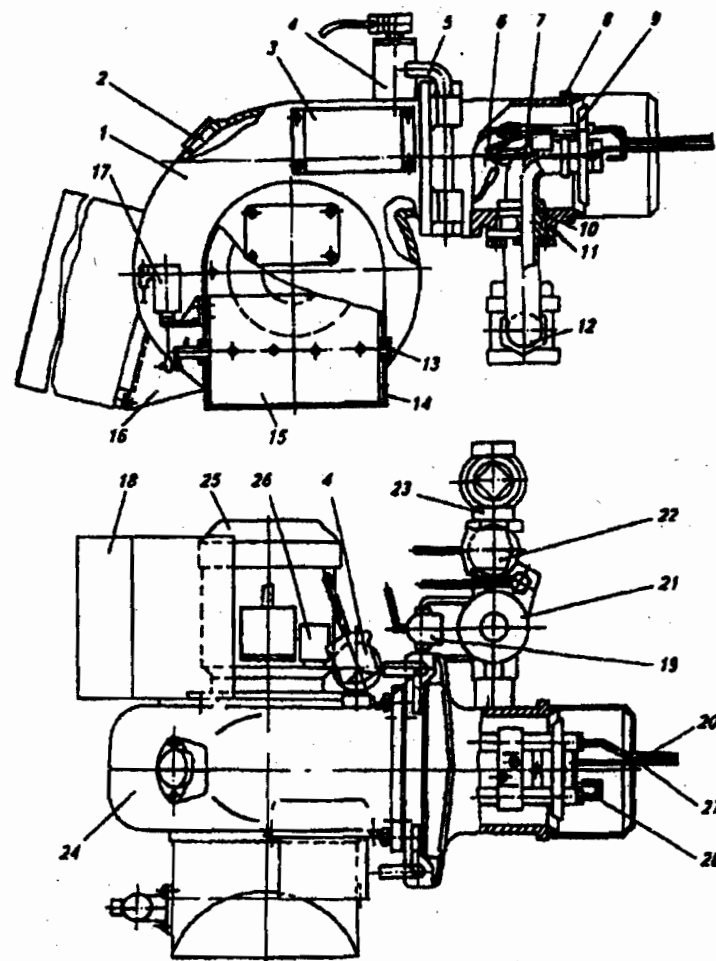


Рис. 15. Горелка блочная газовая БГ-Г:

1 — корпус; 2 — глазок смотровой; 3 — генератор импульсный; 4 — датчик реле давления воздуха; 5 — палец быстросъемный; 6 — провод высоковольтный; 7 — насадок газовый; 8 — переходник (смеситель) с соплом; 9 — завихритель; 10 — кольцо уплотнительное; 11 — прокладка; 12 — разводка газовая; 13 — ось; 14 — воздухозаборник; 15 — заслонка воздушная; 16 — кронштейн; 17 — электромагнит; 18 — пульт управления; 19 — клапан электромагнитный; 20 — датчик ионизационный (электрод контрольный); 21 — вентиль газовый; 22 — датчик реле давления газа; 23 — кран; 24 — вентилятор; 25 — электродвигатель; 26 — реле; 27 — электрод нулевой; 28 — электрод запальный

Газовый насадок 7 соединен с газовой разводкой 72, на которой установлена в зависимости от типоразмера горелки необходимая газовая арматура. Места соединений газового насадка 7 с газовой разводкой 12 и газовой разводки со смесителем горелки уплотнены уплотнительным кольцом 10 и прокладкой 11.

Управляют работой горелки с пульта управления 18, который крепится к корпусу с помощью кронштейна 16.

Воздух в горелку подается электровентилятором. Количество воздуха, поступающего в зону горения, регулируют воздушной заслонкой 15.

При номинальной тепловой мощности горелки электромагнит обесточен и воздушная заслонка открыта (положение 0 на лимбе воздухооборника). В режиме "малый огонь" на электромагнит подается питание, он срабатывает, и воздушная заслонка, поворачиваясь на оси, перекрывает воздухооборник (положение 3 на лимбе воздухооборника).

Газ поступает по газовой разводке 12 в газовый насадок 7 и через его газораздающие отверстия попадает в поток воздуха, закрученный завихрителем 9. Количество газа, подаваемого на горение, регулируют электромагнитными вентилями.

Газовоздушная смесь поджигается искрой, возникающей между запальным электродом 28 и газовым насадком 7 при подаче тока высокого напряжения от импульсного генератора 3.

Давление газа перед горелкой контролируют датчиком-реле 22, а давление воздуха для горения — датчиком-реле 4. Наличие пламени контролируют блоком контроля пламени, расположенным в пульте управления и получающим импульс от датчика контроля пламени 20. Для наблюдения за горением на корпусе горелки имеется смотровой глазок 2.

Режим продувки. Включают электровентилятор, подающий воздух в горелку. Привод обесточен, заслонка 15 полностью открыта, подается максимальное количество воздуха для обеспечения продувки. Электромагнитные вентили на газовой разводке обесточены, что препятствует подаче газа в горелку.

Режим розжига. По окончании продувки горелка переходит в режим розжига, на привод подается питание, он поворачивает ось 13 заслонки 15, уменьшая подачу воздуха для обеспечения розжига горелки. Одновременно включается клапан 19 (на горелках БГ-Г-0,5 и БГ-Г-0,65 включаются два электромагнитных вентиля 21), подавая газ в горелку, и импульсный генератор 3, подавая высокое напряжение на запальный электрод 28.ска,

возникающая между газовым насадком 7 и запальным электродом 28, поджигает газозвоздушную смесь.

Режим розжига горелки одновременно является режимом "малый огонь".

Режим эксплуатации. При нормальном розжиге с появлением пламени и устойчивом горении дополнительно включается электромагнитный вентиль 21, отключается электромагнит 17, обеспечивая максимальное открытие воздушной заслонки 15. Горелка переходит в режим "большой огонь". Тепловую мощность регулируют с помощью регулятора температуры (для паровых котлов — давления пара, который при необходимости подает сигнал на пульт управления для изменения расхода газа и воздуха).

Горелка работает в режиме нормальной эксплуатации с трехступенчатым регулированием тепловой мощности.

Горелка БГ-Г-0,12 в зависимости от варианта изготовления работает в режиме трехступенчатого или двухступенчатого регулирования.

Автоматизация процессов сжигания газа

Свойства газового топлива и современные конструкции газовых горелок создают благоприятные условия для автоматизации процессов сжигания газа. Автоматическое регулирование процесса горения повышает надежность и безопасность эксплуатации газоиспользующих агрегатов и обеспечивает их работу в соответствии с наиболее оптимальным режимом.

В существующих газоиспользующих установках применяют системы частичной или комплексной автоматизации.

Современная комплексная газовая автоматика состоит из следующих основных систем: автоматики регулирования, автоматики безопасности, аварийной сигнализации, теплотехнического контроля.

Автоматика регулирования бытовых, коммунальных и промышленных газовых приборов и агрегатов предназначена для управления и регулирования процесса горения газа таким образом, чтобы газовые приборы и агрегаты работали на заданном режиме и обеспечивали оптимальный режим горения газа. Так, у емкостных водонагревателей поддерживается постоянная температура воды в баке, у паровых котлов — постоянное давление пара, у отопительных водогрейных котлов — температура воды

в котле.

Автоматика безопасности прекращает подачу газа к горелкам газоиспользующих установок при нарушениях режима работы. При этом контролируются наиболее важные параметры:

наличие пламени в топке. При отсутствии пламени в топке подача газа на горелку немедленно прекращается;

давление газа на подводящем газопроводе. При изменении давления газа против установленного минимального и максимального значений подача газа прекращается;

разрежение в топке. При понижении разрежения в топке до минимально допустимого подача газа прекращается;

давление воздуха (при наличии соответствующих горелок). При падении давления воздуха до минимально допустимого подача газа прекращается;

температура воды в котле. Если температура воды превышает допустимую норму, то подача газа прекращается;

давление пара в котле. При повышении давления пара сверх установленного подача газа прекращается.

При отключении агрегатов подаются звуковой и световой сигналы. Контролируют также загазованность помещений, где установлены газовые приборы и агрегаты.

Приборы контроля и сигнализации дают возможность устанавливать дистанционное управление газоиспользующих установок.

Приборы теплотехнического контроля помогают обслуживающему персоналу вести технологический процесс в оптимальном режиме.

Степень автоматизации газоиспользующего агрегата зависит от конкретных условий его эксплуатации.

Контрольные вопросы и задания.

1. Какие вы знаете газовые горелки?
2. В чем заключается принцип работы диффузионных, инжекционных горелок и горелок с принудительной подачей воздуха?
3. Расскажите о принципе работы комбинированных горелок.
4. Что такое беспламенное сжигание газа?
5. Как осуществляется автоматизация процессов сжигания газа?

Инструменты и приспособления

Измерительный инструмент

В зависимости от рода выполняемых слесарных работ измерительные инструменты бывают: для линейных измерений; снятия и переноса размеров с изделия на масштабную линейку; с линейным корпусом; микрометрические и рычажно-механические.

Рулетки измерительные металлические (ГОСТ 7502—89) изготовляют пяти типов и трех классов точности длиной 1, 3, 5, 10 и 25 м. *Рулетки измерительные неметаллические типа РТ* — тесемочные с проволочной стабилизирующей основой для проведения измерений в строительстве.

Линейки измерительные металлические (ГОСТ 427—75) с ценой деления 0,5 и 1 мм имеют длины: 150, 300, 500 и 1000 мм.

Метры складные выпускаются металлические и деревянные длиной (в развернутом виде) 1000 мм.

Штангенциркули (ГОСТ 166—80*) применяются для измерения наружных и внутренних линейных размеров в пределах 0...125, 0...160, 0...200 и 0...250 мм, а также при разметке деталей. Выпускают штангенциркули типов: ШЦ-1 — двусторонние с глубиномером; ШЦТ-1 — односторонние с покрытием из твердого сплава и с глубиномером и др.

Уровни рамные — предназначены для контроля горизонтального и вертикального расположения поверхностей, *брусковые* — для контроля горизонтального расположения поверхностей (ГОСТ 9392—89). *Уровни гидростатические* состоят из двух или более стеклянных сосудов, соединенных между собой резиновым шлангом. Они применяются для определения разности высот двух (или более) точек, удаленных одна от другой на значительное расстояние. *Уровни строительные УС-300* (ГОСТ 9416—83) служат для установления горизонтальности поверхности.

Отвесы стальные строительные (ГОСТ 7948—80) применяют для проверки вертикального положения деталей. Он состоит из шнура и веса.

Угольники поверочные 9У (ГОСТ 3749—77*) изготовляют различных типов и размеров: УЛ — лекальные; УЛП — лекальные плоские; УЛЦ — лекальные цилиндрические; УП — слесарные плоские; УШ — слесарные с широким основанием.

Калибры резьбовые нерегулируемые применяют для контроля метрической, дюймовой и трубной цилиндрической резьбы.

Шаблоны резьбовые представляют собой стальную пластину с зубцами и служат для определения шага резьбы изделия. Они комплектуются в виде двух наборов:

набор № 1 используется для определения шага метрической резьбы и состоит из 20 резьбовых шаблонов с шагом 0,4...6 мм;

набор № 2 служит для нахождения шага трубной резьбы и состоит из 16 резьбовых шаблонов с числом ниток на 1": 28, 20, 19, 18, 16, 14, 12, 11, 10, 9, 8, 7, 6, 5, 4 1/2, 4.

Инструмент для сверления, зенкерования и развертывания

Сверла — с коническим хвостовиком диаметром 6 мм и более и с цилиндрическим хвостовиком диаметром 8 мм и более выполняют спиральными. Отверстия в деталях сверлят на вертикальных, радиально-сверлильных станках и переносных станках, а также на ручных пневматических и электрических сверлильных машинах. Сверлят преимущественно спиральными сверлами.

Зенкеры (ГОСТ 1677—75*) применяют для обеспечения точности сверления отверстий, для обработки черновых отверстий, цилиндрических и конусных углублений с плоским дном, для подрезки торцовых поверхностей бобышек.

Развертки (ГОСТ 1523—81* Е) используют для получения точных отверстий, предварительно обработанных сверлом. По конструкции развертки бывают цельные, регулируемые и с вставными зубьями. Различают черновые и чистовые развертки.

Инструмент для нарезания резьбы

В зависимости от формы сечения канавки различают резьбу: треугольную, трапецеидальную, прямоугольную и др. На крепежных деталях: болтах, винтах, шпильках нарезается преимущественно треугольная резьба.

Треугольная резьба бывает дюймовая и метрическая.

Дюймовая резьба имеет профиль в виде равнобедренного треугольника с углом при вершине 55°. Вершина треугольника закруглена во избежание заедания. Наружный диаметр и шаг резьбы даются в дюймах. Шаг резьбы измеряется числом нито

(~~мет~~тков) на одном дюйме длины.

Метрическая резьба отличается от дюймовой тем, что ее профиль представляет собой треугольник с углом — при вершине 60°. Диаметр и шаг этой резьбы указывают в миллиметрах.

Трубная резьба, которая отличается от дюймовой меньшей величиной шага и меньшей глубиной нарезки, применяется для нарезки газовых труб. Болты нарезать трубной резьбой нельзя, так как она не обеспечивает необходимой прочности болтового соединения.

Резьба должна быть чистой и без заусенцев. Допустимая длина ниток с сорванной или неполной резьбой должна составлять не более 10 % общей длины резьбы, так как при частично сорванной резьбе в дефектном месте слой уплотнителя не будет достаточно сжат, и поэтому соединение получится неплотным. Особое внимание следует обратить при нарезке резьбы на ее тщательную очистку от грязи и стружек. Резьбу очищают специальными щетками, так как загрязнение канавок резьбы ослабляет уплотнение и приводит к утечкам в трубопроводах.

Резьбу, как правило, выполняют правую, в отдельных случаях — левую, нарезая ее вручную и на станках. Диаметры сверл и отверстий для нарезания метрической резьбы определяют по соответствующим таблицам, а для трубной цилиндрической резьбы — по табл. 11

Основными инструментами для нарезания резьбы являются метчики и плашки.

Метчик (ГОСТ 3449—84 Е) состоит из рабочей (режущей) части и хвостовика. В рабочей части находятся продольные прямые канавки, благодаря которым образуются острые кромки, производящие нарезку. Передняя рабочая часть конусообразно затачивается и называется заборным конусом. Хвостовик имеет квадратное сечение и служит для закрепления метчика в патроне или в воротке во время работы.

Для получения нарезки в отверстиях пользуются комплектом из трех метчиков: чернового (№ 1), среднего (№ 2) и чистового (№ 3).

Порядковый номер метчиков, входящих в комплект, определяется по числу рисок, нанесенных на хвостовике метчика. При нарезании резьбы следует пользоваться последовательно всеми тремя метчиками.

Метчики во время работы надо смазывать и следить, чтобы они не перекаливались.

Таблица 11

Диаметры отверстий и сверл для нарезания трубной цилиндрической резьбы

Номинальный размер резьбы, дюймы	Число ниток на 1 дюйм	Шаг резьбы	Номинальный диаметр отверстий под резьбу, мм	Диаметр сверла, мм
1/2	14	8,14	18,68	18,75
3/4	14	8,14	24,17	24,25
1	14	8,14	30,34	30,5
1 1/4	11	2,309	39	39
1 1/2	11	2,309	44,9	45

Во избежание поломки метчика глухое отверстие под нарезку сверлится на 2...3 мм глубже, чем общая длина резьбы и сбег.

Недостаточный диаметр отверстия под резьбу затрудняет работу метчика и приводит к поломке. Чтобы стружка, образующаяся при нарезании резьбы, могла проваливаться в продольные канавки метчика, его необходимо вращать на пол-оборота вперед, а затем отводить немного назад. При нарезании резьбы в мягком металле нужно периодически

вынимать и очищать метчик и отверстие от стружки. После нарезки резьбы метчики очищают и смазывают машинным маслом. Каждый комплект метчиков хранят в отдельной коробке.

Трубными клуппами производится нарезание резьбы на трубах.

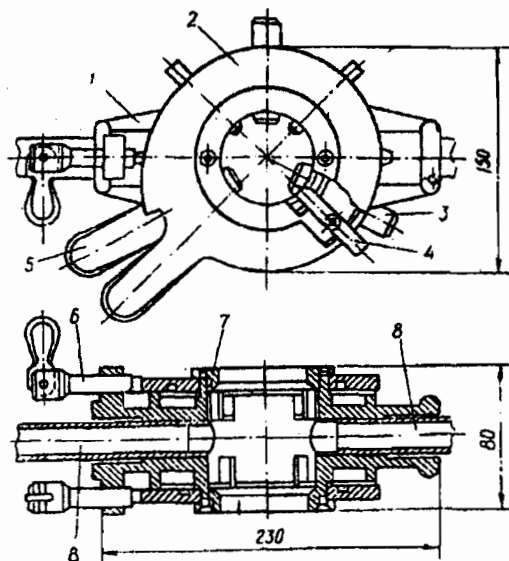


Рис. 16. Клупп газовый трубный для водогазопроводных труб:

1 — корпус; 2 — разводящее кольцо для режущих плашек; 3 — направляющие плашки; 4 — режущие плашки; 5 — разводящее кольцо для направляющих плашек; 6 — стопорный винт; 7 — зажимное кольцо; 8 — рукоятка

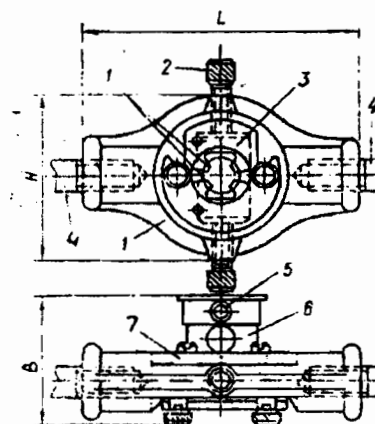


Рис. 17. Клупп конструкции Маевского для водогазопроводных труб:

1 — плашки разрезные; 2 — винты для подачи плашек; 3 — упорная крышка; 4 — рукоятка для труб; 5 — винт для зажима сменных втулок; 6 — направляющая втулка для труб; 7 — направляющий фланец.

Газовый трубный клупп «Дуплекс» позволяет нарезать резьбы на трубах диаметром от 13 до 50 мм включительно. Клупп состоит из двух основных частей: корпуса с рукоятками и четырех режущих плашек, которыми нарезается резьба.

Обычно каждый клупп снабжается тремя комплектами плашек для диаметра труб 13...19 мм (1/2...3/4"), 25...31 мм (1...1 1/4") и 3-8...50 мм (1 1/2...2"). Резьба нарезается четырьмя плашками одновременно, каждая из которых вставляется в определенное место корпуса клуппа, отмеченное соответствующей цифрой на плашке и на клуппе.

Кроме четырех режущих, клупп «Дуплекс» имеет три направляющих плашки, обеспечивающие его устойчивость во время работы и не заменяемых при нарезках труб разных диаметров. Плашки устанавливают вращением специального винта на наружной стороне клуппа. Недостатком указанного клуппа являются сложность его конструкции, затрудняющая его разборку и чистку, и большая масса.

Таблица 12

Размеры и масса клуппов конструкции Маевского

Номер клуппа	Диаметр нарезаемой резьбы, дюймы	Размеры, мм			Масса, кг
		L	B	H	
1	1/2...3/4	160	46	80	3,2
2	1...1 1/2	220	50	90	5,2
3	2...1/2	290	65	100	8

Клупп газовый Сестрорецкого инструментального завода им. Воскова (рис.17), предназначенный для нарезания резьбы на

трубах диаметром до 2", снабжается тремя комплектами режущих плашек (по четыре штуки) для диаметров $\frac{1}{2}$... $\frac{3}{4}$ ", 1...1 $\frac{1}{4}$ " и 1...2". Клупп обеспечивает точную установку и регулировку плашек.

Клупп газовый конструкции Маевского (рис. 17, табл. 12) прост в эксплуатации, имеет небольшую массу, легко разбирается и чистится.

Трещоточный клупп массой 2,4 кг служит для нарезания резьбы на трубах диаметром $\frac{1}{8}$, $\frac{1}{4}$ и $\frac{1}{2}$ " и имеет сменные плашки. При его использовании не нужно выполнять полные обороты, а лишь качательные движения, что позволяет нарезать уже установленные на место трубы.

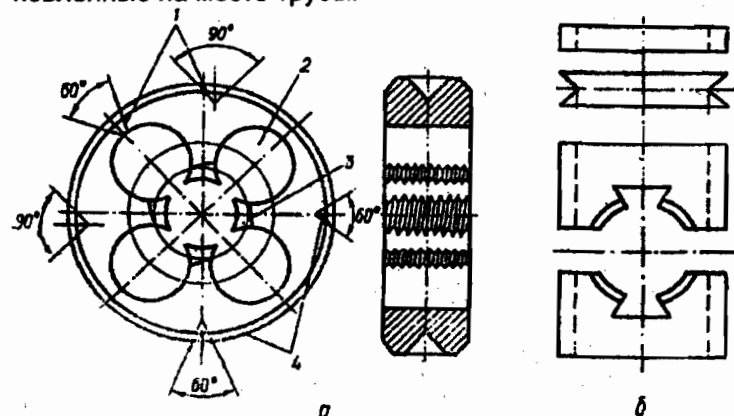


Рис. 18. Плашки круглая (а) и раздвижная (б):
1—гнезда для регулировочных винтов; 2—стружечное отверстие; 3—режущее перо; 4—гнезда для крепежных винтов

Плашки круглые и раздвижные (рис. 18) применяют для нарезания наружной резьбы всех видов и размеров на стержнях, преимущественно на болтах и винтах. Устанавливают плашки на станках, а также на ручных воротках. Для нарезания вручную резьбы на винтах диаметром до 6 мм применяют винтовые доски.

Инструмент для резки металла

Металл режут ручным и механическим способами. Для резки листового материала толщиной до 0,5 мм пользуются ручными ножницами. Стуловые ножницы применяют для резки листов толщиной до 2 мм. Длина лезвия стуловых ножниц составляет

100...250 мм.

Резку металла чаще всего выполняют ножовками и труборезами.

Ножовка (рис. 19) состоит из станка, ножовочного полотна, натяжного винта с барашками и рукоятки. Станки бывают цельные и раздвижные. Ножовочные станки с раздвижными рамками имеют наименьшую длину без ручки 230 и 335 мм. Ножовочные полотна закрепляют в ножовочных станках так, чтобы острия режущих зубьев были направлены нарезаемый металл. Наибольшее распространение на практике получили более удобные раздвижные ножовки, которые позволяют устанавливать в них ножовочные полотна различной длины 150...400 мм.

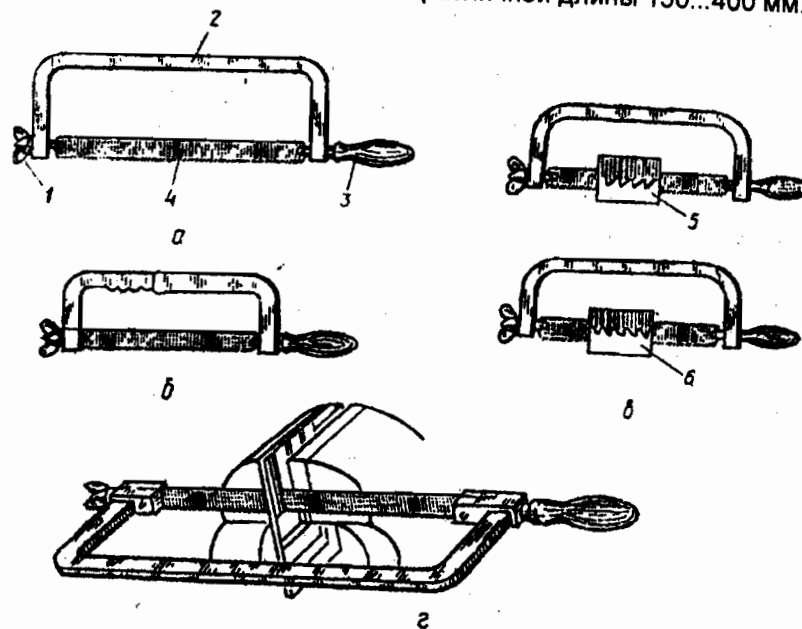


Рис. 19. Ножовка для резки металла:
а — ножовка с передвигающимся станком; б — ножовка с раздвижным станком;
в — установка полотна ножовки; г — положение ножовки при отрезании длинных полос; 1 — барашек; 2 — станок; 3 — рукоятка; 4 — полотно; 5 — правильное положение; 6 — неправильное.

Полотно натягивается при помощи переднего подвижного зажима поворачиванием барашка. Ножовочное полотно надо закреплять в станке так, чтобы зубья были направлены вперед и

полотно во время работы не изгибалось. При резке ножовкой изделие крепко зажимают в тисках. Нажим на ножовку производят только при движении вперед. При обратном ходе зубья должны свободно скользить по поверхности металла. Не рекомендуется сильно нажимать ножовку при резке труб, когда распил изделия подходит к концу.

При поломке одного зуба необходимо перед тем, как продолжать работу, сточить на точиле следующие два-три зуба. В противном случае зубья будут ломаться один за другим. При отрезании длинных узких полос полотно ножовки ставится перпендикулярно плоскости ножовочного станка.

Режущей частью *трубореза* являются стальные ролики или диски. Труборезы бывают с одним или несколькими режущими дисками (рис. 20). Наибольшее применение имеют трехроликовые труборезы. При работе труборез надевают на трубу, придвигают подвижный резец до соприкосновения со стенкой трубы и, поджав резец, на $\frac{1}{4}$ оборота, вращают труборез за ручку вперед и назад. После каждого оборота подвижный резец поджимают, продолжая вращение трубореза до окончания резки трубы. При резке роликами следят затем, чтобы риски роликов совпадали, иначе линия отреза будет неровной.

Место, разрезаемое труборезом, смазывается маслом или эмульсией для охлаждения роликов. Недостатком трубореза является наличие после резки им больших заусенцев, требующих дальнейшей опиловки торца трубы.

Кроме указанных ручных способов резки металла применяются и механизированные: с помощью механической ножовки, ленточных пил.

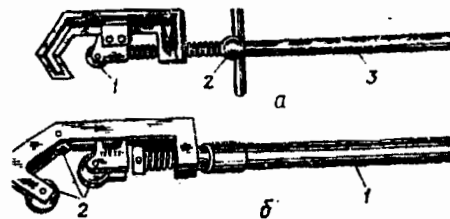


Рис. 20. Труборезы:
а — однороликовый; б — трехроликовый
1 — ролик; 2 — зажим; 3 — рукоятка.

Инструмент для опилования и шлифования

Напильники, предназначенные для опилования поверхностей обрабатываемого металла, подразделяются на пять групп:

общего назначения — для общеслесарных работ; специального назначения; надфили — для опилования точных и мелких изделий; рашпили — для грубой обработки мягких материалов (металлов, кожи, резины и др.); машинные — для опиловочных станков.

При монтажных работах наиболее часто применяют напильники общего назначения с двойной насечкой.

Абразивный инструмент применяют для шлифовальных работ, затачивания инструмента и других целей.

Заводы выпускают круги шлифовальные плоские прямого профиля и фасонного профиля, головки шлифовальные, бруски шлифовальные, сегменты шлифовальные, круги шлифовальные плоские специального назначения при окружной скорости движения круга 50 м/с. Абразивный инструмент изготовляют из нормального электрокорунда, зеленого и черного карбида кремния.

Инструмент для разметки

Кернеры (ГОСТ 7213—72*Е) применяют для нанесения углублений (кернов) на предварительно размеченных линиях. Керны необходимы для того, чтобы риски были отчетливо видны и не стирались в процессе обработки детали.

Кернеры бывают обыкновенные, специальные, пружинные (механические) и электрические.

Чертилки (ГОСТ 24473—80 Е) служат для нанесения линий (рисок) на размечаемую поверхность с помощью линейки, угольника или шаблона. Для разметки на стальной хорошо обработанной поверхности используют чертилки из латуни, в других случаях — чертилки с наплавкой из твердого сплава.

Циркули (ГОСТ 24472—80 Е) бывают простые или с дугой, точные и пружинные. Точный циркуль имеет дугу с делениями и микрометрический винт.

Кронциркули и нутромеры служат для измерения наружных диаметров изделий, толщины материала, внутренних диаметров, отверстий и для переноса их на линейку.

Инструмент и приспособления для выполнения слесарных работ

При выполнении сборочных и слесарных работ для сборки и разборки применяют *ключи* гаечные двусторонние с открытым зевом, односторонние с открытым зевом, кольцевые двусторонние, комбинированные с открытым и кольцевым зевом; ключи гаечные разводные (ГОСТ 7275—75* Е); ключи торцовые (ГОСТ 11737—74* Е), предназначенные для заворачивания деталей с шестигранным углублением под «ключ».

