В.Д. ОЩОВСКИЙ
И.И. КУЛАГА

СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО

СПРАВОЧНИК СЛЕСАРЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

КИЕВ «БУДІВЕЛЬНИК» 1992

ББК 38.763я2
О96
УДК 697.245(031)

Выпущено по заказу СП «Интербук»

Рецензент *Н. С. Пилявец*

Ошовский В. Д., Кулага И. И.

О96 Справочник слесаря газового хозяйства.— К.: Будівельник, 1992.— 168 с.: ил.

ISBN 5-7705-0245-2.

Содержатся сведения по монтажу, ремонту и эксплуатации газового оборудования, о материалах, приспособлениях и инструменте, применяемых на объектах газового хозяйства. Приведены технические характеристики газовых приборов и арматуры, приемы ее установки, испытания и проверки. Рассматриваются особенности применения и эксплуатации пластмассовых труб.

Для рабочих газового хозяйства.

О $\frac{3401030000\text{-}23}{M203(04)\text{-}92}$ Заказ.

ББК 38.763я2

ISBN 5-7705-0245-2

© Ошовский В. Д., Кулага И. И., 1992

Предисловие

С каждым годом увеличивается доля газа в топливном балансе страны. Это вызвано высокими темпами развития производства, ростом городов и уровня благоустройства населенных мест. Широкое использование газа позволяет интенсифицировать производственные процессы в различных отраслях народного хозяйства, улучшить санитарно-гигиенические условия труда, оздоровить воздушные бассейны городов.

Решение проблемы надежности, экономичности и безопасности эксплуатации систем газоснабжения тесно связано с подготовкой квалифицированных рабочих и жесткой регламентацией их деятельности согласно действующим нормам и правилам.

Усложнение и модернизация газового оборудования предъявляет высокие требования к профессионально-технической подготовке работников газового хозяйства. Качество подготовки таких специалистов во многом зависит от наличия технической литературы.

В данном справочнике систематизированы сведения о применяемых на объектах газового хозяйства материалах, приспособлениях и инструменте, арматуре, приемах ее установки, испытания и проверки, а также об устройстве и эксплуатации газового оборудования и контрольно-измерительной аппаратуры.

Задачей настоящей книги стало изложение важных для практики вопросов эксплуатации газоснабжающих систем с учетом современных достижений техники использования газа.

Авторы поставили целью, руководствуясь требованиями нормативов и Правил безопасности в газовом хозяйстве, сжато и в доступной форме изложить основные нормативные и справочные материалы, необходимые слесарям-газовщикам и другим работникам газового хозяйства при обслуживании, монтаже и ремонте газового оборудования.

В отличие от других изданий в данном справочнике приведены технические характеристики газового оборудования и приборов, широко освещены вопросы вентиляции и отвода продуктов сгорания газа, а также задачи газовых служб по обеспечению бесперебойной и безопасной эксплуатации объектов газового хозяйства.

ГЛАВА

1 ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ И ИХ СВОЙСТВА

1.1. ПРИРОДНЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ГАЗЫ

Все виды газового топлива подразделяют на природные и искусственные.

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

Газовое топливо представляет собой смесь горючих (метан, этан, пропан, бутан, этилен, водород, оксид углерода и др.) и негорючих (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/м^3;

массовая концентрация сероводорода — не более 0,02 г/м^3;

объемная доля кислорода — не более 1 %;

масса механических примесей — не более 0,001 г/м^3;

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 МПа, при —20 °С — не менее 0,16 МПа;

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/м^3, для бутана — 122 МДж/м^3).

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 (CH_4); сжиженного — 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.

1. 2. 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 м³ на 21 МДж теплотворной способности газа.

В связи с тем, что в воздухе около 21 % кислорода, то для сжигания 1 м³ метана необходимо 10 м³ воздуха, пропана — 24 м³, бутана — 31 м³.

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 газовоздушной 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, бóльшем 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 1.1. **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
	1	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 во вдыхаемом воздухе на организм человека приведено в табл. 1.1.

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 седоворода, 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 1.2. **Плотность горючих газов [5]**

Газ	Химическая формула	Плотность при $t=0$ °С и $p=100$ кПа (760 мм рт. ст.), кг/м³	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_3H_8	2,01	1,55
Бутан	C_4H_{10}	2,7	2,01
Кислород	O_2	1,43	1,11
Углекислый газ	CO_2	1,98	1,53

Примечания. 1. Плотность жидкой фазы пропана составляет 585 кг/м³, бутана — 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 кг/м³.

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. 1.2).

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 зависимостн 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 и t_2.

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

Решение: $V_{t_{40}} = 45(1+0{,}003 \cdot 40) = 45 \cdot 1{,}12 = 54$ 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

$$П = \rho_ж/\rho_{газ},$$

где $\rho_ж$, $\rho_{газ}$ — плотности жидкой и газовой фаз ($П = 585/2{,}01 = 290$ — для пропана, $П = 500/2{,}7 = 222$ — 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.

ГЛАВА 2

СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

2.1. 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/см²) до 1,2 МПа (12 кгс/см²) включительно для природного газа и газовоздушных смесей, до 1,6 МПа (16 кгс/см²) для сжиженных углеводородных газов (СУГ);

газопроводы высокого давления II категории — при рабочем давлении газа свыше 0,3 до 0,6 МПа (3...6 кгс/см²);

газопроводы среднего давления — при рабочем давлении газа свыше 500 даПА (0,05 кгс/см²) до 0,3 МПа (3 кгс/см²);

газопроводы низкого давления — при рабочем давлении газа до 500 даПА (0,05 кгс/см²) включительно.

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

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 межпоселковые.

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

2.2. 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, а 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, влагостойких 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) табличек-указателей.