Помимо приведенного инструмента в газовом хозяйстве широко применяют различные приспособления.

Ревизия и мелкий ремонт задвижек на газопроводах, как правило, производятся с отключением газа. Применение *приспособления для ремонта задвижек под высоким давлением газа* (рис.21) позволяет производить ревизию задвижек, набивку сальников, смену прокладок и лопнувших крышек задвижек без снижения давления газа.

При ремонте задвижки приспособление хомутом 19 крепится на корпусе, а хомутом 5—на ее штоке; натяжными муфтами регулируется длина штанг 7, 8 и 15 в зависимости от размеров задвижки; штанга 8 зацепляется за один из крючков гребенки 9. Натяжной болт 10 удерживает шток и клинкет в корпусе задвижки при снятой крышке, препятствуя их выдавливанию газом.

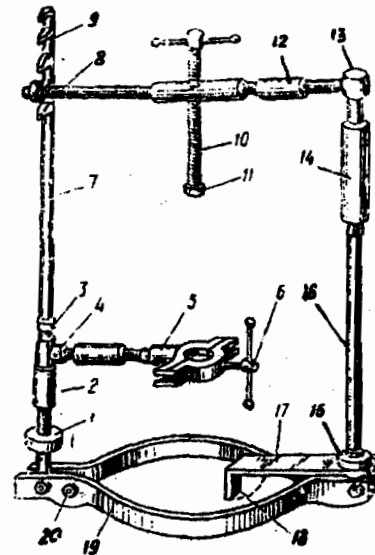
При снятии крышки хомут 5 и болт 10 должны быть убраны. В это время для удержания клинкетов в корпусе используются планки 17 и 18, соединенные между собой петлей. При помощи двух пружин и тросика, не, показанных на рисунке, планка 17 может быть поджата под планку 18 или надежно установлена под прямым углом к ней.

Для закрепления клинкетов во время снятия крышки планка 18 с поджатой планкой 17 при приподнятой крышке вводится в задвижку. Под действием пружин и тросика планка 17 становится под прямым углом к планке 18 и упирается в клинкет. После снятия крышки шток и клинкет закрепляются хомутом 5 и натяжным болтом 10, а планки 17 и 18 удаляются.

При эксплуатации подземных газопроводов из-за изнашивания резьбы довольно часто приходится менять муфты стояков конденсатосборников, укорачивать и нарезать вновь стояки при их поломке, срезании грунта, коррозии и т. п.

Рис.21. Приспособление для ремонта задвижек под высоким давлением газа:

- 1 — контргайка; 2 — натяжная муфта;
- 3 — шарнирное соединение; 4 — натяжная муфта;
- 5 — хомут шарнирно-подвижной;
- 6 — упорный болт; 7, 8 — штанги; 9 — гребенка; 10 — натяжной болт; 11 — шарнирный упор; 12 — натяжная муфта;
- 13 — шарнирное соединение;
- 14 — натяжная муфта; 15 — штанга;
- 16 — контргайка; 17, 18 — планки;
- 19 — хомут; 20 — болт натяжной.



Эти работы обычно связаны с ломкой дорожного покрытия и раскопкой грунта для снятия *поверка*. Для ликвидации трудоемкой работы был разработан набор инструмента для ремонта сифонных стояков с конденсатосборниками низкого давления без снятия *ковера*. Набор (рис.22) состоит из трех приспособлений: торцового ключа, трубореза и клуппа.

Торцовый ключ предназначен для снятия муфт стояков. Для этого его надевают головкой на муфту. Затем поворотом рукоятки опускают клин и плотно прижимают им сухарь к муфте. Рабочая плоскость сухаря и часть внутренней плоскости головки ключа имеет острые ребра, благодаря чему муфта не проворачивается в ключе. Вращается ключ при помощи воротка, надеваемого на квадратную головку шпинделя.

При монтаже наземных газопроводов возникает необходимость центровки стыков между опорами. Для упрощения и облегчения этой операции разработано специальное приспособление для центровки стыков наземных газопроводов. Это приспособление состоит из винта с гайкой и раздвижной треноги, на ногах которой размещены кронштейны для подмостей. Стоя на подмостях, рабочий может посредством винта подъемника поднимать концы труб до необходимой высоты.

Приспособление для облегчения очистки газопроводов от

коррозии представляет собой дугу, изготовленную из двух полос обручной стали размерами 1,5х50 мм. Радиус дуги выполняется на 24 мм больше наружного радиуса очищенной трубы.

К нижней полосе с внутренней стороны крепят пучки струнной стали, которые пропускают через отверстия, просверленные в полосе в шахматном порядке, и сцепляют друг с другом вязальной проволокой для предотвращения выпадания из гнезд. Для еще более надежного закрепления этих пучков на нижнюю полосу накладывают вторую полосу стали, которую соединяют с первой полосой точечной сваркой. Этим самым увеличивается масса приспособления, вследствие чего оно сильнее прижимается к очищаемой поверхности.

К верхней части дуги остова приваривают рукоятку из круглой стали диаметром 10 мм.

Рабочий устанавливает приспособление на газопровод и поперечными движениями рукоятки назад и вперед с одновременным медленным продвижением вдоль газопровода производит очистку. При этом ноги рабочего находятся по обе стороны газопровода.

Профилактический ремонт газовых кранов на внутридомовых разводках и газовых стояках производится устаревшим небезопасным способом. Обычно смазку крана выполняют с выпуском газа непосредственно в помещения.

Для безопасного производства работ предложено приспособление, обеспечивающее полную герметичность газопровода во время профилактических и ремонтных работ.

Зажим-заглушка устанавливается на корпусе пробкового крана на время смазки конусов пробки без прекращения подачи газа к приборам. Он состоит из двух кронциркульных дужек, рычага с тягой, двух уплотнителей с пористой резиной, вклеенной в чашечки (пористая резина прикрепляется к чашечкам клемм № 88). Один уплотнитель жесткозакрепленный, другой — шарнирный. Рычаг с тягой соединен болтами с гайкой.

Существует целая серия механизмов для гибки труб, работающих по принципу гибки труб на двух опорах с приложением изгибающего усилия в середине трубы. Опоры выполняются шарнирными. Усилие на трубу от винтового или гидравлического домкрата передается на гибочный сектор (сегмент). Такие станки особенно удобны, когда приходится гнуть трубы непосредственно на стройплощадке или трассе. Однако они не отличаются большой производительностью, поэтому ими пользуются при

малых объемах работ и отсутствии отводов заводского изготовления. Они могут изгибать трубы диаметром до 377 мм.

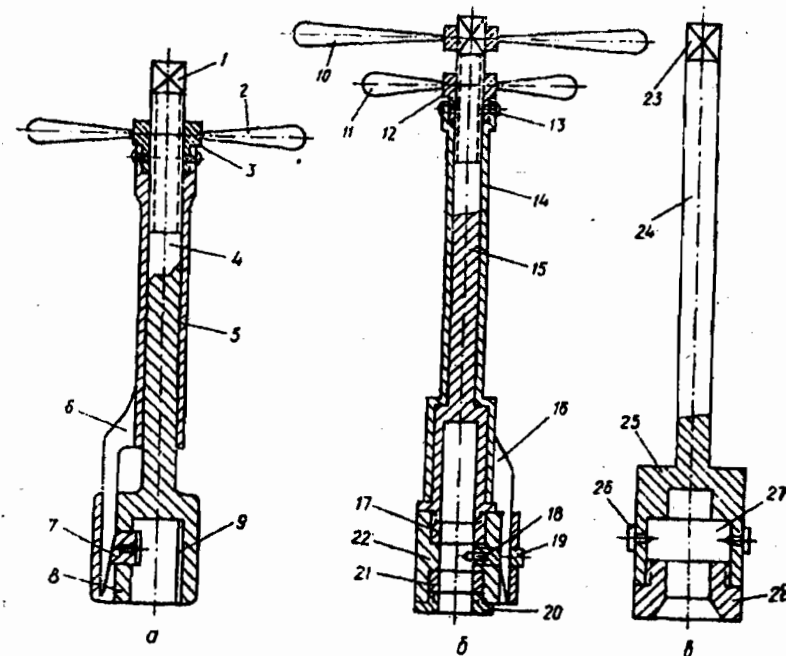


Рис.22. Набор инструмента для ремонта сифонных стояков с конденсаторами низкого давления:

а — торцевой ключ; б — труборез; в — торцевой клупп; 1 — квадрат для воротка; 2 — рукоятка подачи; 3 — гайка подачи; 4, 5 — трубка подачи; 6 — клин; 7 — сухарь; 8 — головка ключа; 9 — ребра; 10 — вороток; 11 — рукоятка подачи; 12 — гайка подачи; 13 — стопор гайки; 14 — трубка подачи; 15 — шпindel; 16 — клин; 17 — кольцо скольжения; 18 — режущий ролик или резец; 19 — держатель ролика; 20 — гайка направляющая; 21 — кольцо скольжения; 22 — головка; 23 — квадрат для воротка; 24 — штанга; 25 — корпус клуппа; 26 — стопорный болт; 27 — гнездо для плашки; 28 — направляющая гайка.

Из станков такого типа наиболее распространены ручные гидравлические трубогибы, а также трубогибочные станки с механическим приводом от электродвигателя. В настоящее время серийно выпускаются переносные ручные гидравлические трубогибы: ТРГ-22 и ТРГС-23, ТРГ-16-32, ТРГМ-50 для гибки труб диаметром соответственно до 25 мм, до 32 мм и до 50 мм.

К стационарным станкам, работающим по принципу гибки труб на двух опорах, относятся станки ТГС-2 для гибки труб

диаметром до 50 мм и ТГС-127 для гибки труб диаметром до 127 мм.

При гибке труб применяются дорны, состоящие из одного стержня, конец которого имеет ложкообразную или шарообразную форму. При гибке тонкостенных труб диаметром до 75 мм с толщиной стенки до 2 мм, а также для труб диаметром свыше 75 мм при разнице изгиба меньше 2 диаметров используют дорны, конец которых имеет ложкообразную форму, в остальных случаях — шарообразную. Применяется, также беспереналадочный станок Минслецстроя УССР с дорновыми головками для гибки труб диаметром 25...80 мм.

Трубогибы типов ТРГ-3/4" и ТРГ-2" (рис.23) используют для изгиба труб в холодном состоянии без набивки их песком и без нагрева. Их изготовляют с гидравлическим приводом на Ногинском опытном заводе монтажных приспособлений.

Ручные трубогибы типа СТВ предназначены для изгиба водогазопроводных труб диаметром 1/2....1" в холодном состоянии без набивки, песком.

Приспособления для выполнения огневых работ на действующих газопроводах низкого давления диаметром 100...500 мм разработаны Гипронигазом и предназначены для обеспечения безопасности труда при ремонтных работах.

Как известно, понижение давления в газопроводе в месте проведения работ связано с большой предварительной подготовкой. В закольцованных сетях низкого давления, снабжаемых от нескольких ГРП, часто требуется понижать давление временно на 2-3 ГРП и более. Поскольку режим газопотребления не бывает постоянным и может меняться даже в течение часа, снижаемое в ГРП давление необходимо постоянно корректировать по давлению в газопроводе у места работ.

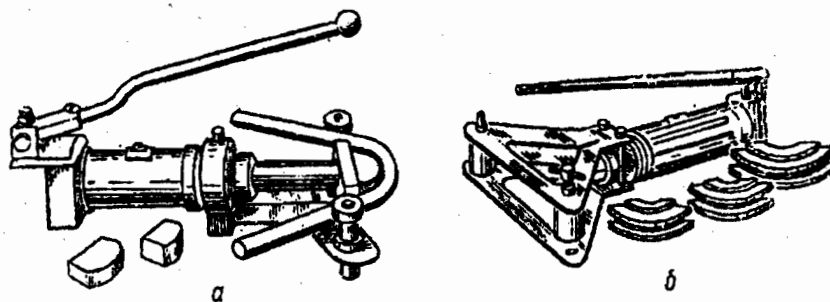


Рис.23. Ручные гидравлические трубогибы типов ТРГ-3/4" (а) и ТРГ-2" (б).

Выполнение такой операции увеличивает время и усложняет проведение работ, требует дополнительных трудовых и материальных затрат и не дает гарантии обеспечения давления в газопроводе в месте работ в установленных пределах.

Использование комплекта приспособлений для огневых работ на действующих газопроводах намного упрощает выполнение работ и сокращает их срок. Такой комплект включает в себя приспособления:

для предохранения работающих от воздействия пламени;

для временного локального отключения участка газопровода с распорным устройством для установки и закрепления этого приспособления;

для установки накладки (заплаты) на отверстие в газопроводе.

Приспособление для предохранения работающих от воздействия пламени (рис. 24) включает в себя соединяемые между собой на объекте пламеотводную трубу и пламеприемный насадок. Пламеотводную трубу изготавливают из кровельной стали, она состоит из трех телескопически раздвигающихся частей. Это обеспечивает удобство ее транспортировки и предохраняет от возможных деформаций при транспортировке и хранении. Общая длина трубы с тремя раздвинутыми частями 5, с двумя—4,5 м. Длина трубы в собранном виде (со сдвинутыми частями) 1,8м. Положение стойки или треноги не должно препятствовать нормальной работе газорезчика и слесаря. При работе в колодце перекрытие должно быть обязательно снято.

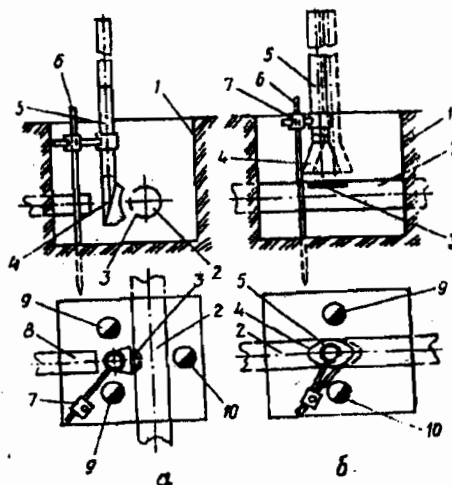
При работе в котлованах глубиной до 2 м можно применять трубу из двух раздвинутых частей. Раздвинутые части трубы надежно закрепляют специальными стопорами, исключающими возможность их самопроизвольного сдвига и разъединения. Трубу устанавливают вертикально и крепят на стойке, забиваемой в грунт, или на раздвижной треноге. В верхней части стойки расположен горизонтальный рычаг, который может перемещаться относительно стойки в трех направлениях (вдоль, поперек и вокруг нее) и стопориться в нужном положении. Такой подвижный рычаг упрощает установку трубы в требуемое положение и позволяет при необходимости перемещать трубу в процессе работы.

Пламеприемные насадки изготовляют двух видов: верхний и боковой. Верхний предназначен для приема выбросов пламени при прорезании отверстий в верхней части трубы. Он состоит

(рис.25) из горловины и раструба. Раструб изготавливают сначала в виде воронки и соединяют с горловиной, затем свободный конец раструба сплющивают до принятия им формы овала. Боковой насадок предназначен для приема выбросов пламени при прорезании круглых отверстий в боковой части трубы.

Рис. 24 - Применение пламеотводной трубы при огневых работах на действующих газопроводах низкого давления:

а — использование бокового пламеприемного насадка; б — то же верхнего:
1 — котлован; 2 — газопровод действующий; 3 — щель, вырезаемая в газопроводе; 4 — насадок пламеприемный; 5 — трубу, пламеотводная; 6 — стойка; 7 — каретка; 8 — ответвление, присоединяемое к действующему газопроводу; 9 — положение резчика; 10 — положение слесаря



Огневые работы выполняют в следующем порядке. Телескопические звенья пламеотводной трубы 5 раздвигают и закрепляют в этом положении. В нижний конец пламеотводной трубы вставляют пламеприемный насадок 4 и закрепляют. Трубу устанавливают вертикально и закрепляют на стойке хомутом с таким расчетом, чтобы верхний конец ее находился на расстоянии не менее чем на 2 м выше края котлована. При сильном ветре труба укрепляется растяжками.

Центр отверстия пламеприемного насадка совмещают по оси с центром отверстия, которое намечается вырезать. Устанавливают расстояние между пламеприемным насадком и поверхностью газопровода, обеспечивающее удобство проведения работ (газовую резку, тушение пламени и заделку щели глиной), но не более 0,15 м, и надежно закрепляют приспособление в этом положении. При вырезании отверстия в верхней части газопровода диаметром более 300 мм пламеприемную трубу с насадком сдвигают вдоль газопровода. В этом случае прорезанная щель заделывается глиной до перемещения трубы.

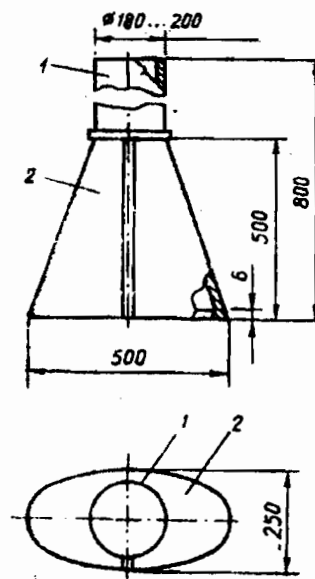


Рис.25. Насадок пламеприемный верхний:

1 — горловина; 2 — раструб.

крепления пламеотводной трубы и пламеприемного патрубка, надежность закрепления всех подвижных узлов приспособления. В процессе резки щель следует промазать глиной, чтобы уменьшить утечку газа и пламени. Необходимо следить за тем, чтобы глина, заполняющая прорезь, не пересыхала и не трескалась. Для этого необходимо промазанную часть прорези периодически покрывать разжиженной глиной и смачивать водой.

Во время хранения и эксплуатации все резьбовые части приспособления должны быть хорошо смазаны.

По данным проведенного хронометража трудовые затраты на установку и демонтаж пламеотводной трубы при присоединении ответвлений к действующим газопроводам составляют 0,6, а при временном локальном отключении участков газопровода 0,4 чел.ч.

Приспособление для временного локального отключения участка газопровода имеет вид двухдисковой заслонки (рис. 26), изготовленной из стального листа толщиной 2 мм. В пространство между диском и листом помещается уплотняющий

После вырезания отверстия в газопроводе пламеотводную трубу поворачивают вокруг оси стойки с таким расчетом, чтобы она не мешала дальнейшему проведению работ.

Верхний пламеприемный насадок используют также при заварке окна после присоединения ответвления к газопроводу.

Если при присоединении ответвления к газопроводу необходима замена бокового насадка верхним, эту операцию выполняют, не отсоединяя пламеотводную трубу; при выборе места установки стойки необходимо заранее предусмотреть такую возможность.

Перед началом вырезания отверстия в действующем газопроводе необходимо проверить прочность установки стойки,

материал — мокрая мягкая глина. Она упаковывается в неплотную ткань (марлю, ситец и др.) и накладывается в виде валика по окружности заслонки между дисками. Для предотвращения сдвига валика внутрь заслонки на обоих дисках делают кольца-ограничители 5, а для удержания его в указанном положении кольцо-захват 6. При диаметре условного прохода газопровода 200 мм и менее кольца 5 и 6 не устанавливаются и глиной заполняется все пространство между дисками.

Толщина заслонки для газопровода с диаметрами до 200 мм принимается равной 30 мм, с диаметрами более 300 — 40 мм. Диаметр заслонки соответствует диаметру газопровода. Для предотвращения заедания заслонки при вводе ее внутрь трубы с небольшими отклонениями от стандартного диаметра, вмятинами или дефектами внутренней поверхности диаметр заслонки должен быть на 3...5 мм меньше внутреннего диаметра газопровода. Для свободного поворота заслонки внутри трубы края дисков с двух противоположных сторон спиливают на 2...4 мм.

Валик глиняного уплотнения накладывают на диск 1 заслонки в горизонтальном положении. После этого на шпильку 3 надевают стальной лист 2, рукоятку этого диска располагают у стыка концов валика. При завернутой до упора гайке 4 глиняное уплотнение не должно выступать за края дисков заслонки. Заслонки подготавливают к работе заранее. Собирать, перевозить и хранить заслонки необходимо в горизонтальном положении. Если время с момента подготовки заслонки до начала работ превышает 1 ч, то во избежание высыхания глины заслонки держат во влажной среде (в ведре с мокрой тряпкой). Перед установкой заслонок в газопроводе необходимо проверить поверхность глиняного уплотнения, которая должна быть ровной и влажной, и дополнительно смазать всю боковую поверхность заслонки мокрой глиной.

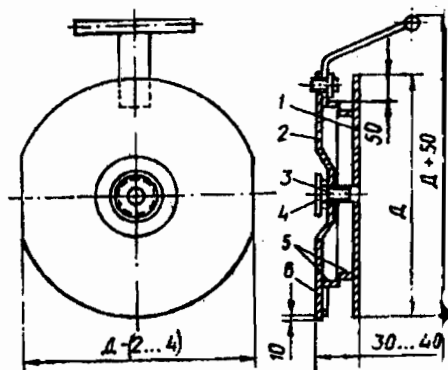
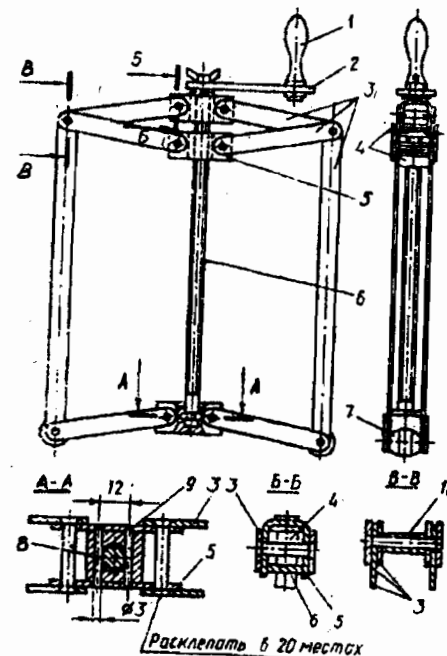


Рис. 26. Заслонка двухдисковая:

1 — диск; 2 — стальной лист; 3 — шпилька; 4 — гайка; 5 — кольцо-ограничитель; 6 — кольцо-захват.

Заслонки устанавливаются поперек газопровода. Стальной лист 2 заслонки, обращенный к отверстию в газопроводе, через которое она вводится, подпирают специальным приспособлением — распором для сохранения неподвижности. Диск 1 под действием давления газа сдвигается в сторону неподвижного диска. Уплотняющий материал выдавливается в зазор между трубой и заслонкой и герметизирует газопровод. Давление газа на диск 1 заслонки, действующее в течение всего времени перекрытия, и пластичность уплотняющей массы обеспечивает хорошую герметичность устройства. После установки заслонки в рабочее положение специальным рычагом-вилкой вытягивают гайку 4, подтягивая внутренний диск 1 к внешнему стальному листу 2 и выдавливая уплотняющую массу во внешнее пространство, в зазор между трубой и заслонкой. Длина вырезаемого прямоугольного окна для ввода заслонки должна на 35...40 % превышать диаметр газопровода, ширина — на 5 мм толщину заслонки.



Упором заслонки в рабочем положении является распор (рис. 27), который изготавливают из металлических стальных планок 3 толщиной 2 мм, соединенных между собой шарнирно. При вращении винта 6 рукояткой 1 вертикальные планки распора сдвигаются или раздвигаются, сохраняя взаимную параллельность. В нерабочем (исходном) положении эти планки приближены к винту 6, а при вводе в рабочее положение удаляются в стороны от него.

Рис. 27 - Распор для заслонки:

1 — рукоятка; 2 — рычаг; 3 — планка; 4 — гайка; 5 — скоба; 6 — винт; 7 — ролик; 8 — упор; 9 — отверстие под штифт; 10 — втулка.

Для уменьшения трения о внутреннюю стенку газопровода при раздвигании распора он снабжен роликами 7. Распоры изготавливают двух типоразмеров для диаметров газопроводов до 250 мм и 275...500 мм.

После вырезки контура окна в верхней части газопровода и заделки прорези глиной пламеотводную трубу отводят в сторону в положение, не препятствующее продолжению работ.

Устройство и эксплуатация газорегуляторных пунктов

Устройство ГРП

Управление режимом работы систем газоснабжения осуществляется газорегуляторными пунктами (ГРП) и установками (ГРУ), которые автоматически поддерживают постоянное давление в сетях независимо от интенсивности потребления газа.

Газорегуляторные пункты и установки — автоматические устройства и выполняют следующие функции: снижают давление газа до заданного значения; поддерживают заданное давление вне зависимости от изменений расхода газа и его давления перед ГРП; прекращают подачу газа при повышении или понижении его давления после регуляторов сверх заданных пределов; очищают газ от механических примесей.

Газорегуляторные пункты сооружают на распределительных сетях городов и населенных пунктов, а также на территории коммунальных, промышленных и других предприятий.

Газорегуляторные установки монтируют непосредственно в помещениях, где расположены газопотребляющие агрегаты. В зависимости от величины давления газа на входе ГРП и ГРУ подразделяют на ГРП и ГРУ среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа) и на ГРП и ГРУ высокого давления (свыше 0,3 до 1,2 МПа). Поскольку принципиальные технологические схемы

ГРП и ГРУ аналогичны, условимся в дальнейшем применять термин ГРП.

Газорегуляторные пункты, как правило, размещают в отдельно стоящих зданиях или шкафах. Здание ГРП должно быть надземным, одноэтажным, из материалов I и II степени огнестойкости.

Пол в здании ГРП выполняют из негорюемых и не дающих

искру материалов для того, чтобы не возникали искры при падении металлических предметов, от металлических подковок на обуви и т. д. Двери в здании ГРП должны открываться наружу.

Помещение ГРП должно освещаться естественным (через окна) и искусственным (электрическим) светом. Проводку электрического освещения выполняют во взрывобезопасном исполнении. В целях безопасности допускается кососвет, т. е. освещение помещения рефлекторами, установленными снаружи помещения.

Вентиляция помещения ГРП должна быть естественной и обеспечивать трехкратный воздухообмен в течение 1 ч. Приток свежего воздуха осуществляется через жалюзийную решетку, а вытяжка — через регулируемый дефлектор в перекрытии помещения.

Помещение ГРП можно отапливать водяными или паровыми (низкое давление пара) системами от близлежащей котельной или от АГВ и других котлов, расположенных в пристройке. При всех условиях отопление должно обеспечить температуру в помещении ГРП не ниже 5 °С.

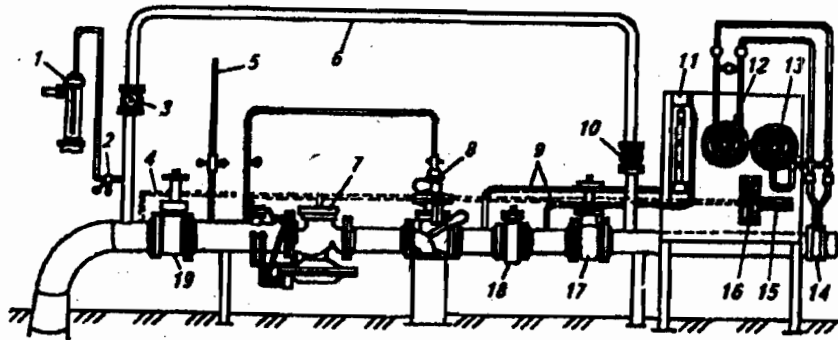


Рис. 28- Газорегуляторный пункт

1 — гидрозатвор; 2 — кран к гидрозатвору; 3 — задвижка на байпасе; 4 — импульсная трубка конечного давления; 5 — продувочная свеча; 6 — обводная линия (байпас); 7 — регулятор давления РДУК; 8 — предохранительно-запорный клапан; 9 — импульсные трубки до и после фильтра; 10 — кран на байпасе; 11 — дифференциальный манометр для замера перепада давления на фильтре; 12 — расходомер; 13 — регистрирующий манометр входного давления; 14 — диафрагма; 15 — показывающий манометр выходного давления; 16 — регистрирующий манометр выходного давления; 17 — входная задвижка; 18 — фильтр; 19 — выходная задвижка

Грозазащита помещения ГРП необходима в тех случаях, когда здание не попадает в зону грозовой защиты соседних объектов. В этом случае устанавливают молниеотвод. Если здание ГРП находится в зоне грозазащиты других объектов, то в нем делают только контур заземления.

Помещение ГРП оборудуют пожарным инвентарем (ящик с песком, огнетушители, кошма и т. д.).

На вводе газопровода в ГРП и на выходном газопроводе устанавливают отключающие устройства на расстоянии не менее 5 м и не более 100 м.

На рисунке 28 показаны компоновка и расположение газового оборудования ГРП. В ГРП имеется следующее оборудование: приборный щит, на который вынесены контрольно-измерительные приборы; обводной газопровод (байпас), оборудованный двумя задвижками, которые при отключенной основной линии используют как ручной двухступенчатый регулятор давления газа; газовое оборудование основной линии. На основной линии газовое оборудование располагается в такой последовательности:

входная задвижка для отключения основной линии; фильтр для очистки газа от различных механических примесей; предохранительный клапан, автоматически отключающий подачу газа потребителям в случае выхода из строя регулятора давления газа;

регулятор, который снижает давление газа и автоматически поддерживает его на заданном уровне независимо от расхода газа потребителями; гидрозатвор, присоединенный к газопроводу после выходной задвижки (служит для сброса в атмосферу части газа, когда неисправный регулятор начинает повышать выходное давление). Вместо гидрозатвора в ГРП могут применять другие сбросные устройства, например предохранительный сбросной клапан (ПСК). Таким образом, выходное давление газа контролируется предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК).

Предохранительный запорный клапан контролирует верхний и нижний пределы давления газа, а ПСК — только верхний. Причем сначала должен сработать ПСК, а затем — ПЗК, поэтому ПСК настраивают на меньшее давление, чем ПЗК. ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 15 %.

Классификация. Регуляторы давления классифицируют по назначению, характеру регулирующего воздействия, связи между входной и выходной величинами, способу воздействия на регулирующий клапан. Кроме того, регуляторы давления различают по устройству, диапазонам входных и выходных давлений, способам настройки, регулировки.

По характеру регулирующего воздействия регуляторы подразделяют на пропорциональные (статические) и астатические.

Мембрана 2 (рис. 29, а) астатического регулятора давления газа имеет поршневую форму, и ее активная площадь, воспринимающая давление газа, практически не меняется при любых положениях регулирующего клапана 6. Следовательно, если давление газа уравнивает силу тяжести мембраны 2 стержня 1 и клапана 6, то мембранной подвеске соответствует состояние астатического (безразличного) равновесия. Процесс регулирования давления газа будет протекать следующим образом. Предположим, что расход газа через регулятор равен его притоку и клапан 6 занимает какое-то определенное

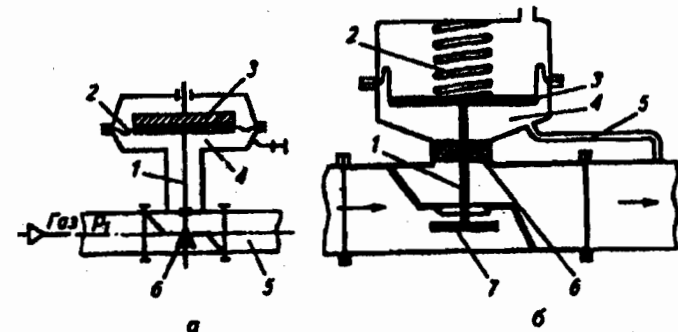


Рис. 29. Схема регуляторов давления:

а — астатического: 1 — стержень; 2 — мембрана; 3 — грузы; 4 — подмембранная полость; 5 — выход газа; 6 — клапан;

б — пропорционального: 1 — стержень; 2 — пружина; 3 — мембрана; 4 — подмембранная полость; 5 — импульсная трубка; 6 — сальник; 7 — клапан

положение. Если расход газа увеличится, то давление уменьшится и произойдет опускание мембранного устройства, что приведет к дополнительному открытию регулирующего клапана. После того как произойдет восстановление равенства между притоком и расходом, давление газа увеличится до заданной

величины. Если расход газа уменьшится и соответственно произойдет увеличение давления газа, процесс регулирования будет протекать в обратном направлении. Настраивают регулятор на необходимое давление газа с помощью специальных грузов 3, причем с увеличением их массы выходное давление газа возрастает.

Астатические регуляторы после возмущения приводят регулируемое давление к заданному значению независимо от величины нагрузки и положения регулирующего клапана. Равновесие системы возможно только при заданном значении регулируемого параметра, при этом регулирующий клапан может занимать любое положение. Астатические регуляторы часто заменяют пропорциональными.

В пропорциональных (статических) регуляторах в отличие от астатических подмембранная полость отделена от коллектора сальником и соединяется с ним импульсной трубкой, т. е. Узлы обратной связи расположены вне объекта. Вместо грузов мембрану действует сила сжатия пружины 2 (рис. 67, б). Если астатическом регуляторе малейшее изменение выходного давления газа может привести к перемещению регулирующего клапана из одного крайнего положения в другое, то в статическом полное перемещение клапана из одного крайнего положения в другое происходит только при соответствующем сжатии пружины.

Как астатические, так и пропорциональные регуляторы при работах с очень узкими пределами пропорциональности обладают свойствами систем, работающих по принципу "открыто—закрыто", т. е. при незначительном изменении параметра газа перемещение клапана происходит мгновенно. Чтобы устранить это явление, устанавливают специальные дроссели в штуцере, соединяющем рабочую полость мембранного устройства с газопроводом или свечой. Установка дросселей позволяет уменьшить скорость перемещения клапанов и добиться более устойчивой работы регулятора.

По способу воздействия на регулирующий клапан различают регуляторы прямого и непрямого действия. В регуляторах прямого действия регулирующий клапан находится под действием регулирующего параметра прямо или через зависимые параметры и при изменении величины регулируемого параметра приводится в действие усилием, возникающим в чувствительном элементе регулятора, достаточным для перестановки регулирующего

клапана без постороннего источника энергии.

В регуляторах непрямого действия чувствительный элемент воздействует на регулирующий клапан посторонним источником энергии (сжатый воздух, вода или электрический ток).

При изменении величины регулирующего параметра усилие, возникающее в чувствительном элементе регулятора, приводит в действие вспомогательное устройство, открывающее доступ энергии от постороннего источника в механизм, перемещающий регулирующий клапан.

Регуляторы давления прямого действия менее чувствительны, чем регуляторы непрямого действия. Относительно простая конструкция и высокая надежность регуляторов давления прямого действия обусловили их широкое применение в газовом хозяйстве.

Дроссельные устройства. Дроссельные устройства (рис. 30) регуляторов давления — клапаны различных конструкций. В регуляторах давления газа применяют односедельные и двухседельные клапаны.

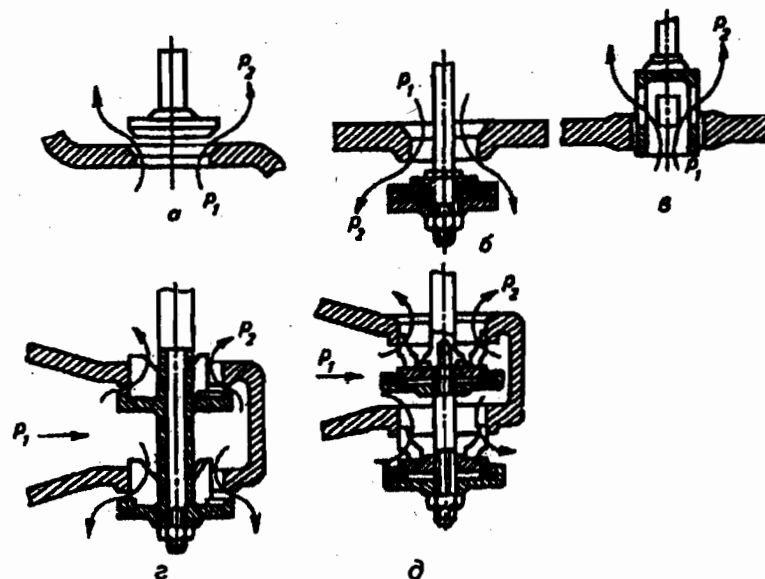


Рис.30. Дроссельные устройства регуляторов давления газа:

а — клапан жесткий односедельный; б — клапан мягкий односедельный; в — клапан цилиндрический с окном для прохода газа; г — клапан жесткий двухседельный неразрезной с направляющими перьями; д — клапан мягкий двухседельный

На односедельные клапаны (рис.30 , а, б) действует одностороннее усилие, равное произведению площади отверстия седла на разность давлений с обеих сторон клапана. Наличие усилия только с одной стороны затрудняет процесс регулирования и одновременно увеличивает влияние изменения давления до регулятора на выходное давление. Вместе с тем эти клапаны обеспечивают надежное отключение газа при отсутствии его отбора, что обусловило их широкое применение в конструкциях регуляторов, используемых в ГРП.

Двухседельные клапаны (рис. 30 , г, д) не обеспечивают герметичного закрытия. Это объясняется неравномерностью износа седел, сложностью притирки затвора одновременно к двум седлам, а также тем, что при температурных колебаниях неодинаково изменяются размеры затвора и седла.

От размера клапана и величины его хода зависит пропускная способность регулятора. Поэтому регуляторы подбирают в зависимости от максимально возможного потребления газа, а также по размеру клапана и величине его хода.

Регуляторы, устанавливаемые в ГРП, должны работать в диапазоне нагрузок от 0 ("на тупик") до максимума.

Пропускная способность регулятора зависит от отношения давлений до и после регулятора, плотности газа и конечного давления. В инструкциях и справочниках имеются таблицы пропускной способности регуляторов при перепаде давления 0,01 МПа. Для определения пропускной способности регуляторов при других параметрах необходимо делать пересчет.

Мембраны. С помощью мембран энергия давления газа преобразовывается в механическую энергию движения, передающуюся через систему рычагов на клапан. Выбор конструкции мембран зависит от назначения регуляторов давления. В астатических регуляторах постоянство рабочей поверхности мембраны достигается приданием ей поршневой формы и применением ограничителей изгиба гофра.

Наибольшее применение в конструкциях регуляторов нашли кольцевые мембраны (рис.31). Их использование облегчило замену мембран во время ремонтных работ и позволило унифицировать основные измерительные устройства различных видов регуляторов. Движение мембранного устройства вверх и вниз происходит за счет деформации плоского гофра, образованного опорным диском 1. Если мембрана находится в крайнем нижнем положении, то активная площадь мембраны ($F_{\max}$) - вся ее по-

верхность. Если мембрана перемещается в крайнее верхнее положение, то ее активная площадь уменьшается до площади диска ($F_{\min}$). С уменьшением диаметра диска разность между максимальной и минимальной активной площадью будет увеличиваться. Следовательно, для подъема кольцевых мембран необходимо постепенное нарастание давления, компенсирующее уменьшение активной площади мембраны. Если мембрана в процессе работы подвергается попеременному давлению с обеих сторон, ставят два диска — сверху и снизу.

У регуляторов низкого выходного давления одностороннее давление газа на мембрану уравнивается пружинами или грузами. У регуляторов высокого или среднего выходного давления газ подводится к обеим сторонам мембраны, разгружая ее от односторонних усилий.



Рис.31. Кольцевая мембрана:
а — с одним диском; б — с двумя дисками; 1 — диск; 2 — гофра

Регуляторы прямого действия подразделяют на пилотные и беспилотные. Пилотные регуляторы (РСД, РДУК и РДВ) имеют управляющее устройство в виде небольшого регулятора, который называется *пilotом*.

Беспилотные регуляторы (РД, РДК и РДГ) не имеют управляющего устройства и отличаются от пилотных габаритами и пропускной способностью.

Рассмотрим наиболее распространенные регуляторы давления прямого действия.

Регуляторы РД-32М и РД-50М. Эти регуляторы беспилотные, прямого действия, различаются по условному проходу 32 и 50 мм и обеспечивают подачу газа соответственно до 200 и 750 м³/ч. Корпус регулятора РД-32М присоединяют к газопроводу насадными гайками 5 (рис. 32). По импульсной трубке 10 редуцируемый газ подается в подмембранное пространство регулятора и оказывает давление на эластичную мембрану 1. Сверху на

мембрану оказывает противодействие пружина 2. Если расход газа увеличится, то его давление за регулятором понизится, соответственно уменьшится и давление газа в подмембранном пространстве регулятора, равновесие мембраны нарушится и она под действием пружины 2 переместится вниз. Вследствие перемещения мембраны вниз рычажный механизм 11 отодвинет поршень 9 от клапана 8. Расстояние между клапаном и поршнем увеличится, это приведет к увеличению расхода газа и восстановлению конечного давления. Если расход газа за регулятором уменьшится, то выходное давление повысится и процесс регулирования произойдет в обратном направлении. Сменные клапаны 8 позволяют изменять пропускную способность регуляторов. Настраивают регуляторы на заданный режим давления — с помощью регулируемой пружины 2, гайки 3 и регулировочного винта 4.

В часы минимального газопотребления выходное давление газа может повыситься и вызвать разрыв мембраны регулятора. Предохраняет мембрану от разрыва специальное устройство: предохранительный клапан 12, встроенный в центральную часть мембраны. Клапан 12 обеспечивает сброс газа из подмембранного пространства в атмосферу.

Комбинированные регуляторы. Отечественная промышленность выпускает четыре разновидности таких регуляторов. Это — РДНК-400, РДГД-20, РДСК-50, РГД-80. Указанные регуляторы получили такое название потому, что в корпусе регулятора вмонтированы сбросной и запорный клапаны. На рисунках 33, 72, 73 и 74 показаны схемы комбинированных регуляторов.

Регулятор РДНК-400 — регулятор давления газа с низким выходным давлением комбинированный.

Завод-изготовитель поставяет регулятор, настроенный на выходное давление 2 кПа, с соответствующей настройкой сбросного клапана и отключающего устройства. Выходное давление регулируют вращением винта 7 (рис. 33). При вращении по ходу часовой стрелки выходное давление увеличивается, а против — уменьшается.

Сбросной клапан настраивают вращением гайки, которая ослабляет или сжимает пружину.

Регулятор РДГД-20. Регулятор давления газа домовой РДГД-20, предназначенный для снижения давления природного газа со среднего до низкого, имеет встроенный отсечный клапан, работает при температуре окружающего воздуха от -30 до

50 °С.

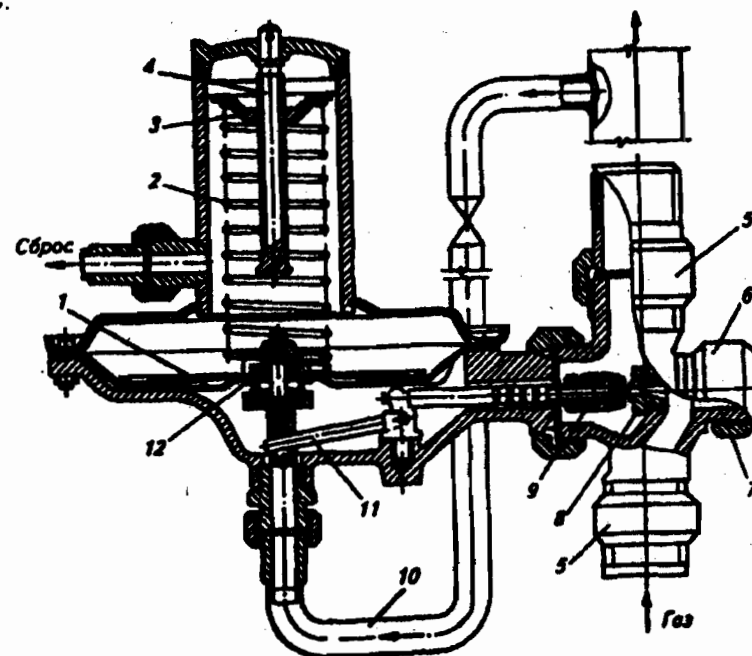


Рис.32. Регулятор давления РД-32М:

1 — мембрана; 2 — регулируемая пружина; 3, 5 — гайки; 4 — регулировочный винт; 6 — пробка; 7 — ниппель; 8, 12 — клапаны; 9 — поршень; 10 — импульсная трубка конечного давления; 11 — рычажный механизм

Техническая характеристика регулятора РДНК-400

Максимальное входное давление, МПа	0,6
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2...3,5
Пропускная способность при входном давлении 0,6 МПа, м ³ /ч, не менее	400
Неравномерность регулирования, %, не более	±10
Диапазон настройки давления начала срабатывания сбросного клапана, кПа	2,8...4
Диапазон настройки давления срабатывания отключающего устройства, кПа:	
при понижении выходного давления	0,7...1,1
при повышении выходного давления	4...5
Условный проход входного и выходного патрубков, мм	50

Максимальная пропускная способность $86 \text{ м}^3/\text{ч}$. При снижении входного давления до 50 кПа она составляет не менее $20 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Пропускная способность сбросного клапана не менее $0,12 \text{ м}^3/\text{ч}$ при давлении 3,5 кПа; диапазон его настройки на начало срабатывания 2,8...3,1 кПа. Отсечный клапан настраивают на срабатывание при снижении выходного давления до 0,7... 1,1 кПа или повышении его до 4...5 кПа.

Регулятор настраивают на выходное давление вращением по резьбе шайбы 10 (рис. 34), которой регулируют сжатие пружины 11. Для настройки предохранительного сбросного клапана вращением гайки 9 изменяют сжатие пружины 7. Отсечный клапан при повышении давления настраивают изменением сжатия пружины 26 при помощи регулировочной гайки 25; при снижении давления — изменением сжатия пружины регулировочной гайкой 24. Открывают отсечный клапан вручную перемещением штока 32.

Регулятор следует монтировать стаканом 12 вверх; Размещают регулятор на вводе в здание, лестничной клетке и др.

Регулятор РДСК-50. В регуляторе давления газа с выходным средним давлением, комбинированном РДСК-50, сконструированы независимо работающие регулятор давления, автоматическое отключающее устройство, сбросной клапан, фильтр для отделения пыли (рис. 35).

Завод-изготовитель поставляет регулятор, настроенный на выходное давление 0,05 МПа, с соответствующей настройкой сбросного клапана и отключающего устройства. При настройке выходного давления регулятора, а также срабатывания сбросного клапана и отключающего устройства используют сменные пружины, входящие в комплект поставки.

Выходное давление настраивают вращением направляющей 9. При вращении по ходу часовой стрелки выходное давление увеличивается, а против — уменьшается. Давление срабатывания сбросного клапана регулируют вращением гайки 6.

Отключающее устройство настраивают, понижая выходное давление сжатием или ослаблением пружины 21, вращая направляющую 23, а также повышая выходное давление сжатием или ослаблением пружины 22, вращая направляющую 24.

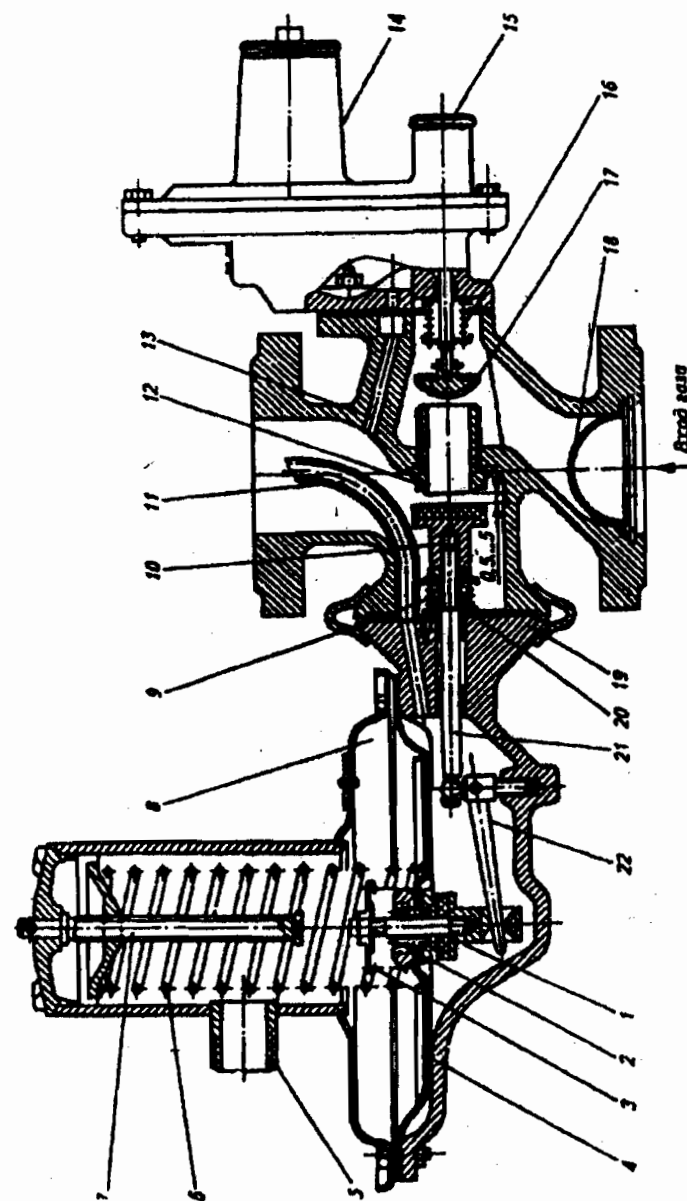


Рис. 33 Регулятор давления газа РДК-400:

1- клапан сбросной; 2, 20 - гайка; 3- пружина настраивки сбросного клапана; 4- мембрана рабочая; 5- шпатель; 6- пружина настраивки выходного давления; 7- винт регулировочный; 8- камера мембранная; 9, 16 пружины; 10 - клапан рабочий; 11, 13 - пружины настраивки; 12- солено; 14- стакан; 15- крышка; 17- клапан отсечный; 18- фильтр; 19- корпус; 21, 22- механизм рычажный

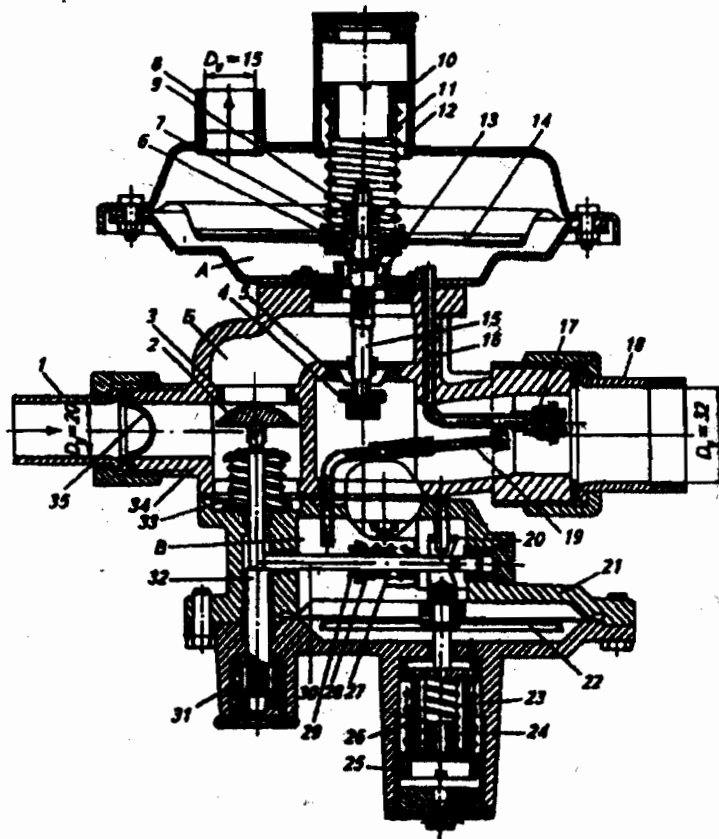


Рис.34. Регулятор давления газа РДГД-20:

1 — штуцер газопровода подводящего; 2 — плунжер ПЗК; 3, 5 — седла; 4 — плунжер; 6 — кран предохранительно-сбросной; 7, 11, 23, 26, 27, 33 — пружины; 8 — штуцер; 9 — гайка; 10 — шайба; 12 — стакан; 13 — мембрана разгрузочная; 14, 22 — мембраны; 15, 30, 32 — штоки; 16, 19 — трубки импульсные; 17 — головка восприятия статического напора; 18 — штуцер газопровода низкого давления; 20 — толкатель; 21 — коробка; 24, 25 — гайки регулировочные; 28 — втулка; 29 — упор; 31 — пробка; 34 — корпус регулятора; 35 — сетка фильтрующая; А — полость подмембранная; Б — полость входная; В — полость надмембранная

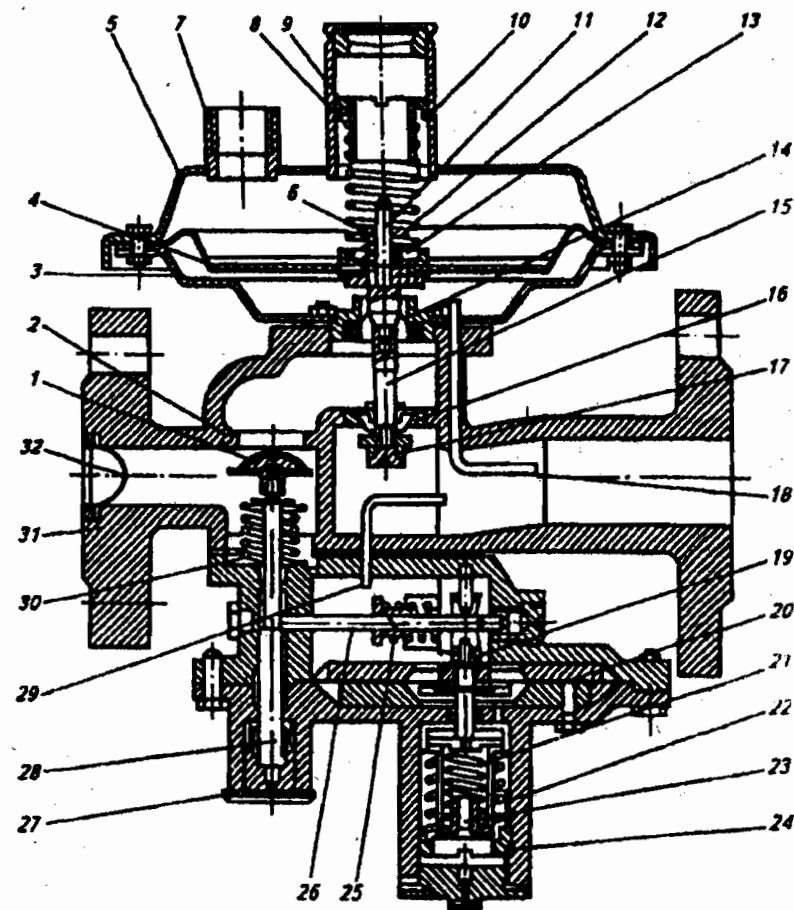


Рис.35. Регулятор давления газа РДСК-50:

1 — клапан отсечный; 2 — седло клапана; 3 — корпус; 4, 20 — мембрана; 5 — крышка; 6 — гайка; 7 — штуцер; 8, 12, 21, 22, 25, 30 — пружины; 9, 23, 24 — направляющие; 10 — стакан; 11, 15, 26, 28 — штоки; 13 — клапан сбросной; 14 — мембрана разгрузочная; 16 — седло рабочего клапана; 17 — клапан рабочий; 18, 29 — трубки импульсные; 19 — толкатель; 27 — пробка; 31 — корпус регулятора; 32 — сетка

Пуск регулятора после устранения неисправностей, вызвавших срабатывание отключающего устройства, выполняют вывертыванием пробки 27, в результате чего клапан перемещает-

ся вниз до тех пор, пока шток 26 под действием пружины 25 переместится влево и западет за выступ штока клапана 1, удерживая его таким образом в открытом положении. После этого пробку 27 ввертывают до упора.

Техническая характеристика регулятора РДСК-50

Максимальное входное давление, МПа	< 1,2
Пределы настройки выходного давления, МПа	0,0 1...0,1
Пропускная способность при входном давлении 0,3 МПа, м ³ /ч, не менее	200
Колебание выходного давления без перенастройки регулятора при изменении расхода газа и колебаний входного давления на $\pm 25\%$, МПа, не более	± 10
Верхний предел настройки давления начала срабатывания сбросного клапана, МПа	0,11
Верхний и нижний пределы настройки давления срабатывания автоматического отключающего устройства, МПа:	
при повышении выходного давления	< 0,14
при понижении выходного давления	0 < 0,004
Условный проход, мм:	
входного патрубка	32
выходного патрубка	50

Регулятор устанавливают на горизонтальном участке газопровода стаканом вверх.

Регулятор РДГ-80. Разрабатывается и осваивается производство базовых образцов параметрического ряда комбинированных регуляторов для районных ГРП на условные проходы 50, 80, 100, 150 мм, которые лишены недостатков, присущих другим регуляторам.

Каждый тип регуляторов предназначен для редуцирования высокого или среднего давления газа на среднее или низкое, автоматическое поддержание выходного давления на заданном уровне независимо от изменения расхода и входного давления, а также для автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении и понижении выходного давления сверх допустимых заданных значений.

Область применения их -- ГРП и узлы редуцирования ГРУ промышленных, коммунальных и бытовых объектов.

Регуляторы этого типа непрямого действия.

В состав регулятора входят: исполнительное устройство, стабилизатор, регулятор управления (пилот).