2.3. 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 [7, 17]. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием дополнительных 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. 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.

2.4. УСТРОЙСТВО И ОБОРУДОВАНИЕ ГРП И ГРУ

Назначение и устройство. ГРП и ГРУ предусматриваются для автоматического снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях независимо от изменения расхода газа в пределах номинальных расходных характеристик регуляторов давления газа.

В зависимости от назначения и технической целесообразности ГРП размещают в отдельно стоящих зданиях, в пристройках к зданиям, в шкафах. Устройство ГРП в подвальных и полупод

вальных помещениях зданий, в пристройках к зданиям школ, больниц, детских учреждений, жилых домов, зрелищных и административных зданий не разрешается.

ГРП с давлением газа до 0,6 МПа на промышленных и коммунальных предприятиях, а также в отдельно стоящих котельных размещается в зданиях, как правило, вблизи от ввода газопровода, в помещениях, где находятся газоиспользующие агрегаты. Подача газа от ГРУ к потребителям, расположенным в других отдельно стоящих зданиях, не допускается. Не разрешается размещение ГРУ под лестничными маршами.

Отдельно стоящие ГРП должны быть одноэтажными с совмещенной кровлей. Крыша выполняется легкосбрасываемой, т. е. масса 1 м^2 перекрытия не должна превышать 120 кг.

Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах, а также в стенах зданий, к которым пристраиваются ГРП, не разрешается. Во всех помещениях ГРП предусматривается естественное и искусственное освещение и естественная постоянно действующая вентиляция, не менее чем с трехкратным воздухообменом.

Электрооборудование и электроосвещение ГРП выполняется во взрывобезопасном исполнении согласно требованиям ПУЭ. Вводы в ГРП сетей электроснабжения и связи выполняются кабелем.

В регуляторном зале ГРП телефонный аппарат допускается устанавливать только во взрывозащищенном исполнении. Температура теплоносителя в помещении ГРП не должна превышать 130 °С, нагревательных приборов — 95 °С.

При устройстве местного отопления отопительная установка размещается в изолированном помещении с самостоятельным выходом, отделенном от других помещений ГРП глухими газонепроницаемыми и противопожарными стенами.

Для ГРП предусматривается устройство молниезащиты. Полы в ГРП выполняются неискрообразующими. На фасаде здания, на видном месте несмываемой эмалью выполняется предупредительная надпись «Огнеопасно», высота букв — 300 мм.

Двери из ГРП открываются наружу. Дверное полотно обшивается оцинкованной кровельной сталью толщиной 0,8 мм по асбесту или войлоку, пропитанному глиняным раствором.

В зависимости от давления газа на вводе ГРП (ГРУ) бывают среднего (более 0,005 до 0,3 МПа) и высокого (более 0,3 до 1,2 МПа) давления.

Кроме снижения давления в ГРП осуществляется очистка газа от механических примесей, контроль входного и выходного давлений и температуры газа, прекращение подачи газа в случае выхода за допустимые пределы давления газа в контролируемой точке газопровода, измерение расхода газа.

Оборудование. В соответствии с назначением в ГРП (ГРУ) размещается следующее оборудование:

регулятор давления, автоматически понижающий давление га-

за и поддерживающий его в контролируемой точке на заданном уровне;

предохранительный запорный клапан, автоматически прекращающий подачу газа при повышении или понижении его давле-

Таблица 2.1. **Основные технические характеристики фильтров газовых [24]**

Тип фильтра	D_y, мм	Входное давление не более, МПа	Допустимая пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, МПа						Масса, кг
			0,05	0,1	0,2	0,3	0,6	1,2	
ФС-25	25	1,6	125	145	175	205	270	370	5,8
ФС-40	40	1,6	260	305	370	430	570	770	8,8
ФС-50	50	1,6	375	430	530	610	810	—	14
ФСС-40	40	0,6	460	535	655	755	1000	—	—
ФСС-50	50	0,6	925	1070	1310	1510	2000	—	—
ФВ-80	80	0,6	540	625	765	880	1170	1600	51
ФВ-100	100	1,2	770	890	1090	1257	1665	2270	57
ФВ-200	200	1,2	3000	3500	4250	4900	6500	8870	145
ФГ7-50-6	50	0,6	—	2500	3600	4500	7000	—	67
ФГ9-50-12	50	1,2	—	2500	3600	4500	7000	9000	94
ФГ80-300-6	300	0,6	—	50000	58000	66000	80000	—	840
ФГ100-300-12	300	1,2	—	—	—	—	—	100000	1167

Примечание. Пропускная способность указана при перепаде давления на фильтрах, даПа: сетчатых — 250; волосяных — 500; ФГ-300 — 200 даПа.

ния сверх заданных пределов (устанавливается перед регулятором по ходу газа);

предохранительное сбросное устройство, сбрасывающее излишки газа из газопровода за регулятором в атмосферу, чтобы давление газа в контролируемой точке не превысило заданного. Подключается к выходному газопроводу, а при наличии расхо-

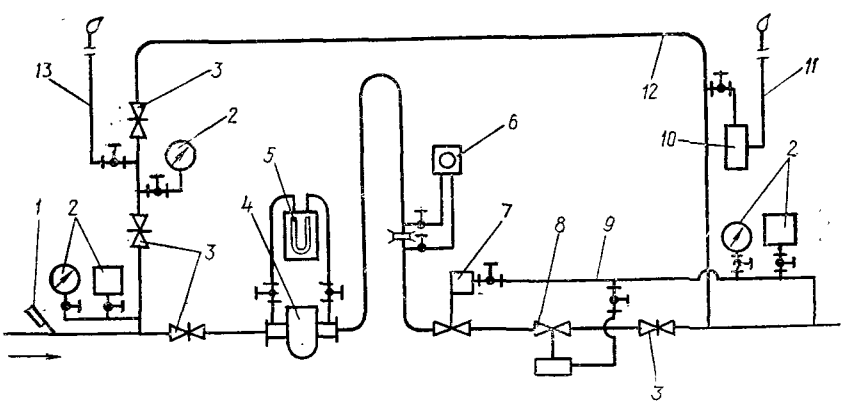


Рис. 1. Технологическая схема ГРП (ГРУ):

1 — термометр; *2* — манометры (показывающий и регистрирующий); *3* — запорная арматура; *4* — фильтр; *5* — дифманометр, определяющий засоренность фильтра; *6* — узел измерения расхода газа; *7* — предохранительное запорное устройство; *8* — регулятор давления; *9* — импульсный трубопровод; *10* — гидравлическое предохранительно-сбросное устройство; *11* — свеча сбросная; *12* — обводной газопровод (байпас); *13* — свеча продувочная.

Таблица 2.2. **Технические характеристики типовых ГРП**

Типовой проект	Технологическая линия с регулятором давления	Максимальный расход газа, м³/ч	Площадь застройки, м²	Строительный объем, м³
905-1-24.87	РДБК1-50 с учетом расхода газа счетчиком РГ-600 (стены панельные)	1200	48,1	162,7
905-1-25.87	То же (стены кирпичные)	1200	49,7	168,1
905-1-26.87	РДБК1-50 с учетом расхода газа счетчиком «ТУРГАС» (стены панельные)	5825	48,1	162,7
905-1-27.87	То же (стены кирпичные)	5825	49,7	168,1
905-1-28.87	РДБК1-50 с учетом расхода газа диафрагмой (стены панельные)	5825	48,1	162,7
905-1-29.87	То же (стены кирпичные)	5825	49,7	168,1
905-1-30.87	РДБК1-100 с учетом расхода газа диафрагмой (стены панельные)	18417	48,1	162,7
905-1-31.87	То же (стены кирпичные)	18417	49,7	168,1
905-1-32.87	РДУК2-200 с учетом расхода газа диафрагмой (стены панельные)	38272	87,9	299,5
905-1-33.87	То же (стены кирпичные)	38272	89	301,5

Примечание. Максимальный расход приведен для плотности газа 0,73 кг/м³.

домера (счетчика) — за ним (перед сбросным устанавливается запорное устройство);

фильтр для очистки газа от механических примесей. Устанавливается перед предохранительным запорным клапаном (табл. 2.1);

обводной газопровод (байпас) с последовательно расположенными двумя запорными устройствами (по байпасу производится подача газа во время ревизии и ремонта оборудования линии ре-

Таблица 2.3. **Технические характе**

Тип ГРП	Выходное давление, даПа	Тип регулятора	Диаметр седла регулятора, мм
ШП-1	50...350	РДУК2Н-50/35	35
ШП-2	90...200	РД-50М	15
			20
			25
ШП-3	90...200	РД-32М	6
			10
ШП-3 с газовым обогревом	90...200	РД-32М	6
ШРУ-2н	200...350	Низкого давления $Д_у50$	15
			20
			25
ШРУ-3н	200...350	Низкого давления $Д_у32$	6
			10
ШРУ-2с	1000...11000	Среднего давления $Д_у50$	25
ШРУ-3с	1000...11000	Среднего давления $Д_у32$	10

дуцирования, его диаметр принимается не меньшим чем диаметр седла клапана регулятора).

Для ГРП с входным давлением свыше 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 м³/ч вместо байпаса устанавливается дополнительно резервная линия регулирования.

Средствами измерений в ГРП проверяют: давление газа перед регулятором и за ним (манометры показывающие и самопишущие); перепады давления на фильтре (дифманометры или технические манометры); температуру газа (термометры показывающие и самопишущие). В ГРП (ГРУ), в которых не учитывается расход газа, допускается не предусматривать регистрирующие приборы для замера температуры.

Импульсные трубки служат для соединения с регулятором, запорным и сбросным клапанами и подключения средств измерения.

Сбросные и продувочные трубопроводы используют для сбрасывания в атмосферу газа от сбросного устройства и при продувке газопроводов и оборудования. Продувочные трубопроводы размещают на входном газопроводе после первого отключающего устройства; на байпасе между двумя запорными устройствами; на участке газопровода с оборудованием, отключаемым для осмотров и ремонта. Условный диаметр продувочного и сбросного трубопроводов принимается не менее 20 мм. Продувочные и сбросные трубопроводы выводятся наружу в места, обеспечивающие безопасное рассеивание газа, но не менее чем на 1 м выше карниза здания.

Запорные устройства должны обеспечить возможность отключения ГРП (ГРУ), а также оборудования и средств измерения без прекращения подачи газа.

ристики шкафных ГРП [24]

Максимальный расход природного газа, м³/ч, при входном давлении, МПа			Размеры, мм			$Д_у$ газопровода, мм		Масса, кг
0,1	0,3	0,6	длина	ширина	высота	входного	выходного	
450	1200	2000	1236	688	1300	40	50	388
160	375	720	1150	615	1100	50	70	239
260	610	—						
360	—	—						
25	55	105	920	465	960	50	50	214
45	100	—						
25	55	105	1020	573	1520	50	50	268
150	350	600	1405	506	1395	40	150	346
250	550	—						
300	—	—						
20	65	110	1405	506	1395	25	65	278
40	110	—						
300	680	1200	1405	506	1395	40	100	349
60	135	240	1405	506	1395	25	65	291

ГРП (ГРУ) могут быть одно- или двухступенчатыми. В одноступенчатых входное давление газа редуцируется до выходного одним, в двухступенчатом — двумя последовательно установленными регуляторами. При этом регуляторы должны иметь примерно одинаковую производительность при соответствующих входных давлениях газа.