Регулятор давления газа РДГ-80 (рис. 36) обеспечивает устойчивое и точное регулирование (неравномерность регулиро-

вания не превышает $\pm 5\%$ давления газа во всем диапазоне расходов) давления газа от минимального до максимального, тем самым повышая надежность работы систем газоснабжения. Это достигается тем, что регулирующий клапан исполнительного устройства выполнен в виде двух подпружиненных клапанов разных диаметров, обеспечивающих устойчивость регулирования во всем диапазоне расходов, а в регуляторе управления (пилоте) рабочий клапан расположен на двуплечем рычаге, противоположный конец которого подпружинен, задающее усилие на рычаг накладывается между опорой рычага и пружиной. Так обеспечиваются герметичность рабочего клапана и точность регулирования пропорционально соотношению плеч рычага.

Исполнительное устройство состоит из корпуса, внутри которого установлено большое седло. Мембранный привод включает мембрану жестко соединенного с ней штока, на конце которого закреплен малый клапан, между выступом штока и малым клапаном свободно расположен большой клапан, одновременно на штоке закреплено седло малого клапана. Оба клапана подпружинены. Шток перемещается во втулках направляющей колонки корпуса. Под седлом расположен шумогаситель, выполненный в виде патрубка с целевыми отверстиями.

Стабилизатор предназначен для поддержания постоянного давления на входе в регулятор управления (пилот), т. е. для исключения влияния колебаний входного давления на работу регулятора в целом.

Стабилизатор выполнен в виде регулятора прямого действия и включает в себя корпус, узел мембраны с пружинной нагрузкой, рабочий клапан, который расположен на двуплечем рычаге, противоположный конец которого подпружинен. При такой конструкции удалось достигнуть герметичности рабочего клапана регулятора управления и стабилизировать выходное давление.

Регулятор управления (пилот) изменяет управляющее давление в надмембранной полости исполнительного устройства с целью перестановки регулирующих клапанов исполнительного устройства в случае рассогласования системы регулирования.

Надклапанная полость регулятора управления импульсной трубкой через дроссельные устройства связана с подмембранной полостью исполнительного механизма и со сбросным газопроводом.

Подмембранная полость связана импульсной трубкой с над-

мембранной полостью исполнительного механизма. С помощью регулировочного винта мембранной пружины регулятора управления настраивают регулирующий клапан на заданное выходное давление.

Регулируемые дроссели из подмембранной полости исполнительного устройства и на сбросной импульсной трубке служат для настройки на спокойную работу регулятора.

Регулируемый дроссель включает в себя корпус, иглу с прорезью и пробку.

Манометр служит для контроля давления после стабилизатора.

Механизм контроля отсечного клапана обеспечивает непрерывный контроль выходного давления и выдачу сигнала на срабатывание отсечного клапана в исполнительном устройстве при аварийных повышении и понижении выходного давления сверх допустимых заданных значений.

Механизм контроля состоит из разъемного корпуса, мембраны, штока большой и малой пружин, уравнивающих действие на мембрану импульса выходного давления.

Перепускной клапан предназначен для уравнивания давления в камерах входного патрубка до и после отсечного клапана при введении его в рабочее состояние.

Регулятор работает следующим образом.

Для пуска регулятора в работу необходимо открыть перепускной клапан, входное давление газа поступает по импульсной трубке в надклапанное пространство исполнительного устройства. Давление газа до отсечного клапана и после него выравнивается. Поворотом рычага открываем отсечный клапан. Давление газа через седло отсечного клапана поступает в надклапанное пространство исполнительного устройства и по импульсному газопроводу — в подклапанное пространство стабилизатора. Под усилением пружины и давлением газа клапаны исполнительного устройства закрыты.

Пружина стабилизатора настроена на заданное выходное давление газа. Входное давление газа редуцируется до заданной величины $(0,3...0,5)10^5$ Па, поступает в надклапанное пространство стабилизатора и через сверление — в подмембранное пространство стабилизатора и по импульсной трубке — в подклапанное пространство регулятора давления (пилота).

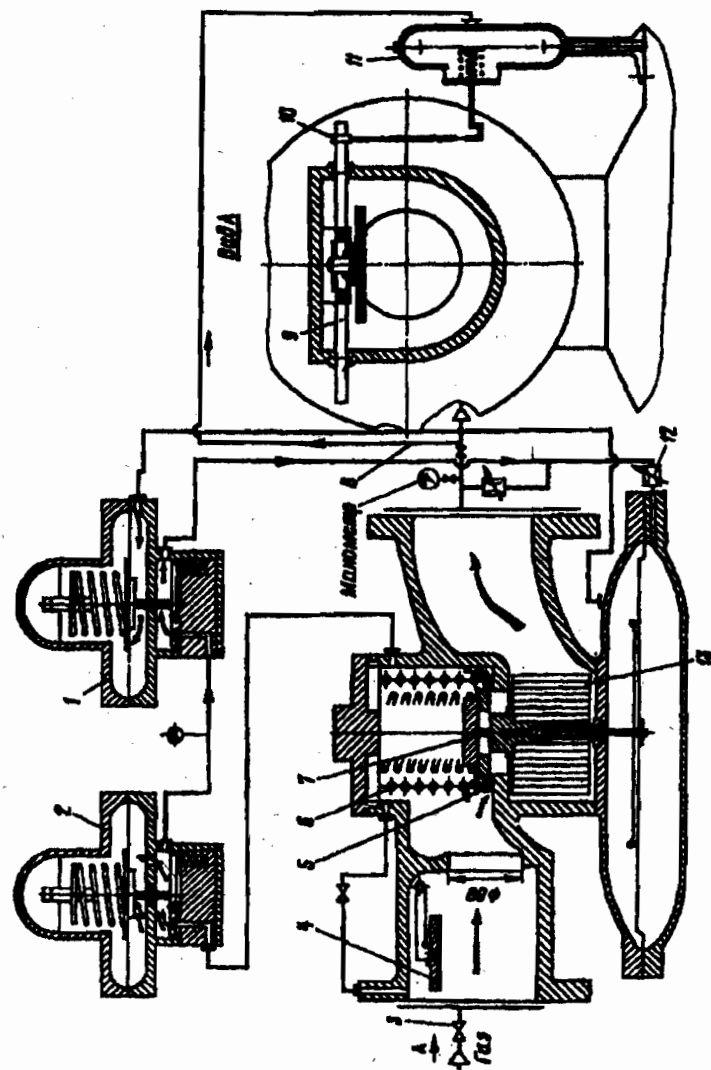


Рис.36. Регулятор РДГ-80:

1 — регулятор давления; 2 — стабилизатор давления; 3 — клапанный кран; 4 — отсечный клапан; 5 — рабочий большой клапан; 6 — пружина; 7 — рабочий малый клапан; 8 — импульсный газопровод; 9 — поворотный ось отсечного клапана; 10 — поворотный рычаг; 11 — механизм контроля отсечного устройства; 12 — дроссель регулируемый; 13 — штурвал

Сжимающая регулировочная пружина пилота воздействует на мембрану, мембрана опускается вниз, через тарелку действует на шток, который перемещает коромысло. Клапан пилота открывается. От регулятора управления (пилот) газ через регулируемый дроссель поступает в подмембранную полость исполнительного механизма. Через дроссель подмембранная полость исполнительного устройства соединяется с полостью газопровода за регулятором. Давление газа в подмембранной полости исполнительного устройства больше, чем в надмембранной. Мембрана с жестко соединенным с ней штоком, на конце которого закреплен малый клапан, придет в движение и откроет проход газу через образовавшуюся щель между управлением малого клапана и малым седлом, которое непосредственно установлено в большом клапане. При этом большой клапан под действием пружины и входного давления прижат к большому седлу, и поэтому расход газа определяется проходным сечением малого клапана.

Выходное давление газа по импульсным линиям (без дросселей) поступает в подмембранное пространство регулятора давления (пилот), в надмембранное пространство исполнительного устройства и на мембрану механизма контроля отсечного клапана.

При увеличении расхода газа под действием управляющего перепада давления в полостях исполнительного устройства мембрана придет в дальнейшее движение и шток своим выступом начнет открывать большой клапан и увеличит проход газа через дополнительно образовавшуюся щель между уплотнением большого клапана и большим седлом.

При уменьшении расхода газа большой клапан под действием пружины и отходящего в обратную сторону под действием измененного управляющего перепада давления в полостях исполнительного устройства штока с выступами уменьшит проходное сечение большого клапана и в дальнейшем перекроет большое седло, при этом малый клапан остается открытым, и регулятор начнет работать в режиме малых нагрузок. При дальнейшем уменьшении расхода газа малый клапан под действием пружины и управляющего перепада давления в полостях исполнительного устройства вместе с мембраной придет в дальнейшее движение в обратную сторону и уменьшит проход газа, а при отсутствии расхода газа малый клапан перекроет седло.

В случае аварийных повышений или понижений выходного

давления мембрана механизма контроля перемещается влево или вправо, шток отсечного клапана выходит из соприкосновения со штоком механизма контроля, отсечный клапан под действием пружины перекрывает вход газа в регулятор.

Регуляторы конструкции Казанцева (РДУК). Регуляторы РДУК-2 выпускают с условным проходом 50, 100 и 200 мм. Их характеристики указаны в таблице 13. Регуляторы РДУК-2 (рис.37) состоят из следующих элементов: регулирующего клапана с мембранным приводом (исполнительный механизм); регулятора управления (пилот); дросселей и соединительных трубок. Газ начального давления до поступления в регулятор управления проходит через фильтр, что улучшает условия работы пилота. Мембрана регулятора по периферии зажата между корпусом и крышкой мембранной коробки, а в центре — между плоским и чашеобразным дисками. Чашеобразный диск упирается в проточку крышки, что обеспечивает центрирование мембраны перед ее зажимом.

Таблица 13

Характеристики регуляторов РДУК

Пропускная способность при перепаде давления 10 000 Па и плотности 1 кг/м ³ , м ³ /ч	Диаметр, мм		Давление, МПа	
	Условного прохода	клапана	максимальное входное	конечное
300	50	35	1,2	0,0005...0,06
610	100	50	1,2	0,0005...0,06
1000	150	70	1,2	0,06...0,6
2200	200	105	1,2	0,0005...0,06
3200	300	140	0,6	0,06...0,6

В середину гнезда тарелки мембраны упирается толкатель, а на него давит шток 7, который свободно перемещается в колонне 6. На верхний конец штока свободно навешен золотник клапана. Плотное закрытие седла клапана обеспечивается за счет массы золотника и давления газа на него.

Газ, выходящий из пилота, по импульсной трубке 12 поступает под мембрану регулятора и частично по трубке 14 сбрасывается в выходной газопровод. Для ограничения этого сброса в месте соединения трубки 14 с газопроводом устанавливают дроссель диаметром 2 мм, за счет чего достигается получение необходимого давления газа под мембраной регулятора при незначительном расходе газа через пилот. Импульсная трубка 13

соединяет надмембранную полость регулятора с выходным газопроводом. Надмембранная полость пилота, отделенная от его выходного штуцера, также сообщается с выходным газопроводом через импульсную трубку 1. Если давление газа на обе стороны мембраны 8 регулятора одинаково, то клапан регулятора закрыт. Клапан может быть открыт только в том случае, если давление газа под мембраной достаточно для преодоления давления газа на клапан сверху и преодоления силы тяжести мембранной подвески.

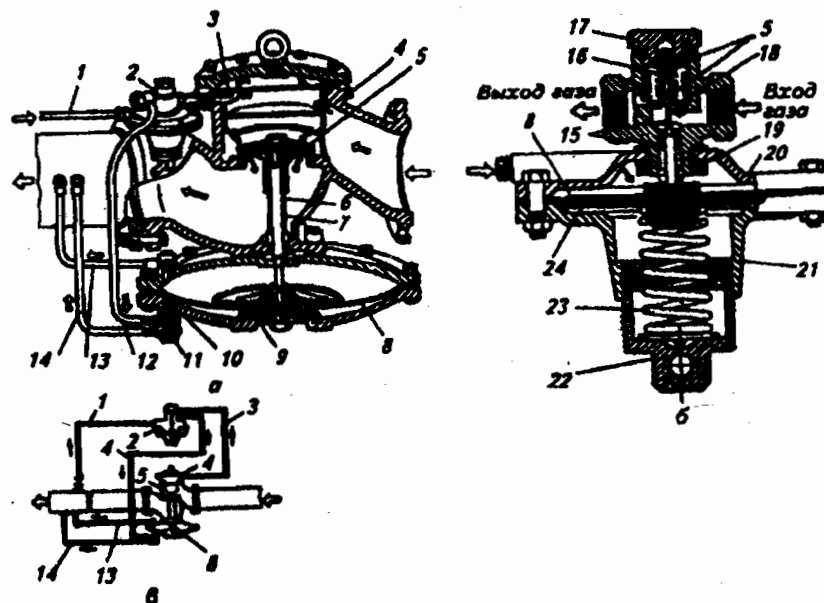


Рис.37. Регулятор РДУК-2:

а — регулятор в разрезе; б — пилот регулятора; в — схема обвязки регулятора; 1, 3, 12, 13, 14 — импульсные трубки; 2 — регулятор управления (пилот); 4 — корпус; 5 — клапан; 6 — колонна; 7 — шток клапана; 8 — мембрана; 9 — опора; 10 — дроссель; 11 — штуцер; 15 — штуцер с толкателем; 16, 23 — пружины; 17 — пробка; 18 — седло клапана пилота; 19 — гайка; 20 — крышка корпуса; 21 — корпус пилота; 22 — резьбовой стакан; 24 — диск

Регулятор работает следующим образом. Газ начального давления из надклапанной камеры регулятора попадает в пилот. Пройдя клапан пилота, газ движется по импульсной трубке 12, проходит через дроссель и поступает в газопровод после регулирующего клапана.

Клапан пилота, дроссель 10 и импульсные трубки 12, 13, 14

представляют собой усилительное устройство дроссельного типа.

Импульс конечного давления, воспринимаемый пилотом, усиливается дроссельным устройством, трансформируется в командное давление и по трубке 12 передается в подмембранное пространство исполнительного механизма, перемещающий клапан 5.

При уменьшении расхода газа давление после регулятора начинает возрастать. Это передается по импульсной трубке 1 на мембрану пилота, которая опускается вниз, закрывая клапан пилота. В этом случае газ с высокой стороны по импульсной трубке 3 не может пройти через пилот. Поэтому давление его под мембраной регулятора постепенно уменьшается. Когда давление под мембраной окажется меньше силы тяжести тарелки и давления, оказываемого клапаном регулятора, а также давления газа на клапан сверху, то мембрана пойдет вниз, вытесняя газ из-под мембранной полости через импульсную трубку 14 на сброс. Клапан постепенно начинает закрываться, уменьшая отверстие для прохода газа. Давление после регулятора понизится до заданной величины.

При увеличении расхода газа давление после регулятора уменьшается. Это передается по импульсной трубке 1 на мембрану пилота. Мембрана пилота под действием пружины идет вверх, открывая клапан пилота. Газ с высокой стороны по импульсной трубке 3 поступает на клапан пилота и затем по импульсной трубке 12 идет под мембрану регулятора. Часть газа поступает на сброс по импульсной трубке 14, а часть — под мембрану. Давление газа под мембраной регулятора возрастает и, преодолевая массу мембранной подвески и давление газа на клапан, перемещает мембрану вверх. Клапан регулятора при этом открывается, увеличивая отверстие для прохода газа. Давление газа после регулятора повышается до заданной величины.

При повышении давления газа перед регулятором он реагирует так же, как в первом рассмотренном случае. При понижении давления газа перед регулятором он срабатывает так же, как во втором случае.

Регуляторы РДБК-1. Регуляторы давления РДБК-1 — модернизация рассмотренного выше регулятора РДУК-2, а также статическое устройство прямого и непрямого действия с командным прибором — регулятором управления. Регулятор поддер-

живает заданное выходное давление при переменном входном давлении и при изменении расхода газа от нуля до максимального. Регуляторы могут применяться на закольцованных и тупиковых городских ГРП, а также на ГРП промышленных и коммунальных предприятий. В зависимости от исполнения в состав регулятора давления типа РДБК могут включаться различные приборы (табл. 14).

Эти приборы управления имеют следующие назначения:

регулирующий клапан с регулируемыми дросселями обеспечивает настройку регулятора на устойчивую работу (без вибрации и качки) путем изменения площади проходных сечений потоков газа на сбросе к подмембранной камере регулирующего клапана;

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

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

стабилизатор обеспечивает поддержание постоянного перепада давления на клапане регулятора управления непрямого действия; работу регулятора практически независимо от колебаний входного давления.

Регуляторы типа РДБК изготавливают в двух исполнениях.

В первом исполнении: регулятор типа РДБК-1, собранный по схеме непрямого действия и включающий в себя односедельный регулирующий клапан, регулятор управления непрямого действия, стабилизатор, два регулируемых дросселя и дроссель надмембранной камеры регулирующего клапана.

Во втором исполнении: регулятор типа РДБК-1П, собранный по схеме прямого действия и включающий в себя односедельный регулирующий клапан, регулятор управления прямого действия, два регулирующих дросселя, а также дроссель надмембранной камеры регулирующего клапана.

Таблица 14

Модификации и комплектация регуляторов РДБК-1

Модификация	Регулирующий клапан с регулируемыми дросселями (исполнительный механизм)	Приборы управления			Принцип работы
		регулятор непрямого действия	регулятор прямого действия	Стабилизатор	
РДБК-1-25	+	+	--	+	По схеме непрямого действия
РДБК-1П-25	+	--	+	--	По схеме прямого действия
РДБК-1-50	+	+	--	+	По схеме непрямого действия
РДБК-1П-50	+	--	+	--	По схеме прямого действия
РДБК-1-100	+	+	--	+	По схеме непрямого действия
РДБК-1П-100	+	--	+	--	По схеме прямого действия

В обоих случаях регуляторы устанавливают только на горизонтальном участке газопровода мембранной камерой вниз.

Предохранительные устройства регуляторов

Газорегуляторные пункты и установки помимо регуляторов давления комплектуют также вспомогательными устройствами и оборудованием: предохранительно-запорными клапанами, гидравлическими затворами, пружинными сбросными клапанами, фильтрами для очистки газа от механических примесей и т.д.

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

Предохранительно-сбросные устройства, применяемые в ГРП, обеспечивают сброс избыточного количества газа в случае неплотного закрытия ПЗК или регулятора. Монтируют их на от-

водящем патрубке газопровода конечного давления, а выходной штуцер подключают к отдельной свече. Если технологический процесс потребителей газа предусматривает непрерывную работу газовых горелок, то ПЗК не устанавливают, а монтируют только сбросные клапаны. В этом случае необходимо установить сигнализаторы давления газа, оповещающие о повышении давления газа сверх допустимой величины. Если ГРП и ГРУ снабжают газом тупиковые объекты, то установка ПЗК необходима. Рассмотрим наиболее распространенные типы запорных и предохранительных устройств.

Предохранительно-запорные клапаны ПЗК и ПКВ. Клапаны контролируют верхний и нижний пределы выходного давления газа, они выпускаются с условными проходами 50, 80, 100 и 200 мм. Клапан ПКВ отличается от клапана ПЗК тем, что у него активная площадь мембраны меньше за счет наложения на нее стального кольца.

В открытом положении клапан удерживается рычагом 4 (рис.38). Сам рычаг удерживается в верхнем положении за штифт 3 крючком анкерного рычага 2. Ударник 9 за счет штифта 10 упирается в коромысло 11 и удерживается в вертикальном положении.

Импульс конечного давления газа через штуцер 1 подается в подмембранное пространство клапана и оказывает противодействие на мембрану 12. Перемещению мембраны вверх препятствует пружина 7. Если давление газа повысится сверх нормы, то мембрана переместится вверх и соответственно переместится вверх гайка 5. Вследствие этого левый конец коромысла переместится вверх, а правый опустится и выйдет из зацепления со штифтом 10. Ударник, освободившись от зацепления, упадет и ударит по концу анкерного рычага 2. Вследствие этого рычаг выводится из зацепления со штифтом 3 и клапан перекроет проход газа. Если давление газа понизится ниже допустимой нормы, то давление газа в подмембранном пространстве клапана становится меньше усилия, создаваемого пружиной 8, опирающейся на выступ штока мембраны 12. В результате мембрана и шток с гайкой 5 переместятся вниз, увлекая конец коромысла 11 вниз. Правый конец коромысла поднимется, выйдет из зацепления со штифтом 10 и вызовет падение ударника 9.

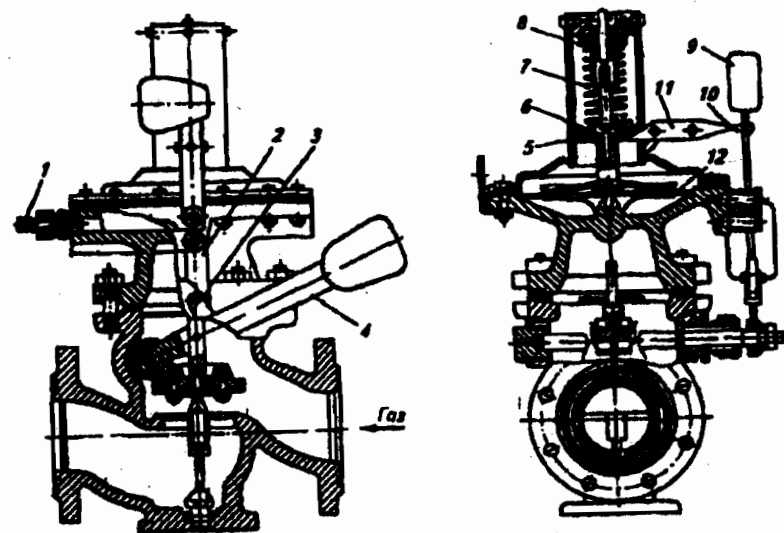


Рис.38. Предохранительно-запорный клапан ПЗК (ПКВ):
1 — штуцер; 2,4 — рычаги; 3, 10 — штифты; 5 — гайка; 6 — тарелка; 7, 8 — пружины; 9 — ударник; 11 — коромысло; 12 — мембрана

Рекомендуется следующий порядок настройки. Сначала клапан настраивают на нижний предел срабатывания. Во время настройки давление за регулятором следует поддерживать несколько выше установленного предела, затем, медленно снижая давление, убедиться, что клапан срабатывает при установленном нижнем пределе. При настройке верхнего предела необходимо поддерживать давление немного больше настроенного нижнего предела. По окончании настройки нужно повысить давление, чтобы убедиться, что клапан срабатывает именно при заданном верхнем пределе допустимого давления газа.

Запорно-предохранительный клапан ПЗК-40М. В шкафовых ГРУ устанавливают малогабаритный запорно-предохранительный клапан ПЗК-40М. Этот клапан рассчитан на входное давление 0,6 МПа. Для открытия клапана отвинчивают входную пробку 8 (рис. 39), после чего импульсная камера клапана сообщается с атмосферой через отверстие 7. Под действием давления газа мембрана 10, шток 12 и клапан 13 перемещаются вверх, при этом, когда мембрана находится в крайнем верхнем положении, отверстие 5 в штоке клапана прикрывается

резиновым уплотнением 4 и поступление газа из корпуса в импульсную камеру 9 прекращается. Затем пусковую пробку заворачивают. Через открытый клапан газ поступает на регуляторы давления и по импульсной трубке — в камеру 9. Если давление газа за регуляторами повысится сверх установленных пределов, то мембрана 6, преодолевая упругость пружины 3, переместится вверх, в результате чего отверстие 5, прикрытое ранее резиновым уплотнением 4, откроется. Верхняя мембрана 6, поднимаясь, упирается своим диском в крышку, а нижняя под действием пружины 11 и массы клапана со штоком опускается вниз, и клапан закрывает проход газа.

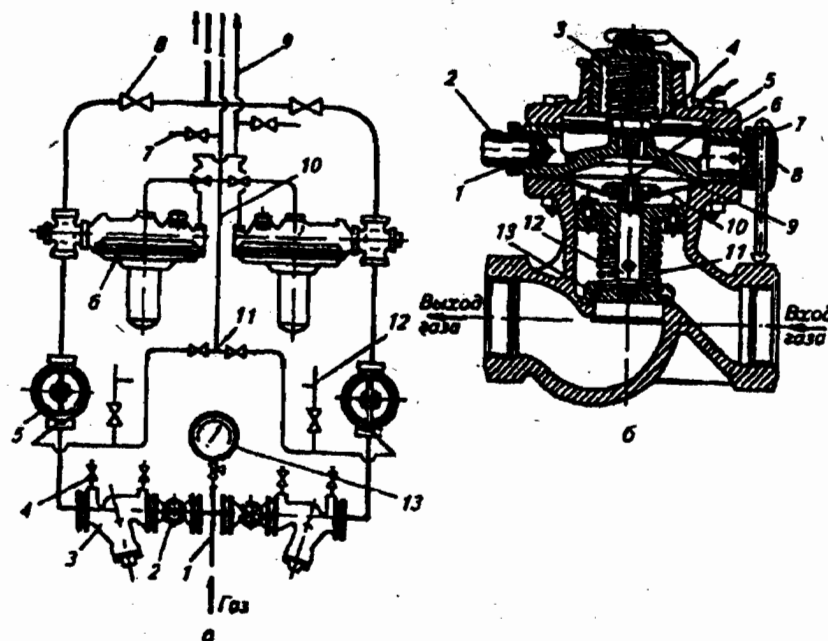


Рис. 39. Устройство и схема обвязки шкафной ГРУ:

а — принципиальная схема: 1 — входной штуцер; 2 — входной клапан; 3 — фильтр; 4 — штуцер для манометра; 5 — клапан ППК-40М; 6 — регулятор РД-32М (РД-50М); 7 — штуцер замера конечного давления; 8 — выходной клапан; 9 — сбросная линия встроенных в регуляторы предохранительных клапанов; 10 — импульсная линия конечного давления; 11 — импульсная линия; 12 — штуцер с тройником; 13 — манометр;

б — разрез клапана ППК-40М:

1, 13 — клапаны; 2 — штуцер; 3, 11 — пружины; 4 — резиновое уплотнение; 5, 7 — отверстия; 6, 10 — мембраны; 8 — пусковая пробка; 9 — импульсная камера; 12 — шток

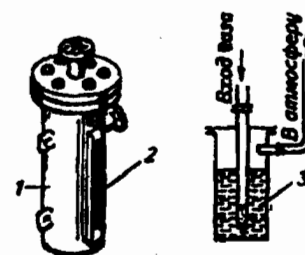


Рис. 40. Гидравлический затвор:

1 — корпус; 2 — водомерное стекло; 3 — запорная жидкость

Сбросные предохранительные устройства. В отличие от запорных они не перекрывают подачу газа, а сбрасывают часть его в атмосферу, за счет чего снижается давление газа в газопроводе.

Существует несколько видов сбросных устройств, различных по конструкции, габаритам, принципу действия и области применения: гидравлические рычажно-грузовые, пружинные и мембранно-пружинные. Некоторые из них применяют только для низкого давления (гидравлические); другие — как для низкого, так и для среднего (мембранно-пружинные).

Гидравлический сбросной предохранитель, гидрозатвор. Верхний штуцер служит для присоединения газопровода, а боковой штуцер подсоединяют к свече для выброса в атмосферу. С внешней стороны корпуса установлено водомерное стекло 2 (рис. 40), позволяющее определить высоту столба жидкости, залитой в корпус.

При нормальном давлении газ не может преодолеть массу столба жидкости, залитой в гидрозатвор, и поэтому в атмосферу не сбрасывается. Но как только давление окажется больше массы столба жидкости в гидрозатворе, газ начинает вытеснять жидкость из трубки штуцера, доходит до ее нижнего края и, поднимаясь вверх, уходит через свечу в атмосферу.

В качестве запорной жидкости 3 может использоваться вода, если гидрозатвор установлен в помещении с положительной температурой, или глицерин, керосин и веретенное масло при отрицательных температурах.

Жидкость в гидрозатвор заливают через пробку, расположенную в верхней части корпуса 1. Необходимый уровень жидкости в гидрозатворе

$$h = p / \rho$$

где h — высота столба жидкости в гидрозатворе, м; p — давление, при котором должен срабатывать гидрозатвор, Па;
 ρ — плотность жидкости, кг/м^3 .

Предохранительно-сбросной клапан ПСК. Мембранно-пружинный сбросной клапан ПСК (рис. 41) устанавливают на газопроводах низкого и среднего давлений. Клапаны ПСК-25 и ПСК-50 отличаются один от другого только габаритами и пропускной способностью.