Одноступенчатые схемы применяют обычно при разности между входным и выходным давлением до 0,6 МПа.

Места отбора импульсов для регулятора давления и предохранительного запорного клапана определяются паспортом завода-изготовителя оборудования, но могут изменяться.

Схема компоновки оборудования ГРП (ГРУ) приведена на рис. 1, а технические характеристики типовых ГРП (ГРУ) в табл. 2.2.

Для снабжения потребителей с расходом газа до 2000 м³/ч применяют шкафные ГРП (табл. 2.3).

2.5. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ

Сжиженные углеводородные газы являются высококачественным топливом для бытовых и промышленных предприятий, ценным сырьем для химической промышленности. Эти газы широко используются для газоснабжения городов и поселков, расположенных далеко от магистральных газопроводов, не имеющих плотной и многоэтажной застройки.

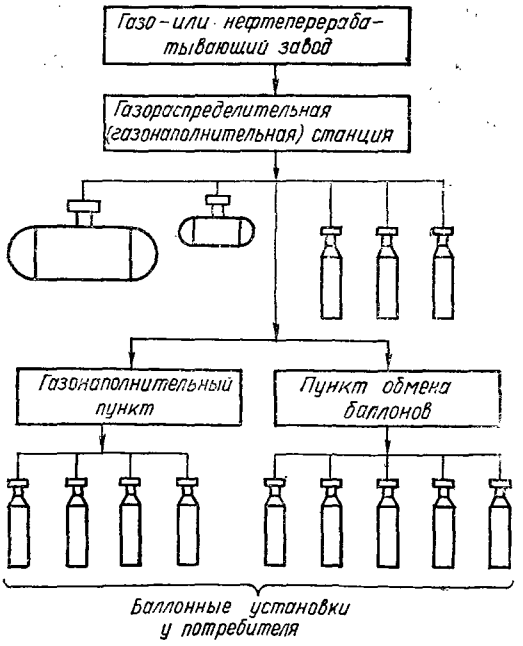


Рис. 1 Схема распределения сжиженных газов

Доставляют их потребителям периодически с созданием запаса на определенный период (рис. 2).

Групповые резервуарные установки (ГУ). Используемые для газоснабжения жилищного фонда и коммунальных бытовых объектов ГУ должны состоять не менее чем из трех резервуаров. Существующие ГУ, смонтированные до 70-х годов, могут иметь по два резервуара. Переход к большему числу резервуаров вызван, в первую очередь, неудобством слива газа в резервуары, которые по

общей вместимости меньше, чем автоцистерны-газовозы, а также необходимостью обеспечить перспективную мощность действующих установок. Предпочтение отдается подземным стальным резервуарам вместимостью 2,5 и 5 м³.

Подземные резервуары ГУ рассчитаны для хранения и испарения пропан-бутановых смесей. Изготовление, монтаж и эксплуатация их осуществляются в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Каждый резервуар ГУ имеет горловину со специальным фланцем для крепления глухой крышки или крышки с арматурой и защитным кожухом, называемой арматурной (редукционной) головкой резервуара. Резервуары изготавливают с патрубками для обвязки по высокому давлению жидкой и паровой фаз газа в группу с соседними резервуарами и без них. Высота горловины резервуаров вместимостью 2,5 и 5 м³ одинакова и составляет 875 мм. Последнее обстоятельство следует учитывать обязательно. Оставляя верхнюю часть горловины незасыпанной, необходимо заглублять резервуары так, чтобы от их верхней образующей до поверхности планировочной территории было не менее 0,6... 0,7 м. В противном случае уровень приемных патрубков подземных резервуаров может оказаться выше сливных патрубков автоцистерн-газовозов. Каждый резервуар через опору подсоединяется стальной полосой 40×4 мм к контуру заземления групповой установки.

Все подземные газопроводы и емкости для хранения сжиженного газа должны иметь защитные антикоррозионные покрытия весьма усиленного типа. К числу таких относятся трехслойные покрытия на основе битумно-резиновых, битумно-полимерных, битумно-минеральных мастик общей толщиной 9 мм. Металлическая поверхность емкостей перед нанесением защитного покрытия должна быть предварительно осушена и очищена от ржавчины, пыли, окалины и консервационного покрытия.

Дефекты изоляции, выявленные после окончания работ по установке резервуаров, должны быть исправлены до окончательной засыпки их песком.

Все сосуды для хранения, транспортировки и расходования сжиженных пропан-бутановых смесей вследствие высокого коэффициента объемного расширения жидкой фазы заполняют на 85 % их объема. Так, полезный объем резервуара вместимостью 2,5 м³ составит 2,1 м³, а резервуара 5 м³ — 4,2. Рабочее давление в резервуарах ГУ — 0,1 МПа.

К каждому резервуару и арматурной головке должна быть прикреплена фирменная табличка с их паспортными данными. На ней указывают завод-изготовитель, заводской номер, фирменный знак, год изготовления, рабочее и пробное давления, вместимость. Кроме того, завод-изготовитель в соответствии с правилами Госгортехнадзора выдает на резервуары, арматурные головки, предохранительные и редукционные устройства паспорта, в

которых приводятся сведения о примененных при изготовлении резервуара и головки материалах (металле, электродах, арматуре), заключение об освидетельствовании и испытаниях, расчет на прочность, чертеж резервуара.

Типовым проектом Мосгазниипроекта для местностей с непучинистыми грунтами предусмотрено включение подземных резервуаров по принципу сообщающихся сосудов. Согласно этому про-

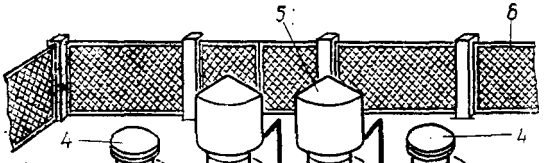


Рис. 3. Схема групповой установки из четырех резервуаров с обвязками по жидкой фазе:

1 — трубопровод жидкой фазы; *2* — резервуар; *3* — трубопровод паровой фазы; *4* — заглушка; *5* — защитный кожух узла управления; *6* — ограда; *7* — газопровод к потребителю; *8* — вентиль.

екту групповая установка может быть скомпонована из двух, трех, четырех, шести и восьми емкостей с одно- и двухрядным расположением. Причем попарно резервуары соединены друг с другом нижними обвязками по жидкой фазе, группами по три-четыре — по паровой фазе высокого давления, а расходными колонками арматурных головок все резервуары подсоединены к коллекторам газопровода низкого давления (рис. 3).

В групповых установках с сообщающимися резервуарами число арматурных головок равно числу пар резервуаров с нижней обвязкой. Несмотря на то, что обвязка резервуаров по жидкой и паровой фазам выполняется из бесшовных труб диаметром 57×4, нижняя обвязка — наиболее слабое место в групповой установке, и ее повреждение может привести к серьезным авариям. Поэтому для контроля целостности над обвязками по жидкой фазе устанавливают контрольные трубки, находящиеся на 1 м выше площадки групповой установки.

На ГРС (ГНС) осуществляется прием и хранение газа, разлив в автоцистерны и баллоны для доставки потребителям, в резервуарные установки.

Групповые баллонные установки. Для временного (до подачи природного газа или до окончания строительства систем газоснабжения от стационарных резервуарных установок) газоснабжения жилищного фонда, а также для сезонно работающих объектов могут применяться шкафные групповые и двухбаллонные установки. В зависимости от вида потребителей и местоположения групповых газобаллонных установок вместимость баллоиов не должна превышать: у глухих стен жилых, общественных и коммунально-бытовых зданий 600 л, а у стен промышленных и

коммунальных предприятий 1000. При установке баллонов на расстоянии от стен указанных объектов общая их вместимость может быть увеличена до 1000 и 1500 л соответственно.

Групповые баллонные установки согласно требованиям Правил безопасности в газовом хозяйстве [17] должны оснащаться общим отключающим устройством, регулятором давления,

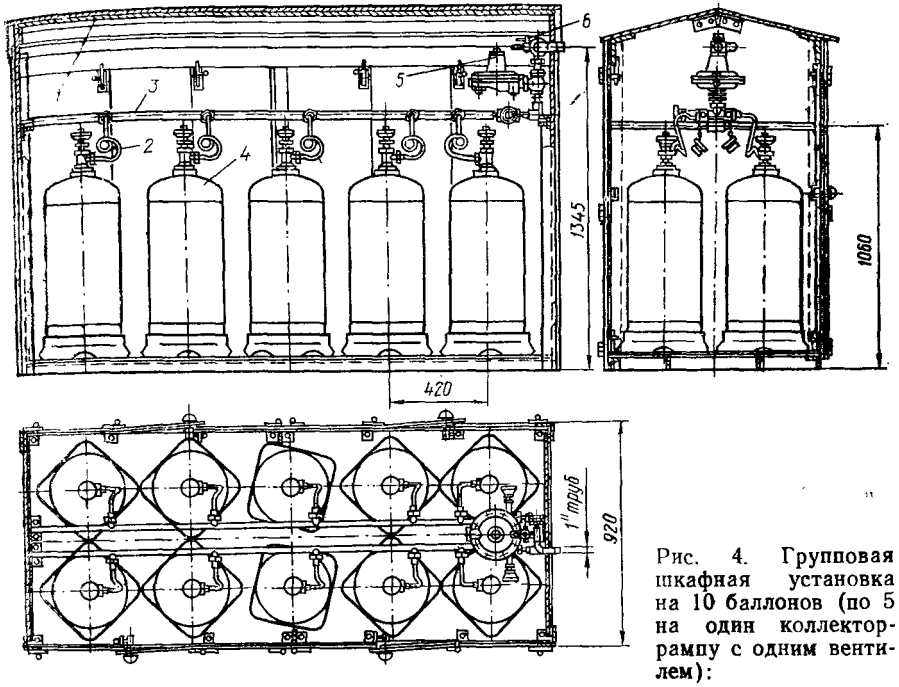


Рис. 4. Групповая шкафная установка на 10 баллонов (по 5 на один коллектор-рампу с одним вентилем):

1 — шкаф; *2* — трубка (рукав); *3* — коллектор (рампа с общим вентилем); *4* — баллон; *5* — регулятор РД-32М со встроенным сбросным клапаном; *6* — кран к манометру.

сбросным предохранительным клапаном и манометром выходного давления.

На рис. 4 показана групповая шкафная установка, шкафы которой должны устанавливаться на негорючем фундаменте не ниже 0,1 м с отмосткой вокруг на ширину не менее 0,5 м.

Для замены израсходованных баллонов наполненными в расходном коллекторе устанавливают цапковые угловые вентили типа 15с13бк с $Д_у$6 или $Д_у$10 мм по числу баллонов.

Индивидуальные газобаллонные установки. Индивидуальной является установка, включающая не более двух баллонов и предназначенная для газоснабжения потребителей с небольшим расходом газа. В комплект установки входят один или два баллона, редуктор, газопровод с краном, плита (рис. 5).

Регуляторы давления для газобаллонных установок относятся к регуляторам прямого действия, автоматически поддерживающим заданное регулировкой давление.