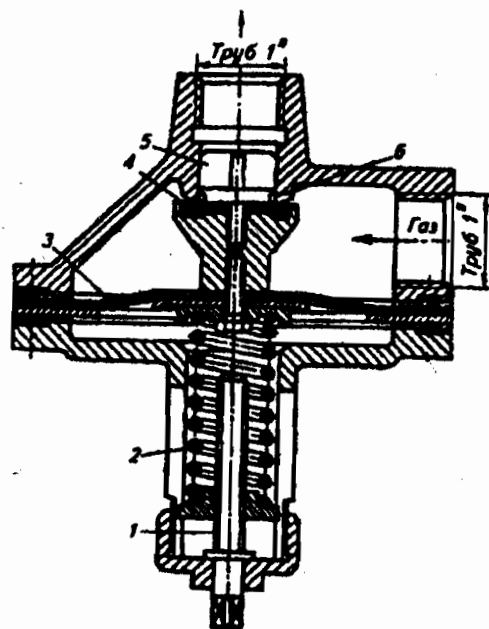


Рис. 41. Предохранительно-сбросной клапан ПСК

- 1 — регулировочный винт;
2 — пружина; 3 — мембрана;
4 — уплотнение; 5 — золотник;
6 — седло

Газ из газопровода после регулятора поступает на мембрану 3 клапана ПСК. Если давление газа оказывается больше давления пружины 2 снизу, то мембрана отходит вниз, клапан откры-

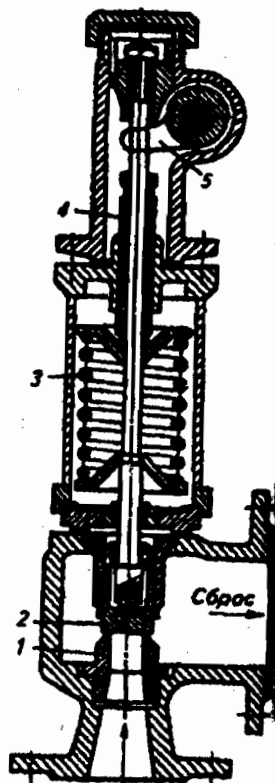


Рис. 42. Предохранительно-сбросной клапан ППК-4:

- 1 — седло клапана; 2 — золотник; 3 — пружина; 4 — регулировочный винт; 5 — кулачок

вается и газ идет на сброс. Как только давление газа станет меньше усилия пружины, клапан закрывается. Сжатие пружины регулируют винтом 1 в нижней части корпуса. Для установки клапана ПСК на газопроводах низкого или высокого давления подбирают соответствующие пружины.

Золотник 5 сбросного клапана ПСК-25 имеет форму крестовины и перемещается внутри седла 6. В ПСК-50 золотник клапана снабжен профилированными окнами. Надежность работ клапана ПСК во многом зависит от качества сборки. При сборке необходимо:

очистив клапанное устройство от механических частиц, убедиться, что на кромке седла и уплотняющей резине золотника нет царапин или забоев;

добиться соосности расположения золотника сбросного клапана с центральным отверстием мембраны. Для проверки соосности ослабить или вынуть пружину и, нажимая на золотник через отверстие сброса, убедиться, что он свободно перемещается внутри седла.

Предохранительно-сбросной клапан ППК-4. Пружинный предохранительный клапан среднего и высокого давлений ППК-4 выпускается промышленностью с условными проходами 50, 80, 100 и 150 мм. В зависимости от диаметра пружины 3 (рис. 42) они могут настраиваться на давление 0,05—2,2 МПа. Принцип работы клапана заключается в следующем. Импульс конечного давления газа подается под золотник 2, который под действием упругости пружины 3 герметично прижимается к седлу 7. При повышении давления сверх установленного предела сила давления на золотник преодолевает силу пружины и клапан, открываясь, сбрасывает излишки газа. Настраивают пружину на заданный режим работы регулировочным винтом 4.

Для проверки и продувки клапана необходимо повернуть ось кулачка 5.

Газовые фильтры

Для очистки газа от механических примесей и предотвращения засорения импульсных трубок, дроссельных отверстий, износа запорных и дроссельных органов арматуры устанавливают фильтры.

В зависимости от типа регуляторов и давления газа применяют различные конструкции фильтров.

В ГРУ с условным проходом до 50 мм устанавливают угловые сетчатые фильтры (рис. 43, а), в которых фильтрующий элемент — обойма, обтянутая мелкой сеткой. В ГРП с регуляторами с условным проходом более 50 мм применяют чугунные волосяные фильтры (рис. 43, б). Фильтр состоит из корпуса, крышки и кассеты. Обойма кассеты с обеих сторон обтянута металлической сеткой, которая задерживает крупные частицы механических примесей.

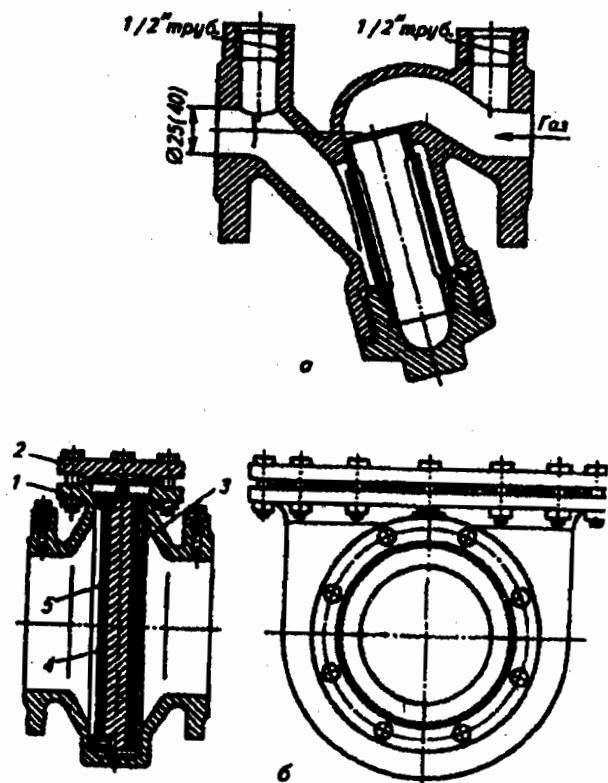


Рис.43. Газовые фильтры:
а — угловой сетчатый; б — волосяной:
1 — корпус; 2 — крышка;
3 — сетка; 4 — капроновое волокно; 5 — кассета

Более мелкая пыль оседает внутри кассеты на прессованном волокне, которое смазывают специальным маслом.

Кассета фильтра оказывает сопротивление потоку газа, что вызывает перепад давлений до фильтра и после него. Повышение перепада давления газа в фильтре более 10 000 Па не допускается, так как это может вызвать унос волокна из кассеты.

Чтобы уменьшить перепады давления, кассеты фильтра рекомендуется периодически очищать (вне здания ГРП). Внутреннюю полость фильтра следует протирать тряпкой, смоченной в керосине.

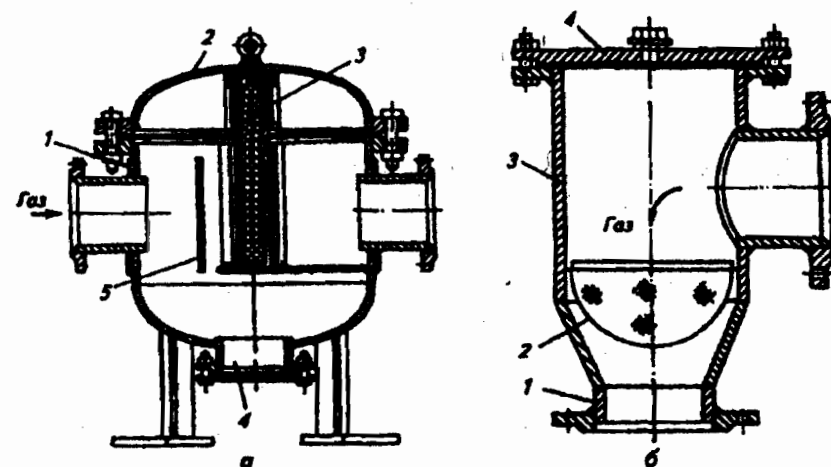


Рис.44. Фильтры сварные:
а — фильтр к регуляторам РДУК: 1 — сварной корпус;
2 — верхняя крышка; 3 — кассета; 4 — люк для чистки; 5 — отбойный лист;
б — фильтр-ревизия: 1 — выходной патрубок; 2 — сетка; 3 — корпус; 4 — крышка

На рисунке 44 а показано устройство фильтра, предназначенного для ГРП, оборудованного регуляторами РДУК. Фильтр состоит из сварного корпуса с присоединительными патрубками для входа и выхода газа, крышки и заглушки. Со стороны входа газа внутри корпуса приварен металлический лист, защищающий сетку от прямого попадания твердых частиц. Твердые частицы, поступающие с газом, ударяясь в металлический лист, собираются в нижней части фильтра, откуда их периодически удаляют через люк. Внутри корпуса имеется сетчатая кассета, заполненная капроновой нитью.

Оставшиеся в потоке газа твердые частицы фильтруются в кассете, которая по мере необходимости прочищается. Для очистки и промывки кассеты верхнюю крышку фильтра можно снимать.

Для замера перепада давления используют дифференциальные манометры, присоединяемые к специальным штуцерам. Перед ротационными счетчиками устанавливают дополнительное фильтрующее устройство — фильтр-ревизию (рис. 44, б).

Контрольно-измерительные приборы

В нашей стране существует государственная система приборов (ГСП). Она представляет собой совокупность унифицированных блоков, приборов и устройств, имеющих стандартизированные параметры входных и выходных сигналов, нормированные габариты, присоединительные размеры, а также параметры питания. Таким образом, ГСП позволяет решать все задачи автоматического контроля, регулирования и управления производственными процессами. В ГРП для контроля за работой оборудования и измерения параметров газа применяют ряд контрольно-измерительных приборов (КИП): термометры для замера температуры газа, показывающие и регистрирующие (самопишущие) манометры для замера давления газа, приборы для регистрации перепада давлений на скоростных расходомерах, приборы учета расхода газа (газовые счетчики или расходомеры).

Все КИП должны подвергаться государственной или ведомственной периодической проверке. Они должны быть в постоянной готовности к выполнению измерений. Готовность обеспечивается метрологическим надзором. Метрологический надзор заключается в осуществлении постоянного наблюдения за состоянием, условиями работы и правильностью показаний приборов. осуществлении их периодической проверки, изъятии из эксплуатации пришедших в негодность и не прошедших проверки приборов. Контрольно-измерительные приборы должны устанавливаться непосредственно у места замера или на специальном приборном щитке. Если КИП монтируют на приборном щитке, то используют один прибор с переключателями для замера показаний в нескольких точках.

Контрольно-измерительные приборы к газопроводам присоединяют стальными трубами. Импульсные трубки соединяют

сваркой или резьбовыми муфтами.

Все КИП должны иметь клейма или пломбы органов Государственного комитета по стандартам.

Контрольно-измерительные приборы с электрическим приводом, а также телефонные аппараты должны быть во взрывозащищенном исполнении, в противном случае их ставят в помещении, изолированном от ГРП.

Рассмотрим наиболее распространенные виды КИП, применяемых в ГРП.

Приборы для измерения давления газа делят на две основные группы: жидкостные, в которых измеряемое давление определяется величиной уравнивающего столба жидкости; пружинные, в которых измеряемое давление определяется величиной деформации упругих элементов (трубчатые пружины, сифоны, мембраны). Жидкостные манометры используют для замера избыточных давлений в пределах до 0,1 МПа. Для давлений до 10 МПа манометры заполняют водой или керосином (при отрицательных температурах), а при измерении более высоких давлений — ртутью.

К жидкостным манометрам относятся и дифференциальные манометры (дифманометры). Их применяют для замеров перепада давлений.

Дифманометр ДТ-50. Толстостенные стеклянные трубки 5 (рис. 45) прочно закрепляют в верхней 2 и нижней 6 стальных колодках. Вверху трубки присоединяют к камерам-ловушкам 3, предохраняющим трубки от выброса ртути в случае повышения максимального давления. Там же расположены игольчатые вентили 1, с помощью которых можно отключать стеклянные трубки 5 от измеряемой среды, продувать соединительные линии, а также выключать и включать дифманометр. Между трубками расположены измерительная шкала 4 и два указателя 7, которые можно устанавливать на верхний и нижний уровни ртути в трубках.

Дифманометры можно использовать и как обычные манометры для замера избыточных давлений газа, если одну трубку вывести в атмосферу, а другую — в измеряемую среду.

Основная часть манометра с одновитковой трубчатой пружиной — изогнутая пустотелая трубка 6 (рис. 46), которая нижним неподвижным концом закреплена к штуцеру 9, с помощью которого манометр присоединяют к газопроводу. Второй конец трубки запаян и шарнирно связан с тягой 7. Давление газа через

штуцер 9 передается на трубку 6, свободный конец которой через тягу /вызывает перемещение сектора 5, зубчатого колеса 4 и оси 3. Пружинный волосок 8 обеспечивает сцепление зубчатого колеса и сектора и плавность хода стрелки. Перед манометром устанавливают отключающий кран, позволяющий при необходимости снять манометр и заменить его. Манометры в процессе эксплуатации должны проходить государственную поверку один раз в год. Рабочее давление, измеряемое манометром, должно находиться в пределах от 1/3 до 2/3 их шкалы.

На рисунке 47 изображена схема самопишущего манометра с многовитковой пружиной. Пружина выполнена в виде сплюснутой окружности диаметром 30 мм с шестью витками. Вследствие большой длины пружины ее свободный конец может перемещаться на 15 мм (у одновитковых манометров — только на 5...7 мм), угол раскручивания пружины достигает 50...60°. Такое конструктивное исполнение позволяет применять простейшие рычажные передаточные механизмы и осуществлять автоматическую запись показаний с дистанционной передачей. При подключении манометра к измеряемой среде свободный конец пружины 1 рычага 2 будет поворачивать ось 3, при этом перемещение рычагов 4 и 7 и тяги 5 будет передаваться оси 6. На оси 6 закреплен мостик 8, который соединен со стрелкой 9. Изменение давления и перемещение пружины через рычажный механизм передаются стрелке, на конце которой установлено перо для записи измеряемой величины давления. Диаграмма вращается с помощью часового механизма.

Ротационные счетчики типа РГ. Счетчиками называются приборы, измеряющие суммарный расход газа за определенный промежуток времени. Объемное измерение в счетчиках осуществляется вследствие вращения двух роторов за счет разности давления газа на входе и выходе. Необходимый для вращения роторов перепад давления в счетчике составляет до 300 Па, что позволяет использовать эти счетчики даже на низком давлении. Отечественная промышленность выпускает счетчики РГ-40-1, РГ-100-1, РГ-250-1; РГ-400-1, РГ-600-1 и РГ-1000-1 на номинальные расходы газа от 40 до 1000 м³/ч и давление не более 0,1 МПа (в системе единиц СИ расход 1 м³/ч = 2,78 · 10⁻⁴ м³/с). При необходимости можно применять параллельную установку счетчиков.

Ротационный счетчик РГ состоит из корпуса 1 (рис. 48), двух профилированных роторов 2, коробки зубчатых колес, редукто-

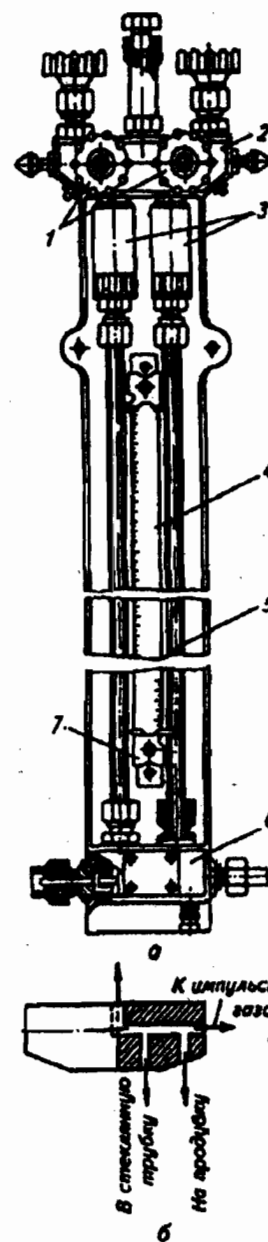


Рис.45. Дифференциальный манометр ДТ-50:

а — конструкция; б — схема расположения каналов; 1 — вентили высокого давления; 2, 6 — колодки; 3 — камеры-ловушки; 4 — измерительная шкала; 5 — стеклянные трубки; 7—указатель



Рис.46. Манометр с одновитковой трубчатой пружиной:

1 — шкала; 2 — стрелка; 3 — ось; 4 — зубчатое колесо; 5 — сектор; 6 — трубка; 7 — тяга; 8 — пружинный волосок; 9 — штуцер

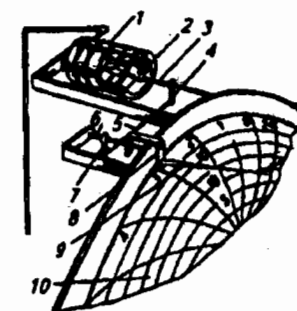


Рис.47. Схема самопишущего манометра с многовитковой пружиной:

1 — многовитковая пружина; 2, 4, 7 — рычаги; 3 и 6 — оси; 5 — тяга; 8 — мостик; 9 — стрелка с пером; 10 — картограмма

ра, счетного механизма и дифференциального манометра 3. Газ через входной патрубок поступает в рабочую камеру. В пространстве рабочей камеры размещены роторы, которые под действием давления протекающего газа приводятся во вращение.

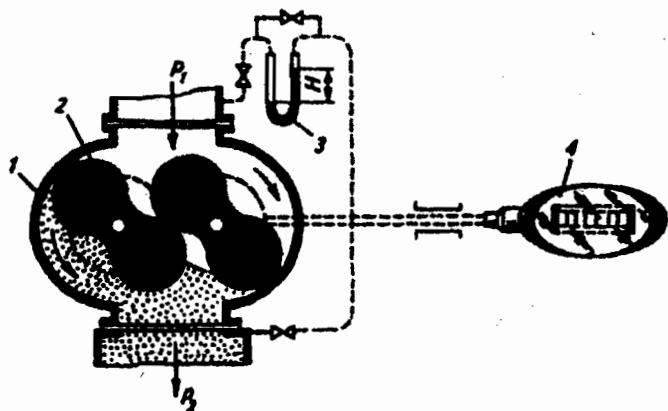


Рис. 48. Схема ротационного счетчика типа РГ:
1 — корпус счетчика; 2 — роторы; 3 — дифференциальный манометр; 4 — указатель счетного механизма

При вращении роторов между одним из них и стенкой камеры образуется замкнутое пространство, которое заполнено газом. Вращаясь, ротор выталкивает газ в газопровод. Каждый поворот ротора передается через коробку зубчатых колес и редуктор счетному механизму. Таким образом учитывается количество газа, проходящего через счетчик.

Подготавливают ротор к работе следующим образом. Снимают верхний и нижний фланцы, затем роторы промывают мягкой кистью, смоченной в бензине, поворачивая их деревянной палочкой, чтобы не повредить шлифованную поверхность. Далее промывают обе коробки зубчатых колес и редуктор. Для этого заливают бензин (через верхнюю пробку), проворачивают роторы несколько раз и сливают бензин через нижнюю пробку. Закончив промывку, заливают масло в коробки зубчатых колес, редуктор и счетный механизм, заливают соответствующую жидкость в манометр счетчика, соединяют фланцы и проверяют счетчик путем пропускания через него газа, после чего замеряют перепад давлений. Далее прослушивают работу роторов (долж-

ны вращаться бесшумно) и проверяют работу счетного механизма.

При техническом осмотре следят за уровнем масла в коробках зубчатых колес, редукторе и счетном механизме, замеряют перепад давления, проверяют на плотность соединения счетчиков. Счетчики устанавливают на вертикальных участках газопроводов так, чтобы поток газа направлялся через них сверху вниз.

Поплавковые дифманометры. Широкое распространение в газовом хозяйстве нашли поплавокные дифманометры и сужающие устройства. Сужающие устройства (диафрагмы) служат для создания перепада давления. Они работают в комплекте с дифманометрами (рис. 49), измеряющими создаваемый перепад давления. При установившемся расходе газа полная энергия потока газа складывается из потенциальной энергии (статического давления) и кинетической энергии, т. е. энергии скорости. До диафрагмы поток газа имеет начальную скорость v_1 , в узком сечении эта скорость возрастает до v_2 , после прохождения диафрагмы поток расширяется и постепенно восстанавливает прежнюю скорость.

При возрастании скорости потока увеличивается его кинетическая энергия и соответственно уменьшается потенциальная энергия, т. е. статическое давление.

За счет разности давлений $\Delta p = p_{ст1} - p_{ст2}$ ртуть находящаяся в дифманометре, перемещается из поплавковой камеры 5 в стакан 4. Вследствие этого расположенный в поплавковой камере поплавок опускается и перемещает ось 6, с которой связаны стрелки прибора, показывающего расход газа. Отсюда следует, что перепад давления в дроссельном устройстве, измеренный с помощью дифференциального манометра, может служить мерой расхода газа.

Зависимость между перепадом давления и расходом газа выражается формулой

$$V = K \sqrt{\Delta p}$$

где V — объем газа, m^3 ; Δp — перепад давления. Па; K — коэффициент, постоянный для данной диафрагмы.

Значение коэффициента K зависит от соотношения диаметров K отверстия диафрагмы и газопровода, плотности и вязкости газа.

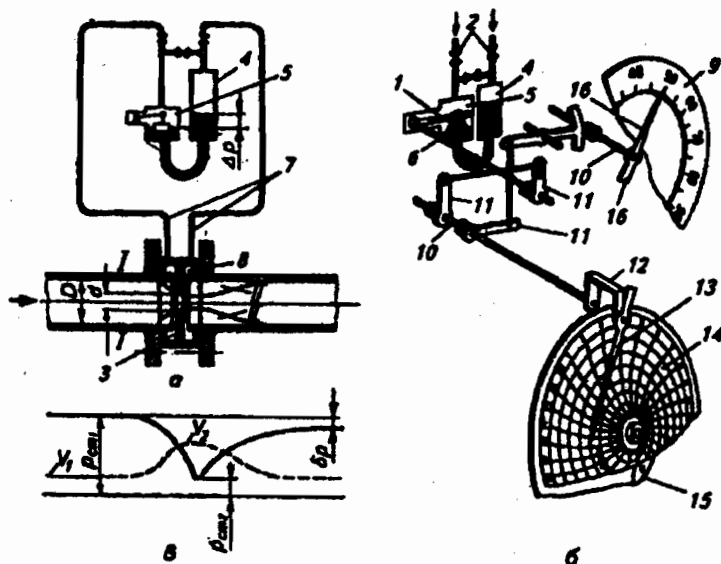


Рис. 49. Поплавковый дифманометр:
а — конструктивная схема; б — кинематическая схема; — график изменения параметров газа: 1 — поплавков; 2 — запорные вентиля; 3 — диафрагма; 4 — стакан; 5 — поплавковая камера; 6 — ось; 7 — импульсные трубки; 8 — кольцевая камера; 9 — шкала указателя; 10 — оси; 11 — рычаги; 12 — мостик пера; 13 — перо; 14 — диаграмма; 15 — часовой механизм; 16 — стрелка

При установке в газопроводе центр отверстия диафрагмы В должен совпадать с центром газопровода. Отверстие диафрагмы I, со стороны входа газа выполняют цилиндрической формы с коническим расширением к выходу потока. Диаметр входного отверстия диска определяют расчетным путем. Входная кромка отверстия диска должна быть острой.

Нормальные диафрагмы могут применяться для газопроводов с диаметром от 50 до 1200 мм при условии $0,05 < m < 0,7$.

Тогда

$$m = d^2/D^2$$

где m — отношение площади отверстия диафрагмы к поперечному сечению газопровода; d, D — диаметры отверстия диафрагмы и газопровода.

Нормальные диафрагмы могут быть двух видов: камерные и дисковые. Для отбора более точных импульсов давления диафрагма размещается между кольцевыми камерами.

Плюсовой сосуд присоединяют к импульсной трубке, отбирающей давление до диафрагмы; к минусовому сосуду подводят давление, отбираемое после диафрагмы.

При наличии расхода газа и перепада давления часть ртути из камеры 5 выжимается в стакан 4 (сменный). Это вызывает перемещение поплавка и соответственно стрелки 16, указывающей расход газа, и пера 13, отмечающего на диаграмме величину перепада давления. Диаграмма 14 приводится в движение от часового механизма 15 и делает один оборот в сутки. Шкала, диаграммы, разделенная на 24 части, позволяет определить расход газа за 1 ч. Под поплавком помещается предохранительный клапан, который разобщает сосуды 4 и 5 в случае резкого перепада давлений тем самым предотвращает внезапный выброс ртути из прибора.

Сосуды сообщаются с импульсными трубками диафрагмы через игольчатые вентили 2 и уравнильный вентиль который в рабочем положении должен быть закрыт.

Сильфонные дифманометры. Они предназначены для непрерывного измерения расхода газа. Действие прибора; основано на принципе уравнивания перепада давления силами упругих деформаций двух сильфонов, торсионной трубки и винтовых цилиндрических пружин. Пружины сменные; их устанавливают в зависимости от измеряемого перепада давлений. Основные части дифманометра — сильфонный блок и показывающая часть.

Сильфонный блок (рис. 50) состоит из сообщающихся между собой сильфонов 2 и 6, внутренние полости которых заполнены жидкостью. Жидкость состоит из 67 % воды и 33 % глицерина. Сильфоны связаны между собой штоком 8. В сильфон 2 подводится импульс до диафрагмы, а в сильфон 6 — после диафрагмы.

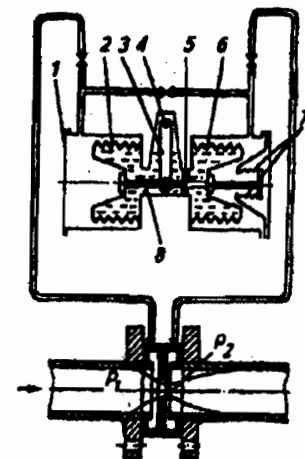


Рис. 50. Принципиальная схема сильфонного дифманометра:

1 — сильфонный блок; 2 — плюсовой сильфон; 3 — рычаг; 4 — ось; 5 — дроссель; 6 — минусовый сильфон; 7 — сменные пружины; 8 — шток.

Под действием более высокого давления левый сильфон сжимается, вследствие чего жидкость, находящаяся в нем, через дроссель 5 перетекает в правый сильфон. Шток 8, жестко соединяющий донышки сильфонов, перемещается вправо и через рычаг 3 приводит во вращение ось 4, кинематически связанную со стрелкой и пером регистрирующего и показывающего прибора.

Дроссель 5 регулирует скорость перетекания жидкости и тем самым снижает влияние пульсации давления на работу прибора. Для соответствующего предела измерения применяют сменные пружины 7.

Ввод в эксплуатацию

Приемка и ввод в эксплуатацию ГРП проводятся в такой последовательности: проверка исполнительно-технической документации; проверка соответствия монтажа и оборудования проектам; ревизия ГРП; проверка газопроводов и оборудования на прочность и плотность; ввод в эксплуатацию.

Комиссии предъявляется необходимая исполнительно-техническая документация. Оборудование ГРП должно соответствовать проекту. Цель ревизии — установить укомплектованность и исправность оборудования: регулятора, фильтра, предохранительных, сбросных и запорных устройств, КИП.

Проверку на прочность газопроводов и оборудования производит строительно-монтажная организация в присутствии представителя заказчика. Испытание на прочность необходимо для выявления дефектов в оборудовании, трубах и их соединениях. Под испытательным давлением на прочность газопроводы и оборудование ГРП выдерживают в течение 1 ч, после чего давление снижают до норм, установленных для испытания на плотность.

Испытание газопроводов и оборудования ГРП на плотность в зависимости от конструкций регуляторов и арматуры может проводиться в целом или по частям (до регулятора и после него). Если испытание проводится в целом, то нормы испытательных давлений принимают по давлению газа до регулятора. При испытании по частям нормы испытательных давлений устанавливают отдельно до и после регулятора давления.

Испытывают ГРП на плотность после испытания на проч-

ность время испытания 12 ч. При этом падение давления не должно превышать 1 % начального давления.

До ввода в эксплуатацию ГРП необходимо трубы и арматуру продуть газом. Продувку производят с соблюдением всех мероприятий, указанных в наряде на газоопасные работы. Воздух вытесняется под давлением газа 1000...1500 Па путем сброса газозооной смеси в атмосферу. Для сброса можно использовать специальную свечу, гидрозатвор или сбросной клапан.

Продувку газопровода на участке от задвижки в колодце до задвижки перед фильтром целесообразно производить через байпасную линию на свечу. После этого следует произвести продувку оборудования ГРП. Продувку заканчивают после анализа газозооной смеси.