Баллоны вне зданий размещают, как правило, в металлических шкафах, устанавливаемых на негорючие основания высотой не менее 0,1 м. Шкафы крепят к стенам зданий. Шкафы с балло-

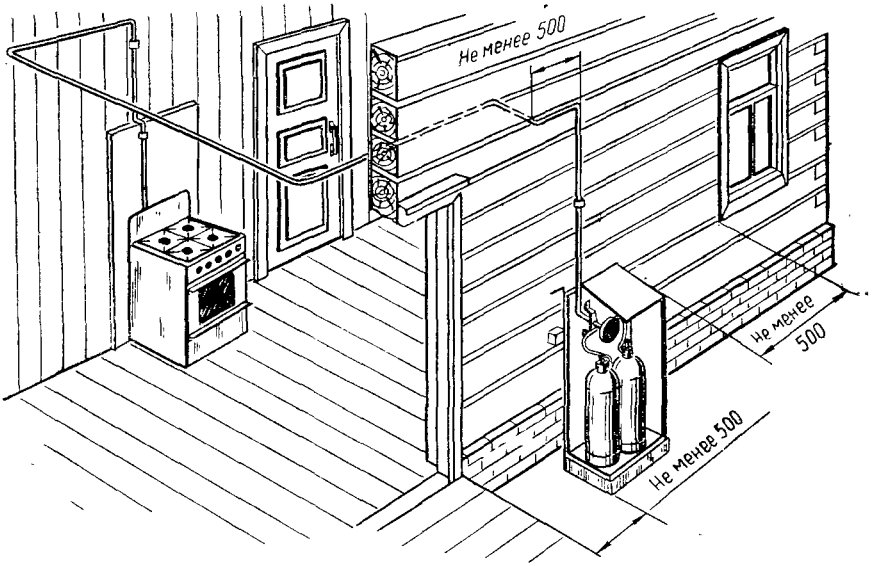


Рис. 5. Вариант размещения индивидуальной газобаллонной установки в специальном шкафу.

нами должны находиться на расстоянии не менее 0,5 м от дверей и окон первого этажа и не менее 3 от окон подвалов, а также от канализационных колодцев и выгребных ям.

ГЛАВА 3 ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

Основные параметры и характеристики используемых газогорелочных устройств определены требованиями ГОСТ 17356—71 *:

тепловая мощность, вычисляемая как произведение часового расхода газа, м³/ч, на его низшую теплоту сгорания, Дж/м³, и являющаяся главной характеристикой горелки;

параметры сжигаемого газа (низшая теплота сгорания, плотность, число Воббе);

номинальная тепловая мощность, равная максимально достигаемой мощности при длительной работе горелки с минимальным коэффициентом избытка α воздуха и при условии, что химический недожог не превышает установленных для данного типа горелок значений;

номинальное давление газа и воздуха, соответствующее номинальной тепловой мощности горелки при атмосферном давлении в топочной камере;

номинальная относительная длина факела, равная расстоянию по оси факела от выходного сечения (сопла) горелки при номинальной тепловой мощности до точки, где содержание углекислого газа при $\alpha=1$ равно 95 % его максимального значения;

коэффициент предельного регулирования тепловой мощности, равный отношению максимальной тепловой мощности к минимальной (максимальная тепловая мощность составляет 0,9 мощности при верхнем пределе устойчивости работы горелки, минимальная — 1,1 мощности, соответствующей нижнему пределу устойчивой работы горелки);

коэффициент рабочего регулирования горелки по тепловой мощности, равный отношению номинальной тепловой мощности к минимальной;

давление (разрежение) в топочной камере при номинальной мощности горелки;

содержание вредных примесей в продуктах сгорания;

теплотехнические (светимость, степень черноты) и аэродинамические характеристики факела;

удельная металло- и материалоемкость и удельный расход энергии, отнесенные к номинальной тепловой мощности;

уровень звукового давления, создаваемый работающей горелкой при номинальной тепловой мощности.

Газовые горелки классифицируются ГОСТ 21204—83 по следующим основным признакам:

способу подачи воздуха — бездутьевые горелки (подача воздуха вследствие разрежения в топочной камере или конвекции); инжекционные (инжекция воздуха газом или инжекция газа воздухом); дутьевые (подача воздуха принудительная без предварительного смешения газа с воздухом и с предварительным смешением газа и воздуха в горелке); дутьевые с подачей воздуха вентилятором, ротор которого вращается за счет энергии газа;

теплоте сгорания газа — низкокалорийные горелки для газов с низшей теплотой сгорания менее 8 МДж/м^3 (доменный и генераторный газы); среднекалорийные с низшей теплотой сгорания 8...20 МДж/м^3 (коксовый газ); высококалорийные с низшей теплотой сгорания более 20 МДж/м^3 (газы природные, нефтезаводов и попутные);

характеру смесеобразования — кинетические горелки полного предварительного смешения; частично предварительного смешения (частично завершенного и незавершенного смешения газа и воздуха в пределах горелки); диффузионные внешнего смеше-

ния; диффузионно-кинетические с регулируемой длиной и светимостью факела;

характеру сгорания — пламенные горелки со светящимся факелом; беспламенные (тоннельные и щелевые, импульсные или ударные, радиационные);

давлению газа (избыточному) — горелки низкого давления (до 5 кПа); среднего (5...30 кПа); высокого давления (выше 30 кПа);

локализации пламени — сжигание в свободном факеле, огнеупорном тоннеле или камере сгорания; сжигание на огнеупорной поверхности; сжигание в пористой, перфорированной или зернистой огнеупорной массе.

Помимо указанных классификационных признаков к ним можно отнести и *возможность сжигания дополнительного вида топлива* — комбинированные горелки (газомазутные, пылегазовые и пылегазомазутные). Причем сжигание этих видов топлива может производиться одновременно или оперативным переходом с одного вида топлива на другой.

3.2. ИНЖЕКЦИОННЫЕ ГОРЕЛКИ

Общие сведения. Инжекционные горелки, в которых воздух подсасывается (инжектируется) за счет энергии газовых струй, выходящих из одного или нескольких сопел, широко применяют в промышленности вследствие экономичности, надежности в работе и простоты конструкции. Преимуществами горелок этого типа являются возможность работы без вентиляторного дутья и способность при определенных условиях поддерживать с достаточной точностью постоянство соотношения газ — воздух при изменении режима работы (нагрузки). Это значительно упрощает автоматическое и ручное регулирование процесса.

К основным недостаткам инжекционных горелок относятся значительные размеры, низкий предел регулирования из-за опасности проскока пламени при снижении нагрузки и высокий уровень шума при работе на среднем и высоком давлении. Возможность проскока пламени в смеситель объясняется относительно невысоким КПД инжекционного смесителя, что не позволяет создавать достаточно высокие скорости истечения газовоздушной смеси.

Инжекционные горелки среднего давления инжектируют весь воздух, необходимый для полного сгорания газа, горелки низкого давления — только часть его (первичный воздух), остальное количество воздуха поступает в топочную камеру вследствие разрежения в последней. Устойчивая работа горелок среднего давления без отрыва факела более эффективна при наличии стабилизатора горения.

Горелки низкого давления могут работать и без специальных стабилизирующих устройств.

Нормальная работа инжекционных горелок полного предвари-

тельного смешения может быть обеспечена при давлении газа не ниже 0,3 кПа, когда изменение разрежения в топочной камере на расход первичного дутьевого воздуха практически не влияет. С целью уменьшения размеров конструкции и длины факела выпускаются горелки с двумя и более соплами.

Инжекционные горелки низкого давления. К ним относятся горелки марки ГГИ конструкции Мосгазниипроекта, марки ГКС Мосгазниипроекта и др. Как правило, они изготовляются многофакельными или многосопловыми, что позволяет увеличить инжекционную способность при относительно невысоком давлении газа. В этих горелках количество первичного дутьевого воздуха составляет 40...70 % необходимого для полного сгорания, поэтому они относятся к горелкам неполного или частичного смешения. Такие горелки обладают свойством саморегулирования, т. е. соотношение газ — воздух или коэффициенты инжекции практически не меняются при сжигании природного газа в диапазоне изменения давления газа 1,3...5 кПа. Область применения этих горелок ограничена небольшим расходом газа — 10... 20 м³/ч для одной горелки.

Инжекционные горелки низкого давления широко используют для обогрева технологических и энергетических установок малой и средней мощности, работающих без разрежения или с разрежением не выше 10...30 Па. Для обеспечения инжекции, необходимой для полного сгорания газа, номинальное его давле-

Таблица 3.1. **Технические характеристики инжекционных горелок типа ГГИ**

Характеристика	ГГИ-2	ГГИ-4	ГГИ-6	ГГИ-10
Число сопел	1	2	3	3
Номинальная тепловая мощность, кВт	23,2	46,4	69,6	116
Расход газа, м³/ч				
номинальный	2,4	4,8/1,8	7,2/2,7	12/4,5
минимальный	0,9	1,8	2,7	4,5
Давление газа, Па				
номинальное	1800/4000	1800/4000	1800/4000	1800/4000
минимальное		100/160		
Размеры, мм				
длина	230	280	320	400
высота	240	300	340	400
диаметр	3,9	3,9/2,6	3,9/2,6	5/3,4

Примечание. В числителе приведены данные для природного газа, в знаменателе — для сжиженного.

ние должно быть не менее 1,1...1,3 кПа. Эти горелки работают устойчиво без дополнительной регулировки при снижении давления газа до 0,2...0,3 кПа и при повышении давления не более чем на 50 % сверх номинального. Верхний предел устойчивой работы горелок определяется отрывом факела, нижний — его проскоком. Длина факела зависит в основном от коэффициента избытка первичного воздуха, тепловой мощности горелки и ор-

ганизации подачи вторичного дутьевого воздуха. У большинства горелок длина факела не превышает 0,5...0,7 м. Минимальный коэффициент избытка воздуха при условии отсутствия химического недожога равен 1,3...1,5.

Горелки типа ГГИ конструкции Мосгазниипроекта (табл. 3.1) могут работать на природном и сжиженном газе при коэффици-

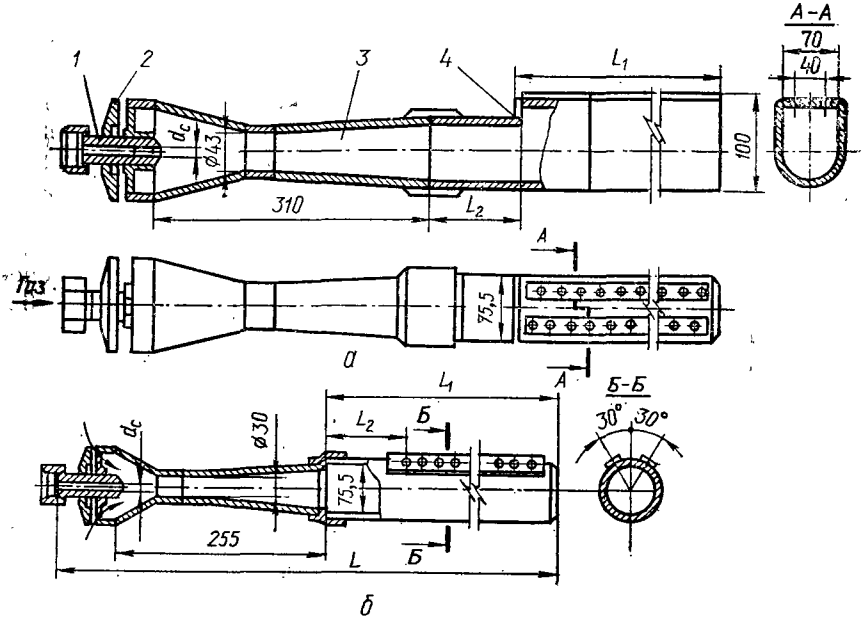


Рис. 6. Горелки ГКС-6, ГКС-8 и ГКС-10 (*а*) и ГКС-2,5 (*б*) конструкции Мосгазниипроекта:

1 — сопло; *2* — заслонка; *3* — смеситель; *4* — коллектор.