После продувки приступают к наладке оборудования ГРП, последовательность операций указывается в инструкциях. Примерная последовательность операций: с помощью штока и сцепления рычагов открывают предохранительный клапан; ослабляют пружину пилота и разгружают рабочую мембрану регулятора, открывают выходную задвижку за регулятором; медленно приоткрывают входную задвижку и пропускают газ на регулятор; мембрана регулятора перемещается вверх, и клапан открывается, одновременно по импульсной трубке газ попадает в надмембранную полость регулятора; мембрана регулятора в этот момент испытывает давление одинаковой величины сверху и снизу, т. е. находится в равновесии, клапан регулятора под действием своей массы и массы штока переместится вниз и прикроет седло, т. е. расход газа прекратится. Для возобновления расхода газа необходимо поджать регулировочную пружину пилота; режим давления газа контролируют выходным манометром; медленно открывают входную и выходную задвижки, включают регулятор под нагрузку, и сброс газа в атмосферу прекращается; настраивают на заданные режимы работы предохранительный и сбросной клапаны, регулятор давления газа и определяют перепад давления газа на фильтре, проверяют плотность всех резьбовых и фланцевых соединений мыльной эмульсией.

Для настройки ПЗК на минимум кладут груз на шток мембраны, с помощью пилота снижают давление газа и по манометру определяют то давление, при котором клапан срабатывает. Если молоток клапана опускается при давлении более высоком, чем положено, то груз уменьшают. Настройку ПЗК на максимум производят аналогичным способом, но вместо грузов использу-

ют упругость пружины, смонтированной на его корпусе. Гидрозатвор настраивают после заливки в него жидкости. Уровень воды обеспечивает срабатывание гидрозатвора до срабатывания предохранительного клапана на максимум.

При включении регуляторов необходимо: проверить входное и выходное давления (входная задвижка и ПЗК должны быть закрыты, нажимной винт пилота вывернут, задвижки на байпасе закрыты, а краны на импульсных линиях, и к КИП, а также перед сбросными устройствами открыты); открыть входную задвижку; открыть предохранительный клапан и поставить ударник в рабочее положение (постепенно заворачивать нажимной винт пилота до достижения заданного давления газа).

При выключении регулятора необходимо: проверить входное и выходное давления; вывернуть нажимной винт пилота; закрыть предохранительный клапан и входную задвижку.

Для повышения выходного давления газа необходимо: проверить выходное и входное давления газа; постепенным ввертыванием нажимного винта пилота установить требуемое давление газа.

Для снижения выходного давления нажимной винт пилота необходимо вывернуть до достижения заданной величины давления газа.

Для открытия ПЗК необходимо: проверить входное и выходное давления газа; вывернуть нажимной винт пилота; открыть ПЗК и поставить ударник в рабочее положение; ввернуть нажимной винт пилота и восстановить заданное; давление газа.

Техническое обслуживание

В состав работ по техническому обслуживанию ГРП входят: обход регуляторных пунктов и устранение выявленных неисправностей; плановая проверка работы оборудования; текущий ремонт оборудования; проверка КИП и приборов телеизмерения и телеуправления; капитальный ремонт.

Все вышеперечисленные планово-предупредительные осмотры и ремонты оборудования ГРП проводят в сроки, предусмотренные графиком. При этом не менее 1 раза в год должна предусматриваться ревизия оборудования ГРП.

Обход регуляторных пунктов. Его проводят по утвержденному графику. При обходе выполняют следующие работы: смену картограмм, заливку чернил, завод часовых механизмов; про-

верку плотности резьбовых и фланцевых соединений; проверку наличия газа в помещении ГРП; осмотр всего установленного оборудования и выявление различных дефектов; проверку работы отопительной системы и температуры помещения ГРП; температура в помещении должна быть не менее 5 °С, а наружной поверхности отопительных приборов — не более 80 °С.

При обходе проверяют также помещения ГРП, освещение, вентиляцию, телефон. Результаты обхода заносят в специальный журнал. Все выявленные неисправности устраняют немедленно сами слесари или (в зависимости от сложности) дежурная бригада.

Плановая проверка оборудования. Ее проводят 2 раза в год, цель — выявить и устранить неисправности, а также провести настройку оборудования на заданный режим. Работы выполняет бригада слесарей под руководством инженерно-технических работников. При плановой проверке проводят следующие работы.

Определение плотности и чувствительности мембран. Плотность мембран — проверяют внешним осмотром или с помощью мыльной эмульсии, а чувствительность мембран — путем изменения нагрузки на мембрану и наблюдением за давлением. Мембраны регуляторов низкого давления должны быть чувствительны к изменению нагрузки, соответствующей изменению давления до 30 Па. Колебание выходного давления газа за регулятором должно быть не более $\pm 5\%$.

Проверка плотности прилегания клапана к седлу. Для проверки достаточно закрыть клапан, уменьшив нагрузку на мембрану, и проследить за регулятором. Если клапан плотно закрыт, то шум не прослушивается. Существуют и другие способы определения плотности закрытия: по картограммам регистрирующих приборов, выходному давлению газа, с помощью листа чистой бумаги, вложенного между клапаном и седлом. При обнаружении неплотности закрытия клапана его необходимо отремонтировать или заменить.

Проверка работы запорно-предохранительных и сбрасывающих устройств. При проверке достаточно повысить выходное давление газа и посмотреть, при каком давлении срабатывает клапан. При низком выходном давлении клапан должен сработать при давлении газа на 500 Па выше рабочего.

Осмотр и очистка фильтра. Состояние фильтра определяют путем замера перепада давления газа в нем. Если перепад

давления более 10 кПа, то фильтр следует очистить.

При проверке и ремонте оборудования разрешается пользоваться обводной линией. Подача газа по обводной линии допускается только при условии постоянного нахождения в ГРП дежурного, регулирующего давление газа на выходе из ГРП. После проверки оборудования и устранения выявленных неполадок делают анализ воздуха помещения ГРП.

Текущий ремонт. При текущем ремонте ГРП производят плановый ремонт (ревизию оборудования), включающий в себя:

разборку регуляторов, предохранительных клапанов, фильтров с заменой и ремонтом изношенных частей; разборку, проверку и смазывание технологического оборудования в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей; государственную проверку манометров; проверку и прочистку дымоходов; ремонт системы отопления; заделку трещин и неплотностей в стенах, отделяющих помещение, где установлены отопительные установки, от основного помещения; проверку состояния и работы отопительных установок, плотность всех соединений, смазывание кранов, прочистку отверстий горелок и форсунок, спая термомпары, исправность тяги, соединительных труб.

Задвижки, не обеспечивающие необходимой плотности закрытия, разбирают, их полость очищают от пыли и грязи, проверяют состояние запорных поверхностей клина и колец, задвижки промывают керосином. Если после этих операций задвижка не обеспечивает необходимой плотности, то она подлежит замене.

При ремонте здания ГРП производят следующие работы: ремонт отдельных мест дефектов штукатурки, замену разбитых оконных стекол, ремонт кровли; окраску стен здания, ремонт вентиляции, освещения, телефона; окраску молниеприемников и токоотводов, проверку исправности контактов, соединительных проводников, перемычек, шин и приведение их в порядок.

При плановом ремонте оборудования ГРП (ревизии) проводят всестороннюю проверку газового оборудования. При этом могут проводиться сварочные и другие огневые работы, допускаемые в исключительных случаях при условии принятия мер, обеспечивающих безопасность работ. На время проведения ревизии потребители снабжаются газом через обводной газопровод (байпас). Последовательность операций должна быть в строгом соответствии с инструкцией. Примерная последовательность работ при переводе работы ГРП с регулятора на обводной газопровод: вывести из зацепления молоток ПЗК и за-

крыть кран на его импульсной линии; медленно, следя за показаниями манометра, приоткрыть задвижки на байпасе и поднять выходное давление газа на 100...200 Па выше установленного режима; вывернуть регулировочный винт пилота и медленно закрыть задвижку перед регулятором; с помощью задвижек на байпасе снизить выходное давление на 100...200 Па и отрегулировать его по показаниям манометра (регулировку производят задвижкой, второй по ходу газа); отключить ПЗК и закрыть задвижку после регулятора.

Перевод ГРП с байпаса на работу через регулятор осуществляют в строгом соответствии с утвержденной инструкцией. Примерная последовательность работы: открывают клапан ПКН, проверяют, вывернут ли регулировочный винт пилота регулятора и открыты ли краны на импульсных трубках; открывают выходную задвижку за регулятором; медленно прикрывают задвижки на байпасе и снижают выходное давление газа на 100...200 Па; медленно открывают задвижку перед регулятором, наблюдая за показаниями манометра; ввертывают регулировочный винт пилота и устанавливают требуемое выходное давление; закрывают задвижки на байпасе; убеждаются в устойчивой работе регулятора, затем открывают кран на импульсной трубке ПЗК и зацепляют его молоток с рычагом.

После выполнения работ по переводу ГРП с регулятора на байпас приступают к ревизии оборудования.

Проверка КИП. Ревизия регулятора давления РДУК (см. рис. 37, а). Последовательность и объем работ следующие: снять крышку регулятора, вынуть фильтр и очистить его; вынуть клапан 5 и проверить состояние уплотнительной резины; если необходимо, установить новый уплотнитель (применяют мягкую маслобензостойкую резину); осмотреть уплотняющую кромку седла клапана, на которой не должно быть вмятин и царапин; незначительные повреждения можно устранить шлифовкой кромки седла мелкозернистой наждачной бумагой, вынуть шток 7, очистить поверхность штока и колонну 6 тряпкой, смоченной в керосине.

Слегка смазать шток техническим вазелином и убедиться, что он легко перемещается во втулке; надеть золотник на верхний конец штока, нажать на него и убедиться, что уплотняющая резина без перекосов прилегает к седлу клапана; отвернуть штуцер 11 и вместо него установить специальный резьбовой наконечник с резиновой трубкой диаметром 6...8 мм. Подуть в

трубку и переместить мембрану регулятора в крайнее верхнее положение. Клапан переместится вверх, при этом высота хода должна быть 25...30 % от диаметра клапана. При меньшей величине перемещения следует проверить зазор между верхним концом штока 7 и дном отверстия клапана 5. Если зазор более 3 мм, шток необходимо удлинить; для проверки герметичности мембраны 8 резиновую трубку следует пережать и проследить за работой клапана; если клапан не переместится вниз, мембрана герметична; медленно выпустить воздух из подмембранного пространства регулятора, при этом клапан, шток, ударник и мембрана должны перемещаться вниз плавно, что указывает на отсутствие трений при перемещении толкателя; поставить на место фильтр и крышку люка.

Наиболее ответственная операция при ревизии мембранной коробки — ее сборка. Последовательность работ при сборке такова: мембрану в сборе с диском кладут на нижний фланец, обеспечивая установку опоры 9 в кольцевой выточке; нижний фланец, расположенный соосно с верхним, поднимают, обеспечивая сопряжение конца толкателя с гнездом центрального штуцера мембраны; оба фланца скрепляют болтами и поочередно стягивают (обращают внимание на то, чтобы не допустить образования морщин по окружности мембраны).

Ревизия пилота КН-2-00. При этом производят следующие работы: снимают пробку 17 (см. рис. 37, б) и вынимают клапан 5, прочищают отверстия в головке и седле клапана; проверяют соосность сборки штока с клапаном и ровно укладывают уплотнительную резиновую шайбу; вывинчивают резьбовой стакан 22 и вынимают пружину 16; устанавливают на место клапан 5 и, удерживая его пальцем, ставят пилот мембраной вверх.

Слегка опуская и поднимая золотник, убеждаются, что шток, толкатель и мембрана свободно перемещаются вниз и вверх. Если наблюдается трение, то необходимо разобрать фланцевую коробку пилота и при повторной сборке добиться центричности расположения гнезда в центре мембраны, толкателя и штока; проверяют ход клапана (до 1,5 мм) и при необходимости регулируют его путем изменения длины штока; убеждаются, что зазор между верхним концом золотника и заглушкой достаточен и обеспечивает свободное открытие клапана; устанавливают на место пробку 17.

В пилоте КВ-2-00 в отличие от КН-2-00 установлены мембранная тарелка меньшего диаметра и дополнительное кольцо

для уменьшения активной площади мембраны.

Ревизия регуляторов РСД. Работы рекомендуется проводить в такой последовательности: отсоединить трубку пилота от крестовин и снять его; свинтить накидную гайку и разъединить тройник и корпус регулятора; проверить состояние уплотняющей кромки седла клапана. При наличии царапин клапан необходимо вывинтить и притереть кромку на шлифовальной наждачной бумаге. После этого клапан необходимо установить на место с уплотнением резьбы льном и краской; проверить качество резинового уплотнения золотника; снять заглушку, отвернуть гайку и вынуть пружину, разъединить фланцевое соединение корпуса; вынуть мембрану, снять ее зацеп с конца рычага, проверить состояние мембраны и дополнительно затянуть резьбовое соединение штока с зацепом; убедиться, что рычаг и толкатель двигаются без трения. При необходимости можно разобрать рычажную систему, прочистить и смазать втулку толкателя; прочистить каналы крестовины.

Неисправности оборудования, способы их обнаружения и устранения

Рассмотрим наиболее характерные неисправности оборудования ГРП и способы их устранения.

Утечки газа. Наиболее распространенная неисправность ГРП — утечки газа. Это объясняется большим количеством фланцевых и резьбовых соединений. Устранение утечек газа через фланцевые соединения — наиболее трудоемкая операция. Ее необходимо выполнять тщательно, используя доброкачественные материалы. В качестве прокладок во фланцевых соединениях оборудования ГРП рекомендуют применять паронит, клингерит или маслобензостойкую резину.

Паронитовые или клингеритовые прокладки перед установкой тщательно пропитывают маслом.

Промазывание прокладок белилами и масляными красками, так же как и применение их в несколько слоев, недопустимо.

Утечки газа во фланцевых соединениях возможны также и в том случае, когда неправильно затягивают болты или применяют болты другого диаметра, что приводит к перекосу фланцев и появлению в них утечек. Уменьшение количества болтов (ниже нормы) также может привести к перекосу фланца.

Для уменьшения утечек следует по мере возможности со-

кращать количество резьбовых соединений.

Если ГРП имеет местное отопление с размещением индивидуальной отопительной установки во вспомогательном помещении, необходимо особое внимание обращать на плотность стен, разделяющих основное и вспомогательное помещения, а при наличии в ГРП печного отопления — на плотность металлического кожуха печи.

Неисправности ротационных счетчиков. При работе счетчика могут быть утечки газа через пробки для заливки и спуска масла в коробках зубчатых колес и редуктора (при неполной их затяжке); накидные гайки импульсных газопроводов при их неплотной затяжке или неисправных прокладках; пробки дифференциального манометра или через его поломанные стеклянные трубки; фланцы счетчика.

Возможны засорения различными механическими примесями пространства между роторами и стенками камер, вследствие чего роторы не вращаются или счетчик работает, но создает перепад давления больше допустимого.

При засорении коробок с зубчатыми колесами следует промыть их и залить в коробку чистое масло.

Роторы счетчика вращаются, но сам счетчик не показывает расход газа, или показания неверны из-за засорения редуктора, поломки счетного механизма, увеличения зазора между роторами и стенками камер больше нормального.

Неисправности газовых фильтров. Характерные неисправности фильтров — утечки газа, а также их засорение различными механическими примесями.

Признак засорения фильтров — большой перепад давления за счет увеличения сопротивления потоку газа. Это может привести к разрыву металлических сеток обоймы. Для предупреждения подобных случаев необходимо периодически контролировать перепад давления на фильтре и в случае необходимости очищать его от механических загрязнений.

Неисправности задвижек. Для задвижек характерны следующие неисправности: срабатывание уплотнительных поверхностей на дисках и корпусе (через закрытую задвижку проходит газ); отрыв дисков от шпинделя и его искривление, не позволяющее перекрыть газ; поломка маховика (происходит при затрудненном закрывании задвижки или при чрезмерной затяжке); утечка газа через сальник задвижки (можно устранить подтягиванием нажимной буксы сальника или перенабивкой сальника

при перекрытой задвижке); образование трещин буксы сальника (происходит при затяжке сальника с перекосом или при попытке устранить утечку через сальник без его перенабивки); чтобы устранить неисправность, необходимо немедленно перекрыть задвижку и заменить нажимную буксу. В противном случае сальник может быть выдавлен, что повлечет за собой сильную утечку газа.

Неисправности предохранительно-запорных клапанов. Клапан не перекрывает подачу газа. Возможны следующие неисправности: засорение клапана или дефект седла, что можно обнаружить и устранить при разборке клапана; заедание штока или рычагов клапана, отчего при падении молотка клапан остается открытым; дефект обнаруживают при внешнем осмотре.

Клапан перекрывает подачу газа без повышения давления газа регулятором. Причины: произошли разрыв мембраны головки клапана или засорение импульсной трубки — мембрана под действием груза опускается, и клапан срабатывает; плохая настройка клапана; самопроизвольное закрывание клапана от вибрации оборудования.

Клапан при настройке не открывается. Причины: отрыв клапана от штока, дефект обнаруживают при поднятии клапана; засорение перепускного клапана, который не позволяет выравнивать давление над и под основным клапаном; заедание штока клапана.

Неисправности регуляторов давления типа РД. Регулятор увеличивает выходное давление по следующим причинам: нарушена целостность мембраны; мембрана под действием пружины опускается, открывая клапан; нарушено мягкое уплотнение клапана, что не позволяет перекрыть подачу газа при отсутствии расхода; седло клапана имеет дефект; сила упругости пружины не соответствует заданному режиму давления.

При работе регулятора происходит сброс газа в атмосферу через предохранительное устройство. Причины неисправности: выходное давление больше того, на которое настроено предохранительное устройство; не настроено предохранительное устройство; засорен клапан в предохранительном устройстве, или его седло имеет дефект; происходит утечка газа через неплотности в регуляторе.

Давление после регулятора резко или постепенно падает. Причины: поломка пружины и уменьшение нагрузки на мембрану сверху; засорился или обледенел клапан регулятора; засо-

рился фильтр перед регулятором, это вызвало уменьшение давления до регулятора.

Явление пульсации давления газа происходит по следующим причинам: незначителен расход газа по сравнению с пропускной способностью регулятора; неправильно выбрана точка прикрепления импульсной трубки к газопроводу с низкой стороны (пульсация прекратится, если перенести импульсную трубку на другой участок); засорение импульсной трубки приводит к искажению импульсов, передаваемых под мембрану регулятора.

Неисправности регуляторов типа РСД. Регуляторам типа РСД свойственна незначительная погрешность регулирования. Причинами отклонения выходного давления от заданной величины могут быть: недостаточное открытие регулирующего клапана золотником; внезапное понижение входного давления газа; большие перепады давления на участках газопровода после регулятора; использование регулятора с меньшей пропускной способностью, чем это предусмотрено проектом.

Неисправности регуляторов давления типов РДС и РДУК. Регулятор давления не подает газ потребителям. В этом случае возможны такие неисправности: произошел разрыв мембраны, или в ней образовались отверстия, давление газа над и под мембраной выровнялось, клапан под действием груза закрылся, подача газа прекратилась, для обнаружения этой неисправности необходимо разобрать регулятор и мембрану заменить новой; пружина регулятора пилота вышла из строя, прекратилась нагрузка на мембрану пилота, клапан его закрылся, неисправность обнаруживают при снятии пружины пилота; пилот перестал действовать, клапан регулятора закрылся, входное давление газа возросло и стало равным выходному (у РДС над мембраной, у РДУК под ней), произошло засорение импульсной трубки сброса, неисправность обнаруживают при снятии трубки, засорился клапан пилота, или произошло его обмерзание.

Регулятор повышает давление газа из-за следующих неисправностей: неплотно закрыт клапан (проверяют плотность закрытия клапана регулятора), у РДС подобный дефект можно обнаружить, подложив лист чистой бумаги под клапан и прижав клапан к седлу (на бумаге отпечатается контур седла и клапана с их дефектами), а у РДУК дефект обнаруживают при снятии верхней крышки; произошел разрыв мембраны пилота, давление газа перестало противодействовать пружине, клапаны пилота и регулятора полностью открылись (неисправность обнару-

живают при разборке пилота); шток клапана заело, клапан за-вис; если уменьшится расход газа потребителями, может произойти увеличение давления после регулятора, неисправность можно обнаружить, изменив режим работы регулятора; импульсная трубка, подающая газ с высокой стороны, засорена; давление у РДС падает над мембраной, а у РДУК — под мембраной.

При проведении пусконаладочных работ могут наблюдаться случаи "качки" регулятора (недопустимого колебания регулирования выходного давления газа выше $\pm 10\%$). Эту "качку" необходимо ослабить за счет некоторого снижения начального давления (прикрыть выходную задвижку), но при понижении начального давления может одновременно уменьшиться и выходное давление; "качка" почти не устраняется и пропадает только при едва заметном перепаде на регуляторе. Причина такой неисправности — отсутствие дросселя, ограничивающего сброс газа из пилота. Необходимо отвинтить штуцер и поставить дроссель соответствующего диаметра. После настройки регулятора на выходное давление надо включить регулятор на продувочную свечу; если "качка" уменьшилась недостаточно, закрыть кран импульсной трубки пилота. Выходное давление газа при этом может несколько уменьшиться, в этом случае необходимо поднять выходное давление до заданного путем дополнительной настройки пилота.

Правила безопасности при техническом обслуживании

На каждый ГРП составляют паспорт, в котором содержатся основные характеристики оборудования и КИП. На здании ГРП на видном месте вывешивают предупредительные надписи "Огнеопасно".

В каждом ГРП должны быть вывешены схемы их устройства и инструкции по эксплуатации, технике безопасности и пожарной безопасности.

Для аварийного освещения следует пользоваться аккумуляторными фонарями во взрывобезопасном исполнении, включать их на улице перед входом в помещение. В помещении ГРП должна находиться аптечка.

На период ремонтных работ в помещении ГРП назначают одного дежурного, который следит за работами, поддерживает

связь, не допускает посторонних в помещение ГРП, не разрешает курить и т. д. Если произошел несчастный случай, дежурный слесарь должен, оказав помощь пострадавшему, сообщить о случившемся в аварийную службу, вызвать "скорую помощь".

При ремонтных работах следует использовать инструмент, который не может вызвать искры.

Газосварочные работы в помещении ГРП разрешаются в исключительных случаях по специальному плану и под непосредственным руководством инженерно-технического работника.

Если в помещении ГРП появился газ, то сварочные работы немедленно прекращают. Возобновить работы можно после ликвидации утечки газа и проветривания помещения.

При работе в противогазах необходимо следить, чтобы шланги не имели перегибов, а открытые концы их были расположены с наветренной стороны не ближе 5 м от ГРП.

В помещении ГРП нельзя хранить горючие и легковоспламеняющиеся материалы.

Работы по ремонту электрооборудования и смена перегоревших электроламп должны проводиться при выключенном токе.

Автоматизированные системы диспетчерского управления газовым хозяйством

Основной показатель нормальной работы систем газоснабжения — подача газа требуемого давления каждому потребителю. Для этого диспетчерская служба работает в постоянном контакте с диспетчерской службой управления магистральных газопроводов и поддерживает связи со всеми промышленными потребителями.

Для выполнения таких сложных функций диспетчерская служба оснащена средствами связи, автоматики, телемеханики и вычислительной техникой. Это обеспечивает централизованный контроль основных показателей работы систем газоснабжения, автоматическое регулирование давления газа в газопроводах и телемеханическое управление соответствующими запорными устройствами.

В крупных газовых хозяйствах диспетчерские службы могут оснащаться ЭВМ, обеспечивающими обработку поступающей информации и выдачу рекомендаций диспетчеру. В нашей стране начата телемеханизация городских систем газоснабжения.

Устройства автоматики и телемеханики (АТ) и комплекс технических средств автоматизированных систем управления (КТС АСУ) предназначены для повышения надежности работы газораспределительных сетей, контроля состояния объектов и управления работой оборудования этих объектов. Средства АТ и КТС АСУ должны обеспечивать автоматическое регулирование или стабилизацию технологических параметров и безопасность работы объектов газового хозяйства, а в случае выхода контролируемых параметров за допустимые пределы работы — прекращать подачу газа.

Автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) — высшая ступень диспетчеризации газового хозяйства. Это достигается за счет оснащения диспетчерских служб электронно-вычислительной техникой, в том числе ЭВМ, позволяющей принимать быстрые решения в процессе управления газоснабжением. В сложной комплексной системе управления народным хозяйством страны АСДУ занимает место на стыке между Единой автоматизированной системой газоснабжения страны и территориальной АСУ городского газового хозяйства. Четкое взаимодействие этих систем обеспечивается при их полной совместимости, едином порядке получения, переработки и хранения информации, унификации документации, идентичности их шифров и кодов. Основная цель внедрения АСДУ газовым хозяйством — повышение эффективности работы систем газоснабжения на основе совершенствования их организационной структуры и методов управления. При этом необходимы оперативное управление работой ГРП; оптимальное управление процессами распределения газа между потребителями; учет количества получаемого и отпущенного потребителям газа; контроль за расходом газа и др.

Технологической основой АСДУ газовым хозяйством становятся информационно-вычислительные центры (ИВЦ). В крупных городах страны в территориальных АСУ создают вычислительные центры и вычислительные системы коллективного пользования.

Рассмотрим примерную схему АСДУ режимами газоснабжения. На рисунке 51 показано два варианта применения схемы: в качестве консультанта-диспетчера и диспетчера-автомата. Во втором случае на схеме штриховой линией показаны дополнительные элементы ТУ (устройства телеуправления) и ИМ (исполнительные механизмы). В первом варианте система имеет

разомкнутый характер, а во втором — замкнутый с обратными связями через объекты управления и контролируемые пункты. В качестве основных элементов системы можно выделить:

датчики контролируемых параметров и положения управляемых объектов (Д);

устройства телеизмерения и телесигнализации (ТИ, ТС). Они обеспечивают передачу необходимой информации с различных контролируемых пунктов систем газоснабжения в ИВЦ. В данном случае ИВЦ расположен на диспетчерском пункте газовой службы;

ЭВМ, обеспечивающая выполнение математических операций и моделирование процессов, происходящих в системе газоснабжения;

блок ввода программ (БВП), обеспечивающий оперативную настройку и перестройку ЭВМ и выбор режима ее работы;

блок "Память", обеспечивающий ЭВМ полезными сведениями;

выходное устройство (ВУ), предназначенное для диспетчерского контроля за работой ЭВМ;

устройство телеуправления (ТУ), предназначенное для передачи команд ЭВМ объектам управления (регуляторам давления);

исполнительные механизмы (ИМ), воздействующие на объекты управления;

объекты управления (ОУ).

Основное отличие рассмотренной АСДУ от обычных систем диспетчеризации заключается в оснащении диспетчерских служб электронно-вычислительной техникой, позволяющей принимать быстрые и оптимальные решения в процессе управления газоснабжением.

В газовых хозяйствах основные контролируемые пункты: ГРС; газгольдерные станции; основные ГРП и ГРУ; отдельные точки газопроводов. Эти контролируемые пункты в телемеханизированных системах служат местами сосредоточения объектов телемеханического контроля и управления.

В соответствии с действующими СНиП в системах газоснабжения подлежат обязательной телемеханизации следующие объекты: все ГРС; ГРП, питающие сети высокого и среднего давлений; ГРП, питающие тупиковые сети низкого давления; ГРП промышленных, энергетических и коммунально-бытовых предприятий с потреблением газа более $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ или предпри-

ятий с особым режимом газоснабжения; газгольдерные станции; отдельные характерные точки газовой сети.

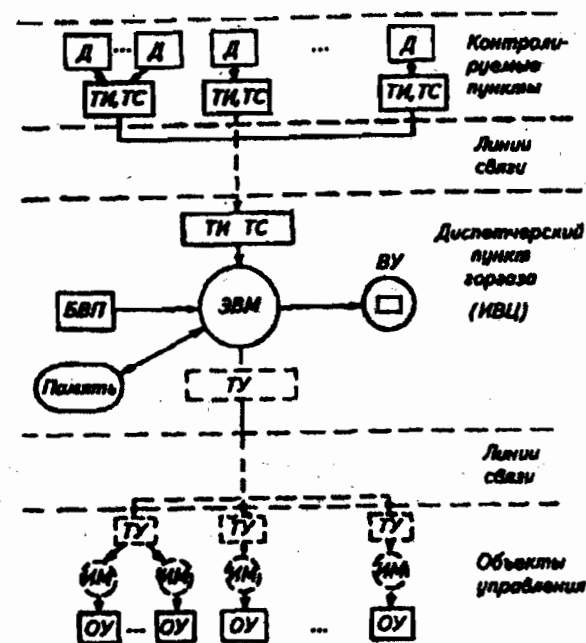


Рис.51. Примерная структурная схема АСДУ режимами газоснабжения городских потребителей

Диспетчеризация систем газоснабжения должна обеспечивать:

передачу на диспетчерский пункт аварийных и предупредительных сигналов при отклонении контролируемых параметров газа от установленных норм;

централизованное управление настройкой регуляторов давления газа и отключающими устройствами на газопроводах для обеспечения наиболее рациональных эксплуатационных режимов систем газоснабжения;

возможность измерения основных параметров газа.

Основные параметры, подлежащие телемеханическому контролю, — давление, расход и температура газа в газопроводах, температура внутреннего воздуха и загазованность в помеще-

ниях.

Телемеханизация объектов обеспечивается средствами телеизмерения, телеуправления и телесигнализации. Под телеизмерением понимается передача с заданной точностью сообщений о текущих значениях давления, расхода и температуры газа с контролируемых пунктов на диспетчерский пункт.

Средствами телеуправления, обеспечивающими передачу и исполнение команд диспетчера, оснащают устройства настройки регуляторов давления (пилоты), электроуправляемые задвижки и клапаны.

Средствами телесигнализации оборудуют большинство объектов телемеханического контроля.

Все контролируемые пункты оснащают средствами двусторонней телефонной связи с диспетчерским пунктом. Контролируемые пункты оборудуют в специальных аппаратных помещениях, обеспечивающих нормальные условия эксплуатации автоматических и телемеханических устройств. Телемеханические устройства относятся к комплексным телемеханическим системам, предназначенным для территориально рассредоточенных объектов. При этом особенность таких систем заключается в том, что число телемеханизированных контролируемых пунктов гораздо больше числа телемеханических операций, осуществляемых на каждом контролируемом пункте. Телемеханические устройства диспетчерских служб должны обеспечивать:

- централизованный контроль основных параметров газоснабжения;

- передачу сигналов на диспетчерский пункт при нарушениях заданного режима газоснабжения, возникновении аварий и неисправностей;

- централизованное управление основными запорными устройствами на газопроводах и устройствами настройки регуляторов (пилотами) давления соответствующих ГРП;

- контроль положения объектов телеуправления;

- двустороннюю телефонную связь между контролируемыми пунктами и диспетчерской.

Телемеханическую аппаратуру подразделяют на аппаратуру: телеизмерений (ТИ);

телеуправления — телесигнализации (ТУ—ТС);

для обработки и регистрации информации, поступающей на диспетчерский пункт;

телефонной связи (ТФ);

вспомогательную.

Вместе с тем вся телемеханическая система тазового хозяйства конструктивно состоит из трех основных частей: полукомплекта диспетчерского пункта (ПК ДП); полукомплектов контролируемых пунктов (ПК КП); устройств связи полукомплектов ДП и КП между собой.

Контролируемые пункты — места сосредоточения объектов телеуправления (ТУ), телесигнализации (ТС) и телеизмерения (ТИ). Условная дальность действия телемеханической аппаратуры принята 25 км. Если необходимо передать информацию на большее расстояние, принимают меры по снижению значения электрического затухания, например используют электрические кабели с большим сечением жил.

Устройства телеуправления предназначены для оперативно изменения из диспетчерского пункта положения пилотов регуляторов давления газа. Каждому из телеуправляемых регуляторов передается две команды: "Больше давление" или "Меньше давление". При этом устанавливается не менее трех уровней выходного давления. По показаниям приемников телеизмерений осуществляется контроль исполнения команд телеуправления настройкой регуляторов давления.

Системы телемеханики могут работать в двух основных режимах: автоматический опрос группы объектов и выборочное подключение к диспетчерскому пункту отдельного объекта. Информация телеизмерения параметров газа может воспроизводиться путем вывода ее на табло и показывающие приборы, а также регистрации самопишущими приборами. Устройства телемеханики обеспечивают раздельное и совместное проведение операций телеуправления, телесигнализации, телеизмерения и связи.

В первом случае телемеханические устройства называют *функциональными*, во втором — *комбинированными*. Комбинированные устройства могут выполнять несколько видов телемеханических операций, но не решают все задачи контроля и управления. Эти задачи решают комплексные телемеханические системы, обеспечивающие передачу сигналов телеуправления, телесигнализации и телеизмерения, а также осуществление телефонных переговоров по общей линии связи.

Рассмотрим принцип работы устройства телеуправления конструкции Мосгаза, предназначенного для телемеханической перестройки регуляторов давления газа (рис.52).

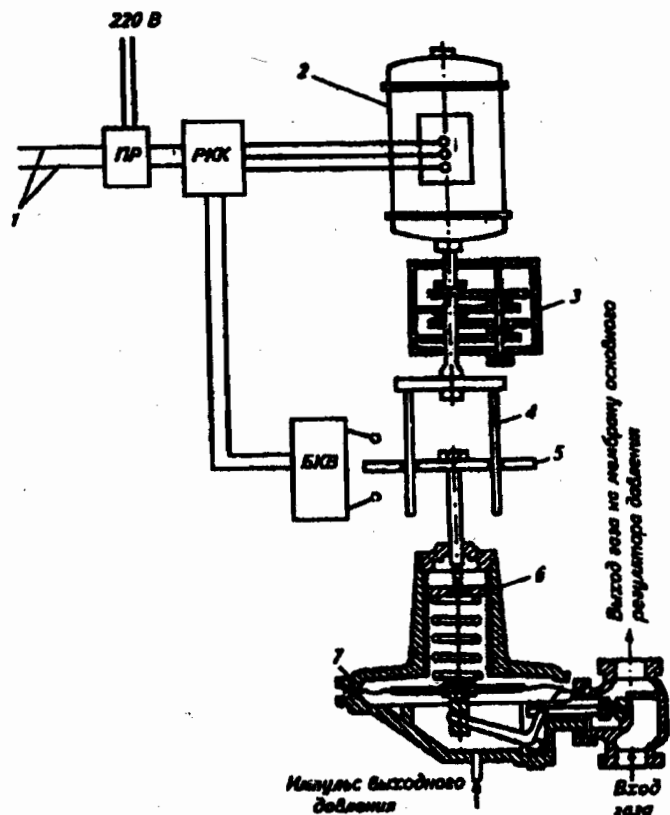


Рис. 52. Устройство механической перенастройки регуляторов давления газа конструкции Мосгаза:

1 — телефонные провода; 2 — электродвигатель; 3 — редуктор; 4 — вилка; 5 — штурвал-диск; 6 — нажимная пика пилота; 7 — командный прибор управления

Устройство включает в себя схему телеуправления и ИМ, сочлененный с командным прибором управления регулятора (пилотом). Схема состоит из ключа управления, расположенного на диспетчерском пункте, и поляризованного реле ПР, находящегося в помещении ГРП. Поляризованное реле и ключ управления соединены между собой двухпроводной телефонной линией связи. Исполнительный механизм устройства состоит из реверсивного электродвигателя 2 типа 2АСМ-400, редуктора 3, соединенного с вилкой 4. Вилка 4 вставляется в штурвал-диск 5

командного прибора управления 7 регулятора. При этом движение штурвала-диска ограничено блоком концевых выключателей БКВ. Электродвигатель и БКВ подключены к поляризованному реле ПР через распределительную клеммную коробку РЭК. Исполнительный механизм легко соединяется с современными конструкциями командных приборов регуляторов давления газа. Редуктор ИМ связан с вращающейся вилкой 4, а пальцы вилки свободно входят в отверстия штурвала-диска 5 пилота регулятора давления. Штурвал-диск соединен с нажимной гайкой пилота 6, которая может свободно перемещаться в стакане пилота. При вращении нажимной гайки пилота возникает дополнительное усилие на пружину, которая, в свою очередь, воздействует на мембрану пилота. Всякое перемещение под действием пружины мембраны пилота вызывает соответствующее перемещение клапана командного прибора управления 7. Перемещение клапана приводит к изменению давления газа, воздействующего на мембрану основного регулятора давления газа, а следовательно, и давления газа на выходе из основного регулятора. Сигналы "Больше давление" и "Меньше давление" направляются с диспетчерского пункта устройства по полярному признаку. Эти сигналы на ГРП воспринимаются поляризованным реле ПР, контактами которого включается реверсивный электродвигатель.

Включение в работу электродвигателя приведет к соответствующему перемещению штурвала-диска и нажимной гайки пилота. При вращении нажимной гайки вправо давление на выходе основного регулятора повысится, а при вращении влево — понизится.

Использование рассмотренного устройства телеуправления должно сочетаться с применением на диспетчерском пункте показывающих телеизмерительных приборов.

Контрольные вопросы и задания. 1. Расскажите об устройстве и назначении ГРП. 2. Каков принцип действия регулятора давления? 3. Расскажите о дроссельных устройствах и мембране регуляторов. 4. Какие функции выполняет регулятор давления? 5. От чего зависят надежность и качество автоматического регулирования давления? Какие функции выполняют предохранительные и сбросные устройства? 6. Расскажите об устройстве и принципе работы КИП, установленных в ГРП. 7. Как осуществляется ввод в эксплуатацию ГРП? 8. Что входит в состав работ при техническом обслуживании ГРП? 9. Какие неисправности оборудования ГРП могут встретиться и как их устранять? 10. Какие меры безопасности надо соблюдать при обслуживании ГРП? 11. В чем сущность АСДУ газовым хозяйством?

чей воды из труб диаметром 27 мм. Внутри баллона имеются клапан 4 и поплавок 3. При закрытых вентилях 11 и 7 и открытых вентилях 10 и 8 установка работает как обычная естественная регазификационная. При открытых вентилях 7, 8 и 11 и закрытом вентиле 10 установка работает через испаритель.

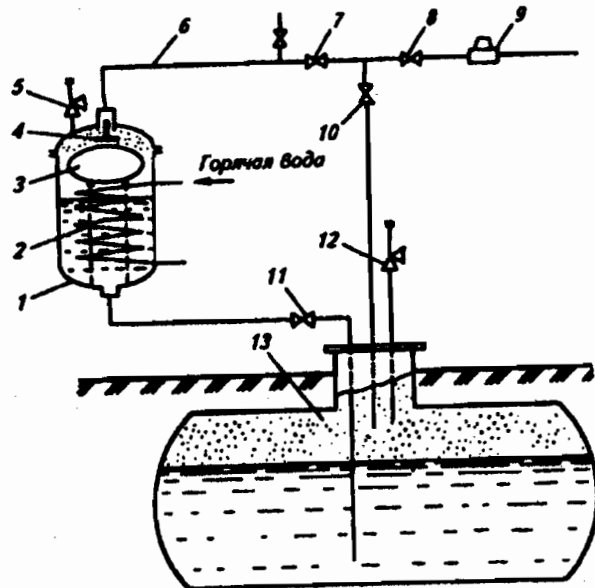


Рис. 100. Принципиальная схема установки с испарителем Мосгазпроекта

Принцип работы установки заключается в следующем. Из емкости 13 сжиженный газ под давлением собственных паров поступает в испаритель. Соприкасаясь со змеевиком, по которому протекает горячая вода температурой 80 °С, сжиженный газ начинает интенсивно испаряться и по трубопроводу 6 поступать к потребителю через регулятор 9. По мере увеличения отбора паров из испарителя давление в нем уменьшается и уровень жидкости повышается, смачивая большую поверхность змеевика. Таким образом, испарение возрастает соответственно увеличивающемуся отбору газа. При уменьшении расхода паров из испарителя давление в нем увеличивается, уровень жидкости понижается, а производительность испарителя уменьшается.

При прекращении подачи горячей воды или чрезмерном рас-

ходе газа давление в испарителе понижается и уровень жидкости резко повышается. В этом случае во избежание поступления жидкости в газопровод 6 поплавок 3 поднимается и закрывает клапан 4. Предохранительные клапаны 5 и 12 служат для исключения недопустимого повышения давления в испарителе и резервуаре.

Контрольные вопросы к заданиям.

1. Расскажите об особенностях сжиженных газов.
2. Какие требования предъявляют к транспортированию и хранению сжиженных газов?
3. Расскажите об устройстве и принципе работы индивидуальных баллонных установок.
4. Расскажите об устройстве и принципе работы групповых баллонных установок.
5. Какие регуляторы применяют для сжиженных газов?
6. Что такое регазификация сжиженных газов?
7. Какие меры безопасности необходимо соблюдать при использовании сжиженных газов?

Безопасность труда в газовом хозяйстве

Выполнение газоопасных работ

Безопасность труда в газовом хозяйстве имеет исключительно важное значение, которое определяется взрывоопасностью горючих газов, отравляющими свойствами некоторых компонентов горючих газов и продуктов их неполного сгорания.

Загазованность помещений может произойти вследствие утечек газа из соединений газопроводов, газовой арматуры и приборов, через их неплотности, из запорной арматуры, случайно оставленной открытой без присмотра; в случае сжигания газа при недостаточном или слишком большом разрежении, а также при плохой вентиляции помещения, без достаточного удаления продуктов сгорания, при разрыве сварных соединений на газопроводе.

Для обнаружения мест утечек газа из внутренних газопроводов производят обмыливание сварных, резьбовых и фланцевых соединений. Признак утечки газа в этом случае — наличие пузырьков мыльного раствора. Обнаруженные утечки газа устраняют следующими способами: сменой прокладок или подтяжкой болтов во фланцевых соединениях; заменой пенечковой набивки

в резьбовых соединениях; заваркой или заменой шва с дефектами на газопроводе. Ликвидацию мест утечек газа из наружных и подземных газопроводов производит аварийная служба газового хозяйства.

Во всех случаях до устранения утечек газа запрещается включать и выключать электроосвещение; пользоваться звонками, плитками и другими электрическими приборами; вносить открытый огонь и применять его для отыскания утечек газа.

Очень важное значение имеют вентиляция помещений и организованный отвод продуктов горения газа. Неудовлетворительное действие вентиляции может привести к накоплению в помещении вредных примесей и образованию взрывоопасных концентраций газа.

Работы, выполняемые в загазованной среде, или работы, при которых возможен выход газа из газопроводов и агрегатов, называют *газоопасными*. В Правилах безопасности Госгортехнадзора дан следующий перечень газоопасных работ:

присоединение вновь проложенных газопроводов к действующим;

ввод в эксплуатацию газопроводов, газорегуляторных пунктов, агрегатов и приборов промышленных, коммунальных и бытовых потребителей;

ревизия и ремонт действующих газопроводов, газового оборудования и арматуры;

прочистка и заливка в газопровод растворителей для удаления гидратных образований; установка и снятие заглушек на газопроводах, находящихся под давлением газа;

разборка газопроводов, отключенных от действующих сетей; осмотр и проветривание колодцев, а также откачка конденсата из конденсатосборников и неиспарившихся остатков из резервуарных групповых установок сжиженных газов;

профилактическое обслуживание действующих газовых приборов и внутреннего газооборудования;

слив газа из железнодорожных цистерн, заполнение резервуаров на станциях сжиженных газов и групповых установках, заполнение автоцистерн и баллонов.

Газоопасные работы должны выполнять специально обученные рабочие, причем в составе бригады должно быть не менее 2 человек, а при работах в колодцах, тоннелях или глубоких траншеях — не менее 3 человек.

На выполнение газоопасных работ должны выдаваться на-

ряды установленной формы. Лица, имеющих право выдачи нарядов, определяют приказом по газовому хозяйству.

На наиболее ответственные работы кроме наряда составляется специальный план, утвержденный главным инженером треста (конторы, предприятия). К этим работам относят: работы по вводу в эксплуатацию и пуску газа в газопроводы вновь газифицируемых городов и поселков; пуску газа в газопроводы с давлением выше 0,6 МПа; присоединению к действующим газопроводам среднего и высокого давлений; работы в ГРП с применением сварки и газовой резки; ремонтные работы на газопроводах среднего и высокого давлений с применением сварки и газовой резки; снижение и восстановление давлений газа в газопроводах и т. д.

В наряде указывают основные меры безопасности при выполнении работ, а в плане — последовательность проведения работ, потребность в приспособлениях и механизмах, расстановку членов бригады, лиц, ответственных за проведение и координацию работ.

К этим документам прилагают исполнительный чертеж с указанием места и характера проводимой работы. До начала выполнения работ проводят всю необходимую подготовительную работу: инструктаж рабочих, организацию рабочего места, обеспечение рабочих инструментами, защитными средствами и приспособлениями. Газоопасные работы, как правило, выполняют в дневное время. Если работы ведут в плохо освещенных помещениях, то применяют переносные электролампы во взрывобезопасном исполнении или аккумуляторные светильники шахтерского типа.

При выполнении работ в колодцах, котлованах и других подземных сооружениях и закрытых помещениях работающие должны быть в противогазах и спасательных поясах, в обуви без подковок и гвоздей или на обувь надевают галоши.

В колодцах, тоннелях и коллекторах не допускаются сварка и газовая резка на действующих газопроводах без отключения и продувки их воздухом. У запорного устройства дополнительно устанавливают заглушку, которую удаляют после окончания работ. Если работы предусматривают снижение давления, то его снижают до начала работ, однако даже при сниженном давлении могут быть случаи воспламенения выходящего в атмосферу газа, поэтому необходимо иметь на месте средства тушения пламени. Пламя тушат замазыванием глиной, засыпкой землей, на-

брасыванием брезентовых или асбестовых одеял, а также струей инертного газа.

Все указания и распоряжения работающим должны давать ответственные лица, назначенные из числа инженерно-технических работников.

Производство аварийных работ

Аварийными называют работы, требующие безотлагательных действий. Их проводят в следующих случаях: при проникновении газа в здания и сооружения, закупорках газопроводов, утечках газа в помещениях и подземных газопроводах, повреждении резервуаров на ГНС и групповых установок и др.

Многие аварийные работы выполняет аварийная служба в контакте с другими службами и участками треста, а также совместно с пожарной охраной.

Устранение аварий на подземных газопроводах. Для установления мест повреждения газопроводов необходимо ознакомиться с исполнительной документацией и оценить обстановку на месте. Наиболее опасные последствия таких аварий — проникновение газа в жилые и общественные здания. В этом случае необходимо проверить подвальные помещения на загазованность и при наличии в них газа срочно проветрить эти помещения. Необходимо также проветрить соседние помещения и при необходимости установить в них дежурство. Жителей загазованных помещений временно выселяют.

Одновременно с этими мероприятиями бригада приступает к обследованию ближайших подземных коммуникаций и по результатам обследования определяет наиболее вероятное место повреждения газопровода; после этого приступают к буровому осмотру. Место раскопки котлована определяют по скважинам с наибольшей концентрацией газа. Необходимо также учитывать, что источниками аварии, как правило, бывают стыковые соединения, места присоединений конденсатосборников, пересечения газопроводов с другими сооружениями. До начала земляных работ необходимо вызвать представителей организаций, имеющих вблизи газопровода подземные сооружения, для уточнения места их расположения и принятия необходимых мер безопасности.

К раскопке котлована приступают немедленно, используя имеющиеся средства и механизмы. Если проникновение газа в помещение происходит вдоль трассы других коммуникаций, то

наиболее надежный способ предотвращения проникания газа — раскопка шурфа в непосредственной близости от здания. Устройство шурфа должно обеспечивать вытяжку газа в атмосферу. Обнаруженные повреждения устраняют немедленно; способы устранения определяет руководитель работ.

Устранение аварий в помещениях. Эти аварии связаны с утечками газа из сварных, резьбовых соединений, кранов и газовых приборов. После получения заявки аварийная служба сразу выезжает на место происшествия, предварительно дав указание заявителю о проветривании помещения, отключении газовых приборов и т. д. Необходимо немедленно произвести вентиляцию помещения.

По прибытии на место руководитель бригады определяет концентрацию газа в помещении и принимает все необходимые меры для предотвращения взрыва. Места утечек газа или повреждений определяют путем осмотра и обмыливания.

После того как место утечки установлено, бригада приступает к ликвидации повреждения. В зависимости от места и характера повреждения отключают отдельные приборы, участки или квартиры. Если ликвидация повреждений связана с применением сварочных работ, то ремонтируемый участок необходимо продуть воздухом или инертным газом и после этого приступить к сварке. Все участки газопроводов, на которых проводились работы с отключением газа, в дальнейшем необходимо продуть газом и взять анализ.

Производство работ при взрывах и пожарах. Эти работы значительно осложняются в связи с опасностью повторного взрыва, поэтому необходимо срочно прекратить подачу газа в дом и тщательно проветрить помещение через окна и двери.

После обнаружения и устранения повреждения отключенные участки газопроводов следует опрессовать и продуть газом.

Взрывы могут сопровождаться пожаром, в этом случае необходимо прекратить подачу газа, так как поступающий газ будет способствовать распространению пламени. Пожар тушат с применением пенных, углекислотных, порошковых огнетушителей и водяной струей. При небольших загораниях пользуются брезентом, кошмой и другими материалами для накрытия и изоляции пламени от доступа кислорода.

Газоиндикаторы

Для обеспечения безопасности использования газового топлива необходимы регулярный контроль за содержанием газа в воздухе и своевременное обнаружение мест утечек газа.

Наиболее распространенный и простой способ определения наличия газа в воздухе — контроль по запаху. Однако более надежно определение газа с помощью газоанализаторов и газоиндикаторов.

Приборы, с помощью которых определяют количество каждого компонента, входящего в состав газа, называют *газоанализаторами*.

Газоиндикаторы позволяют определить содержание в воздухе одного или общей суммы нескольких газов. Действие этих приборов основано на изменении физических и химических свойств воздуха при появлении в нем примеси определенного газа.

Рассмотрим устройство и принцип работы наиболее распространенных в газовом хозяйстве газоиндикаторов.

Газоиндикатор типа ПГФ. На рисунке 101 показаны разрез и электрическая схема прибора ПГФ2М. Электрическая схема прибора представляет собой мостик Уитстона, два плеча которого — платиновые спирали, а два других — постоянные сопротивления.

Платиновые спирали выполнены из проволоки диаметром 0,05 мм, имеющей сопротивление 0,65...0,02 Ом при прохождении через нее тока 10 мА при температуре 20 °С.

Действие прибора основано на изменении электрического сопротивления платинового плеча мостика за счет повышения его температуры при сжигании на нем исследуемой пробы газозвушной смеси. На одну из платиновых спиралей подается чистый воздух, на другую — газозвушная смесь, в которой определяют процентное содержание газа. Пробу анализируемого газа разбавляют воздухом путем установки трехходового крана в соответствующее положение. При этом возможны следующие положения крана: в первом положении кран соединяет камеру газоиндикатора с газозборным шлангом, во втором — с окружающей атмосферой и в третьем — с окружающей атмосферой и газозборным шлангом.

Анализируемый газ засасывается в камеру прибора через трехходовой кран, имеющий два штуцера: для присоединения

газоразборного шланга и сообщения камеры через отверстие с атмосферой. В обоих отверстиях втулки крана установлены калиброванные диафрагмы с определенным отношением проходных отверстий. Это позволяет разбавлять пробу газа с воздухом в соотношениях 1:2, 1:5, 1:10, что дает возможность анализировать концентрацию газа, значительно превышающую значение шкалы гальванометра.

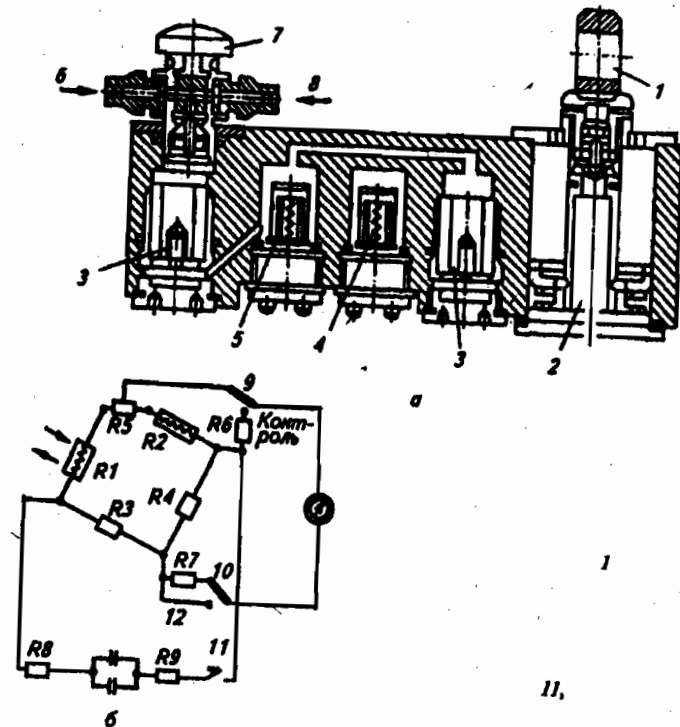


Рис. 101. Газоиндикатор ПГФ2М:
а — разрез прибора: 1 — рукоятка воздушного насоса; 2 — поршень воздушного насоса; 3 — взрывозащитное устройство; 4 — сравнительная камера; 5 — измерительная камера; 6 — вход анализируемого воздуха; 7 — трехходовой кран; 8 — вход чистого воздуха; б — электрическая схема: 9, 10 — тумблеры; 11, 12 — рукоятки переключателя низкой и высокой чувствительности гальванометра

Для анализа газа, концентрация которого выше, чем концентрации, отвечающие максимальному отклонению стрелки гальванометра, в электрической схеме имеется добавочное сопротивление к гальванометру, позволяющее снизить его чувствительность в 5 раз. Шкала гальванометра имеет три реперные точки, обозначенные красными треугольниками с индексами I, II и III.

Рабочие части прибора смонтированы на панели, прикрепленной к его корпусу. На наружной поверхности панели размещены трехходовой кран, гальванометр, шток насоса, кнопочный переключатель, кнопки реостата (напряжения и нулевого положения приборов), переключатель пределов измерения.

Источник питания электрической схемы — две параллельно включенные батареи карманного фонаря, помещенные в камеру прибора. Напряжение батареи должно быть не ниже 3,7 В. На внутренней стороне крышки помещены правила пользования прибором и пересчетная таблица для перевода отклонений стрелки гальванометра в концентрацию анализируемого газа.

Питание моста включается кнопочным выключателем. Для подготовки прибора к работе рукоятку переключателя необходимо поставить в положение "Контроль" и вращением рукоятки реостата с надписью "Установка напряжения" зафиксировать реперную точку. При этом переключатель диапазонов должен находиться в первом рабочем положении. Затем переключатель ставят в положение "Анализ" и в камеру засасывается чистый воздух. Вращением рукоятки нулевого реостата (до совпадения стрелки с нулем) устанавливают равновесие мостовой схемы прибора. После выполнения подготовительных работ можно приступить к анализу. Для этого с помощью насоса в рабочую камеру засасывают пробу анализируемого газа, нажимают кнопку "Накал". По таблице в соответствии с величиной отклонения стрелки определяют концентрацию газа.

Прибор после 1000 анализов подлежит контрольной проверке на правильность показаний.

Выпускают три модификации прибора ПГФ2М: ПГФ2М-И1А — для количественного определения в воздухе метана; ПГФ2М-И3А — для количественного определения в воздухе пропана, этилена и других газов; ПГФ2М-И4А — для определения в воздухе водорода. Прибор взрывобезопасен, что обеспечивается специальными взрывозащитными устройствами.

Оптический газоиндикатор ШИ-3. В газовых хозяйствах

страны для определения содержания природных и сжиженных газов в воздухе наряду с электрическими применяют оптические газоиндикаторы. К этим приборам относят шахтные интерферометры для контроля воздуха в шахтах. Принцип их работы основан на явлении интерференции, т. е. усилении или ослаблении однородных световых волн при наложении одной на другую. Контролируемый воздух в приборе находится на пути одного из двух световых лучей, имеющих одинаковые фазы.

Действие прибора основано на измерении смещения интерференционной картины вследствие изменения состава анализируемой пробы газовой смеси, находящейся на пути одного из двух лучей, способных интерферировать. Это смещение пропорционально разности между показателями преломления света газовой смеси и атмосферного воздуха, т. е. пропорционально содержанию метана и диоксида углерода в смеси. Интерференционная картина представляет собой белую полосу, ограниченную двумя симметрично окрашенными краями черных полос. Если в газовую и воздушную камеры направить чистый воздух, то интерференционная картина не смещается, а середина левой черной полосы совмещается с нулевой отметкой шкалы, отградуированной от 0 до 6 % метана с ценой деления 0,5 %.

На рисунке 102 показана схема действия шахтного индикатора ШИ-3. От электрической лампы 15 свет проходит через конденсорную линзу 18 и параллельным пучком падает на зеркало 4, где разлагается на два интерферирующих пучка. Один пучок лучей отражается от верхней плоскости зеркала и проходит через две боковые полости 6 газовой камеры, заполненные чистым воздухом. Другой пучок лучей отражается от нижней плоскости зеркала, дважды проходит вдоль средней полости 5 камеры, в которую набирается проба анализируемого воздуха. При выходе из газовой камеры эти пучки вновь попадают на зеркало 4, отражаются от его верхней и нижней плоскостей, сходятся в один пучок, проходящий через призму 8, затем пучок отклоняется призмой под прямым углом и попадает в объектив 2 зрительной трубки. Подвижная стеклянная призма 3 дает возможность передвигать интерференционную картину вдоль шкалы и устанавливать ее в нулевое положение. Анализируемый воздух засасывается резиновой грушей в прибор, поступает в верхнюю часть патрона 13, в котором имеется поглотитель углекислоты. Из патрона 13 по трубке 11 воздух направляется в ниж-

ную часть патрона 14, в которой имеется силикагель для поглощения паров воды. Далее осушенный и очищенный воздух поступает в среднюю газовую полость 5 газовой камеры и через штуцер 12 выпускается наружу.

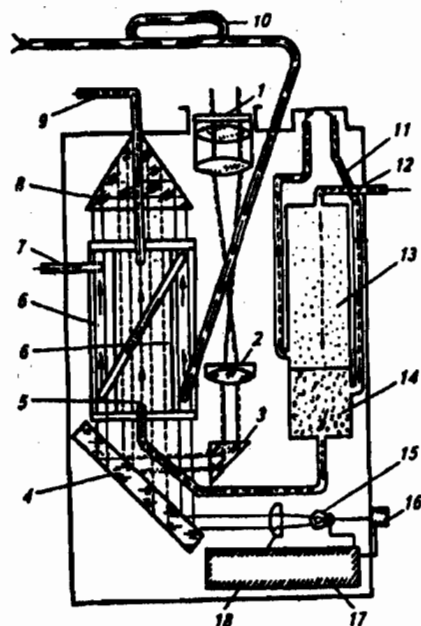


Рис. 102. Схема оптического газиндикатора ШИ-3:

1 — окуляр; 2 — объектив; 3 — подвижная призма; 4 — плоскопараллельное зеркало; 5 — средняя полость газовой камеры; 6 — боковые полости камеры; 7, 9 — штуцеры для присоединения резиновой груши при наборе контролируемого воздуха; 8 — призма полного внутреннего отражения; 10 — трубчатый лабиринт; 11 — соединительные трубки; 12 — штуцер для контролируемого воздуха; 13 — патрон с поглотителем углекислоты; 14 — патрон с силикагелем; 15 — электрическая лампа; 16 — кнопка включения лампы; 17 — батарея; 18 — конденсорная линза

Таким образом, газовая камера при анализе заполняется контролируемым воздухом, а воздушная линия (лабиринт 10) заполняется чистым атмосферным воздухом. Лабиринт дает возможность поддерживать в воздушной линии атмосферное давление. После 500...600 определений поглотительный патрон для углекислоты необходимо перезарядить, так как углекислота может исказить результаты определения метана.

Сигнализатор СТХ-5А. Во многих газовых хозяйствах применяют автоматический переносной термохимический сигнализатор СТХ-5А. Он предназначен для периодического контроля дозрывоопасных концентраций горючих газов в воздухе произ-

водственных помещений и выдачи сигналов в диапазоне сигнальных концентраций. Диапазон сигнальных концентраций в рабочих условиях составляет 5...50 % нижнего предела воспламеняемости горючих газов.

Принцип действия сигнализатора основан на термохимической реакции окисления (сгорания) горючих газов на чувствительном элементе, включенном в зону моста.

В состав схемы входят: источник питания (два аккумулятора номинальным напряжением 2,5 В или батареи типа "Планета-1" или "Планета-2" напряжением 3,5 В); сигнализатор напряжения, обеспечивающий стабилизацию напряжения источника питания в пределах $1,8 \pm 0,1$ В; измерительный мост, включающий в себя измерительный и сравнительные чувствительные элементы, расположенные в датчике, и балансовые плечи-резисторы; узел отключения аккумуляторной батареи от нагрузки и выдачи сигнализации по разряду.

Работает сигнализатор следующим образом. Измерительный мост сигнализатора питается стабилизированным напряжением. В измерительную диагональ моста включен показывающий прибор с переменным резистором. При сгорании на чувствительном элементе пробы газовой смеси измерительный мост разбалансируется и в его диагонали появляется напряжение постоянного тока, пропорциональное по величине концентрации контролируемых веществ. Как только напряжение разбаланса достигнет определенной величины, стрелка показывающего прибора войдет в сигнальную зону. При входе стрелки показывающего прибора в сигнальную зону необходимо принять меры по выявлению и устранению причин появления опасной концентрации. Если при нажатии кнопки светодиод не загорится, сигнализатор необходимо отправить на перезаряд аккумуляторов.

Подготовку сигнализатора к работе производят вне взрывоопасных помещений следующим образом: нажимают на кнопку и убеждаются, что загорелся светодиод; после того как успокоится стрелка показывающего прибора, устанавливают ее на начало шкалы с помощью резистора; отпускают кнопку и убеждаются, что светодиод погас.

В настоящее время в газовых хозяйствах Украины и Российской Федерации появилось много новых сигнализаторов по определению загазованности помещений природным газом — метаном.

Новые сигнализаторы системы ТС — течеискатели-

сигнализаторы были разработаны Белорусским НПП "Фармэк".

Наибольшее распространение получили сигнализаторы типов: ТГГ-90 — течеискатель горючих газов; ТС-92 — течеискатель-сигнализатор; ТПГ-94 — течеискатель для подземных газопроводов; ИМ-93 — измеритель метана.

Течеискатель ТГГ-90. Это прибор взрывозащищенного исполнения и предназначен для индикации наличия метана при определении мест утечек газа из газовой арматуры, оборудования и газопроводов систем газоснабжения. Течеискатель предназначен для работы в диапазоне температур от -20 до 40°C и при относительной влажности не более 80 %.

Течеискатель состоит из датчика ПГС с защитным колпачком, корпуса с электронным блоком и блока аккумуляторов.

Принцип работы течеискателя основан на регистрации изменения сопротивления датчика при воздействии на него газа. Датчик включен в электрическую схему, которая находится в уравновешенном состоянии. При воздействии газа на датчик происходит разбаланс мостовой схемы, усиливаемый дифференциальным усилителем. Величину разбаланса мостовой схемы показывает табло, отградуированное в процентном содержании метана в загазованной среде.

Течеискатель обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при обнаружении мест утечек углеводородных газов.

Электропитание течеискателя осуществляется от встроенного сменного блока аккумуляторов с номинальным напряжением 5,2 В. О снижении напряжения питания ниже допустимого значения ($4,2 \pm 0,1$ В) прибор информирует непрерывным звуковым сигналом.

Техническая характеристика ТГГ-90

Диапазон работы по метану, % об. доли	0,01...100
Время прогрева индикатора, с, не более	10
Быстродействие, с, не более	3
Вид питания	Автономное
Напряжение питания, В	$5,45 \pm 0,55$
Максимальная потребляемая мощность, Вт, не более	1,2
Габаритные размеры, мм, не более	310 x 71 x 37
Масса, кг, не более	0,63 (с элементами А343)
Время непрерывной работы, ч, не менее	8
Ток короткого замыкания, А, не более	0,25

Течеискатель-сигнализатор ТС-92 со встроенным микронасосом. Он разработан и изготавливается научно-

производственным предприятием "Фармэк". Предназначен для определения и локализации утечек горючих и токсичных газов и оценки уровня загазованности в подвалах, колодцах, скважинах и других труднодоступных местах различных газопроизводящих и газопотребляющих предприятий, систем транспортирования и хранения газа путем сигнализации на уровне 1 % объемной доли метана (20 % НКПР). Выпускается во взрывозащитном и обычном исполнениях (рис. 103, а).

Прибор ТС-92 используют на предприятиях газовой, химической, нефтеперерабатывающей, добывающей промышленности, энергетики, связи, в жилищно-коммунальном хозяйстве и т. д.

С применением дополнительных средств он безотказно работает на трассе газопровода.

В основе работы течеискателя-сигнализатора лежит принцип регистрации изменения сопротивления полупроводникового датчика под воздействием на него газа.

Конструктивно течеискатель состоит из пластмассового корпуса с размещенными внутри него микронасосом, датчиком, платы с блоком сигнализации, отсека питания.

Технически характеристика ТС-92

Чувствительность в режиме течеискания по метану, % об. доли	0,01
Порог срабатывания сигнализации по метану, % об. доли	1
% НКПР	20
Погрешность срабатывания сигнализации, % об. доли	$\pm 0,4$
% НКПР	$\pm 8,0$
Быстродействие, с, не более	3
Производительность микронасоса, л/мин	До 2
Источник питания	4 аккумулятора НКПЦ-2
Напряжение питания, В	4...5,5
Диапазон рабочих температур, $^{\circ}\text{C}$	$-40...40$
Устойчивость к перегрузкам, % об. доли	До 100
Габаритные размеры, мм	310 x 72 x 38
Масса без аккумулятора, г, не более	670

Измеритель метана ИМ-93. Он предназначен для измерения концентрации метана в пределах от 0 до 5 % об. доли и обеспечивает звуковую сигнализацию при достижении концентрации метана $1 \pm 0,25$ % об. доли [20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени (КПРП)].

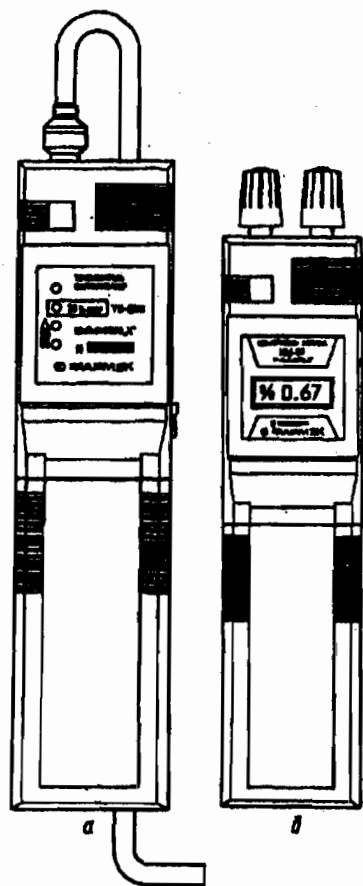


Рис. 103. Контрольные приборы:
а — течеискатель-сигнализатор ТС-92; б — измеритель метана ИМ-93

Измеритель (рис. 103, б) изготовлен в климатическом исполнении У категории 3 и предназначен для эксплуатации при температуре воздуха от -5 до 40 °C (возможна кратковременная работа при температуре до -30 °C), атмосферном давлении от 84 до 106,7 кПа и относительной влажности воздуха до 98 % при 25 °C.

Электропитание измерителя осуществляется от батареи ак-

кумуляторов 4НКГЦ-2.0 (4НКГЦ-1.8).

В основе работы измерителя лежит принцип регистрации изменения сопротивления термокаталитического датчика при воздействии на него газа.

Конструктивно измеритель состоит из пластмассового корпуса с размещенными внутри него платами, отсека питания и блока искрозащиты, а также датчика.

При включении измерителя напряжение питания от аккумуляторной батареи через блок искрозащиты подается на преобразователь напряжения, поступает на стабилизатор и с его выхода подается на аналого-цифровой преобразователь (АЦП).

На вход АЦП поступают сигнал с термокаталитического сенсора (ТКС) и опорное напряжение со стабилизатора напряжения. Информация в цифровой форме отображается на устройстве цифровой индикации. Контроль уровня разряда аккумуляторной батареи выполняет устройство контроля питания (УКП), при разряде батареи сигнал с УКП поступает на блок управления, при этом отключается стабилизатор напряжения, который питает ТКС, и пускается блок звуковой сигнализации (БЗС).

Техническая характеристика ИМ-93

Пределы измерения, % об. доли:	
метана	0...5
пропана	0...2
Абсолютная погрешность, % об. доли:	
метана	$\pm 0,25$
пропана	$\pm 0,10$
Срабатывание сигнализации, % об. доли:	
метана	$1,0 \pm 0,25$
пропана	$0,4 \pm 0,10$
Диапазон рабочих температур, °C	$-5...40$
Источник питания	4 №С<1-аккумулятора
Время работы без подзарядки, ч, не менее	15
Маркировка взрывозащиты	1Ex1b(1811T5"X"
Масса, кг	0,7
Габаритные размеры, мм	300 x 70 x 40

Защитные и предохранительные устройства

При выполнении газоопасных и аварийных работ все работники обеспечиваются защитными средствами и приспособлениями. К ним относят противогазы, спасательные пояса, веревки, спецодежду, инструмент и приспособления.

Наибольшее распространение в газовом хозяйстве получили

шланговые противогазы (самовсасывающие и с механической подачей воздуха).

Самовсасывающий шланговый противогаз ПШ-1 (рис. 104, а). При пользовании аппаратом дыхательный шланг закрепляют на шлеме противогаза и спасательном поясе. Это делают для того, чтобы при передвижениях тяжесть длинного шланга не передавалась на шлем и не могла сдвинуть его с головы. Свободный конец противогаза с помощью штыря закрепляют с наветренной стороны, причем длина шланга в этом случае должна быть не более 15 м. Если свежий воздух приходится подавать с расстояния более 15 м, то вдыхание воздуха становится затруднительным. Для этих целей применяют противогазы типа ПШ-2 с подачей воздуха небольшим вентилятором с ручным или электрическим приводом. Такие противогазы имеют бронированные шланги длиной по 20 м, причем от одной воздухопроводки могут снабжаться воздухом два шлема. В связи с тем что электродвигатель такого устройства имеет нормальное (невзрывобезопасное) исполнение, он должен размещаться за пределами зоны возможного появления газа.

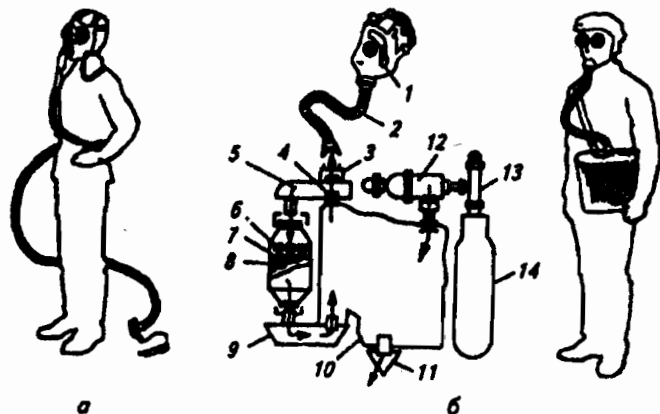


Рис. 104. Противогазы:
а — самовсасывающий шланговый; б — кислородно-изолирующий КИП-5:
1 — маска; 2 — шланг; 3 — соединительная коробка; 4 — дыхательный клапан; 5 — выдыхательный клапан; 6 — регенеративный патрон; 7 — поглотитель; 8 — сетка; 9 — соединительная трубка; 10 — дыхательный мешок; 11 — предохранительный клапан; 12 — редуктор; 13 — вентиль; 14 — кислородный баллон

При пользовании шланговыми противогазами необходимо убедиться в их исправности, для чего проверяют состояние маски и герметичность шланга. Годность шланга определяют путем зажима конца гофрированной трубки и контрольного вдоха; если при этом в маску попадает воздух, то пользоваться противогазом нельзя. Необходимо также проверить, нет ли прорывов и проколов, а также исправны ли стекла и пряжки. Только после этого надевают маску.

Кислородно-изолирующие противогазы. Эти противогазы имеют замкнутую систему циркуляции воздуха, в которой во время пользования непрерывно восстанавливается состав воздуха. При этом происходит процесс, обратный процессу, происходящему в легких человека, т. е. поглощается диоксид углерода и пополняется количество кислорода. Поглощение диоксида углерода из выдыхаемого воздуха осуществляется в регенеративном патроне, наполненном специальным поглотителем. Запас кислорода пополняется из баллона вместимостью до 2 л, находящегося под высоким давлением. Наибольшее распространение получили противогазы КИП-5 и КИП-7.

На рисунке 104, б показана принципиальная схема противогаза КИП-5. Противогазы этого типа полностью изолируют органы дыхания от загазованной среды и подают воздух, обогащенный кислородом, из баллона 14. Выдыхаемый воздух поступает в регенеративный патрон 6, где очищается от углекислоты, и через трубку 9 поступает в дыхательный мешок 10, который связан с кислородным баллоном через редуктор 12.

Таким образом, в дыхательном мешке происходит восстановление необходимого состава воздуха, который через дыхательный клапан 4 вновь поступает в органы дыхания и удаляется обратно через выдыхательный клапан 5. Пользоваться такими противогазами можно после изучения их устройства и получения разрешения врача.

Спасательные пояса и веревки. Спасательные пояса и веревки применяют при работах в колодцах, котлованах и траншеях. Они предназначены для быстрого извлечения рабочих в случае необходимости. Спасательный пояс (рис. 105) должен охватывать талию человека и иметь две лямки, надеваемые на плечи и соединенные на спине между лопатками. В месте соединения лямок имеется стальное кольцо с карабином. К этому кольцу или пружинной защелке-карабину крепят капроновые или пеньковые веревки диаметром не менее 15 мм. Длина веревок долж-

на быть не менее 6 м — на 3 м больше, чем глубина котлована, в котором проводятся работы. При подготовке пояса обращают внимание на то, чтобы кольцо располагалось не ниже лопаток. Применение поясов без наплечных ремней запрещается.

Наружный осмотр проводят ежедневно перед работой и после каждого применения.

Основные неисправности, при которых защитные средства не могут быть применены:

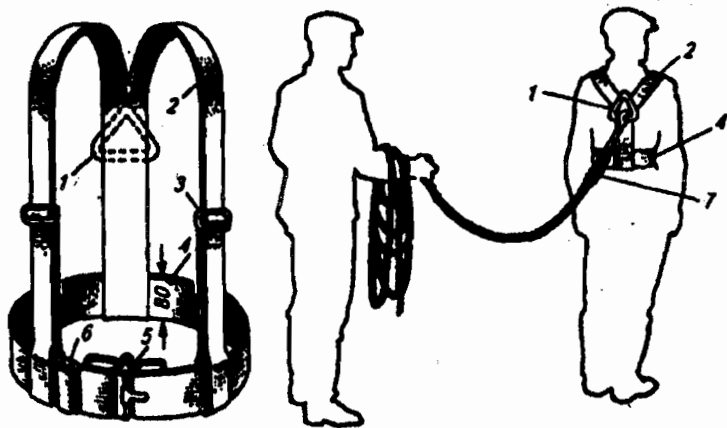


Рис. 105. Спасательный пояс с веревкой:

1 — кольцо для веревки; 2 — лямки пояса; 3, 6 — пряжки; 4 — пояс; 5 — замок; 7 — веревка

по спасательным поясам — повреждение плечевых лямок или поясной ленты, надрыв или порез ремней для застегивания, неисправность пряжки, отсутствие на заклепках шайб;

по карабинам — заедание затвора при его открывании, деформация карабина, наличие выступов и неровностей в месте входа крепления в замок, ослабление пружины затвора, неплотности и выступы в месте шарнирного крепления затвора;

по спасательным веревкам — наличие значительного количества обрывов нитей (10...15) в веревке, несоответствие длины веревки характеру выполняемой работы. Наружный осмотр веревки не реже одного раза в 10 дней, а также после каждого применения в дождливую или снежную погоду проводит лицо, ответственное за производство работ. Каждому поясу и веревке присваивается инвентарный номер.

Помимо наружного осмотра защитные средства и приспособления периодически испытывают и после этого составляют акты установленной формы. Противогоазы испытывают на герметичность перед выполнением каждой газоопасной работы. Испытания спасательных поясов, карабинов и спасательных веревок проводят не реже двух раз в год.

Спасательные пояса с кольцами для карабинов испытывают на прочность нагрузкой 200 кг. Для этого к кольцу испытываемого пояса, застегнутого на обе пряжки, прикрепляют груз 200 кг и оставляют в подвешенном состоянии в течение 5 мин. После снятия нагрузки на поясе не должно быть следов повреждений.

Поясной карабин испытывают на прочность, прикрепляя к нему груз 200 кг, и выдерживают под нагрузкой в течение 5 мин. После снятия груза карабин не должен иметь следов деформации, а освобожденный затвор его должен свободно и правильно встать на свое место. Спасательные веревки испытывают на прочность, прикрепляя груз 200 кг к подвешенной на всю длину веревке. Испытание веревки длится 15 мин. До и после испытания замеряют длину веревки. Если после испытания длина веревки увеличится более чем на 5 % первоначальной длины, то ее считают непригодной для использования.

Взрывобезопасный слесарный инструмент. При выполнении газоопасных работ используют взрывобезопасный инструмент из цветных металлов, не дающий искр при работе. Для изготовления таких инструментов применяют медь, бронзу и некоторые сплавы. Для ударных инструментов чаще всего используют фосфористую или бериллиевую бронзу, а также сплавы меди. Для предотвращения искрообразования проводят обмеднение стальных инструментов. Эта операция производится наплавкой на них слоя меди кислородно-ацетиленовым пламенем. В некоторых газовых хозяйствах с успехом применяют гальваническое обмеднение инструмента. Сущность этого способа заключается в следующем. Поверхность инструмента обезжиривают водным раствором магниевой извести. Процесс обмеднения ведется в гальванической ванне с соответствующими растворами и медной проволокой. После обмеднения инструмент промывают водой и просушивают. При правильном проведении процесса слой меди должен быть светло-розового цвета.

Список литературы:

- Стоппнер Е.Б. Пособие для персонала газифицированных котельных. Л., „Недра“, 1979.
- Чеботарев В.П. Справочник работника газифицированных котельных. Днепропетровск.
- Волков М.А., Коротеев Т.И., Волков В.А. Эксплуатация котельных установок на газообразном топливе. М., „Стройиздат“, 1976.
- Грачова Л.И. и др. Котельные установки в сельском хозяйстве (пособие). К., „Урожай“, 1991.
- Панин В.И. Обслуживание коммунальных котельных и тепловых сетей. М., „Стройиздат“, 1973.
- Вергазов В.С. Устройство и эксплуатация котлов. М., „Стройиздат“, 1991.
- Шур И.А. Средства повышения безопасности работы газифицированных котельных. Л., „Недра“, 1978.
- Ермолов Л.С., Полеский А.Я. Ремонтно-слесарное дело. К., „Урожай“, 1969.
- Понгильский А.Ф. Слесарь по ремонту трубопроводов и пароводяной арматуры. М., „Высшая школа“, 1973.
- Баранов П.А. Предупреждение аварий паровых котлов. М., „Энергоиздат“, 1991.
- Яконовский Е. А. Котельные установки малой и средней мощности (альбом). М., „Высшая школа“, 1972.
- Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.
- Правила безопасности в газовом хозяйстве.
- Сборник нормативных документов о охране труда
- Осипов В.И., Воронина А.А. Охрана труда при эксплуатации и ремонте теплоэнергетических установок. М., „Высшая школа“, 1989.
- Справочник эксплуатационника газифицированных котельных.
- Под ред. Е.Б.Стоппнера. Л., „Недра“, 1988.

Содержание

Горючие газы их свойства	3
Газообразное и жидкое топливо и его сжигание в топках	3
Основные сведения о топливе	3
Физико-химические свойства природных газов	3
Горение природного газа	5
Горючие газы используемые в жилищно-коммунальном хозяйстве	6
Природные и искусственные газы	8
Основные свойства газов	10
Системы газоснабжения	15
Классификация газопроводов и систем газоснабжения	15
Отклоняющие устройства и сооружения	17
Основные требования к прокладке газопроводов	18
Использование газа	20
Особенности газового топлива	20
Сгорание газового топлива	23
Условия воспламенения и горения газа	25
Продукты сгорания и контроль за процессом горения	28
Скорость распространения газового пламени	30
Стабилизация газового пламени	32
Методы сжигания газа	34
Эффективность использования газового топлива	36
Проверка правильности подсчета объема продуктов сгорания	37
Определение теплоты продуктов сгорания природного газа	38
Определение коэффициента использования природного газа	38
Основные направления повышения эффективности использования газового топлива	43
Рациональное сжигание газа и защита воздушного бассейна	45
Газовые горелки	47
Классификация	47
Диффузионные горелки	48
Инжекционные горелки	50
Горелки с принудительной подачей воздуха	58

Комбинированные горелки	59
Автоматизация процессов сжигания газа	65
Инструменты и приспособления	67
Измерительный инструмент	67
Инструмент для сверления, зенкерования и развер- тывания	68
Инструмент для нарезания резьбы	68
Инструмент для резки металла	72
Инструмент для опиливания и шлифования	74
Инструмент для разметки	75
Инструмент и приспособления для выполнения сле- сарных работ	76
Устройства и эксплуатация газорегулятор- ных пунктов	86
Устройство ГРП	86
Регуляторы давления	89
Предохранительные устройства регуляторов	109
Газовые фильтры	115
Контрольно-измерительные приборы	118
Ввод в эксплуатацию	126
Техническое обслуживание	128
Неисправности оборудования, способы их обнару- жения и устранения	133
Правила безопасности при техническом обслужива- нии	137
Автоматизированные системы диспетчерского управления газовым хозяйством	138
Устройство и эксплуатация бытовой газовой аппаратуры	146
Устройство внутренних газопроводов	146
Основные характеристики газовых приборов	148
Бытовые газовые плиты	149
Проточные водонагреватели	169
Емкостные водонагреватели	184
Аппараты отопительные газовые бытовые с водя- ным контуром	195
Печные газовые горелки и местные отопительные приборы	217
Автоматические устройства газовой аппаратуры и приборов	222

Организация газоснабжения городов	232
Устройство и эксплуатация домовых газопроводов	233
Устройство домовых газопроводов	233
Эксплуатация домовых газопроводов и приборов	236
Отвод продуктов сгорания и эксплуатация газоходов	239
Ввод в эксплуатацию и пуск газа в бытовые газовые приборы	243
Газовое оборудование коммунально- бытовых предприятий	245
Газовые кипятильники	245
Пищеварочные котлы	247
Ресторанные плиты	250
Индивидуальные и групповые баллонные установки	253
Групповые резервуарные установки	257
Регазификация	259
Безопасность труда в газовом хозяйстве	263
Выполнение газоопасных работ	263
Производство аварийных работ	266
Газоиндикаторы	268
Защитные и предохранительные устройства	277
Литература	282

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Издательство "Основа" готовит к изданию серию книг **"Настольная книга специалиста"**.

В апреле-декабре 2000 года выйдут из печати:

1. В. П. Чеботарев **"Эксплуатация газифицированных котельных"** – настольная книга обслуживающего персонала котельных.

2. **"Строительно-такелажные работы"** – настольная книга стропальщика.

3. **"Сварщик"** – настольная книга электрогазосварщика.

4. **"Сантехнические работы"** – настольная книга слесаря-сантехника.

5. **"Ремонт автомобиля"** – настольная книга слесаря по ремонту автомобилей.

Издательская цена одной книги – 8 грн.

Для определения тиража издательство принимает предоплату и после выхода книги из печати гарантирует ее отправку согласно почтовому адресу заказчика.

ПОДПИСЫВАЙТЕ И ПОКУПАЙТЕ!

АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА:

01032 Киев-32, ул. Коминтерна, 30.
Тел.: (044) 239-38-96, 239-38-97, т/ф: 239-38-95.

Реквизиты:

р/с № 26001310011801 в Киевском филиале АКБ
"Новый", МФО 322670. Код издательства 21616225.

Электронный адрес: osnova@i.kiev.ua
Страница: i.kiev.ua/~osnova

ИЗДАТЕЛЬСТВО "ОСНОВА"

Издательство "Основа" уже пять лет работает на книжном рынке Украины. За эти годы издано более 80 наименований книг общим тиражом 912 тыс. экземпляров.

С момента учреждения деятельность издательства сконцентрирована на издании:

– нормативной литературы по вопросам охраны труда, пожарной безопасности, чрезвычайных ситуаций, сертификации и экологии;

– технической и юридической литературы;

– словарей и комментариев;

– учебников и пособий;

– справочников и типовых инструкций;

– журналов и удостоверений;

– буклетов, плакатов и т.д.

На протяжении 1995-1999 годов в издательстве "Основа" вышли сборники:

– **"Международное законодательство об охране труда (конвенции и рекомендации МОТ)"** в 3-х томах;

– **"Законодательство Украины об охране труда"** в 5-ти томах;

– **"Пожарная безопасность. Нормативные акты и другие документы"** в 5-ти томах;

– **"Сертификация в Украине. Нормативные акты и другие документы"** в 3-х томах;

– **"Чрезвычайные ситуации. Основы законодательства Украины"** в 3-х томах.

Издательство "Основа" планирует и далее работать в этих направлениях и развивать издание нормативно-технической литературы.

Приглашаем к сотрудничеству специалистов в этих областях.

Наш адрес:

01032 Киев-32, ул. Коминтерна, 30.
Тел.: (044) 239-38-96, 239-38-97, т/ф: 239-38-95.

Реквизиты:

р/с № 26001310011801 в Киевском филиале АКБ
"Новый", МФО 322670. Код издательства 21616225.

Электронный адрес: osnova@i.kiev.ua
Страница: i.kiev.ua/~osnova