Таблица 3.2. **Технические характеристики инжекционных горелок низкого давления типа ГКС**

Типоразмер	Номинальные параметры		Диапазон регулирования расхода, м³/ч	Число отверстий, *n*	Размеры, мм			Масса, кг
	Тепловая мощность, кВт	Расход газа, м³/ч			*L*	L_1	L_2	
ГКС-2-5	18,8	1,9	0,4...2,2	43	830	515	3,8	4,5
ГКС-3-5	23,7	2,4	0,5...2,8	40	890	757	4,2	7,6
ГКС-3,5	23,7	2,4	0,5...2,8	65	1080	765	4,2	9
ГКС-4,5	27,7	2,8	0,6...3,3	89	1315	1005	4,6	11
ГКС-4-5	32,6	3,3	0,6...3,9	66	1090	775	5	9,5
ГКС-6	46,4	4,7	0,9...5,5	76	1100	600	5,5	10,7
ГКС-8	51,4	5,2	1...6,1	112	1370	870	6,5	13
ГКС-10	60,3	6,1	1,2...7,1	134	1554	1050	7	14,8

Примечание. Номинальное давление газа 1,3 кПа, пределы регулирования давления 0,05...1,8 кПа. Диаметр огневых отверстий у горелок ГКС-3,5, ГКС-4-5, ГКС-6, ГКС-8, ГКС-10 — 6 мм; ГКС-2-5—5,5 мм; ГКС-3-5, ГКС-4,5 — 4,5 мм.

Таблица 3.3. **Технические характеристики инфракрасных инжекционных горелок низкого давления**

Тип	Номинальные параметры		Диапазон рабочего регулирования		Диаметр сопла, мм	Масса, кг
	Тепловая мощность, кВт	Расход газа, м³/ч	расхода, м³/ч	давления, кПа		
ГК-27у	7,44	0,75	0,4...0,8	0,8...1,6	2,3	3,4
ГИИС-20-01	23,3	2,35	1,1...2,6	0,8...2	2,3	20
«Звездочка»	2,91	0,20	0,16...0,25	0,8...2	1,6	1,12
ГИИБЛ	3,49	0,36	0,2...0,41	0,8...2	1,6	2
ГИИВ-1	3,5	0,35	0,24...0,35	1...2	1,6	2,5
Унифицированная	3,8	0,36	0,8...0,45	0,8...2	1,67	2,5

Таблица 3.4. **Технические характеристики инжекционных горелок низкого давления для котлов ВНИИСТО-МЧ**

Типоразмер	Номинальные параметры		Диапазон регулирования расхода, м³/ч	Диаметр сопла, мм	Число отверстий в насадке	Размеры, мм	Масса, кг
	Тепловая мощность, кВт	Расход газа, м³/ч					
Для котлов с числом секций 4, 6							
305-01-01-00Б	13,8	1,4	0,27...1,64	3,2	98	470×150	7
381-01-01-00Б	20,8	2,1	0,41...2,46	4	142	502×150	9
2209-01-01-00А	26,05	2,6	0,51...3,06	4,5	146	580×150	14,5
Для котлов с числом секций 8, 10 и 12							
2210-01-00А	18,7	1,9	0,37...2,23	3,8	78	681×190	7,7
2211-01-00А	25,1	2,5	0,49...2,94	4,3	110	840×190	9,4
2295-01-00А	30,7	3,1	0,60...3,54	4,8	178	1005×190	14,8

еите избытка первичного воздуха около 0,5. Переход от природного на сжиженный газ осуществляется сменой сопла.

Горелки многофакельные типа ГКС конструкции Мосгазниипроекта (рис. 6, табл. 3.2) работают с коэффициентом избытка первичного воздуха 0,4...0,7. При установке этих горелок в ряд необходимо предусмотреть между ними зазор не менее 30 мм для прохода вторичного воздуха. Расстояние между огневыми отверстиями коллектора должно обеспечить быструю «перебежку» пламени от одного отверстия к другому при отсутствии слияния отдельных факелов в общий.

Горелки ГК-27у, ГИИС-20-01, «Звездочка», блочная ГИИБЛ, ГИИВ-1 (табл. 3.3) конструктивно аналогичны унифицированной.

Горелки многоструйного типа низкого давления с частичной инжекцией воздуха выпускаются для водогрейных чугунных котлов (табл. 3.4) на номинальное давление газа 1300 Па с пре-

делами регулирования по давлению 50...1800 Па. Горелка состоит из чугунного прямоугольного смесителя и регулятора расхода воздуха, может работать на природных и сжиженных газах.

Горелки инфракрасного излучения. К ним относятся инжекционные горелки низкого давления унифицированной конструкции Донецкого НПО «Газоаппарат», ГК-27у, «Звездочка» и другие. Отличаются они тем, что передача теплоты производится излучением нагретого докрасна излучателя, которым служит перфорированная или пористая керамика, металлическая сетка, керамика совместно с сеткой. В отличие от инжекционных горелок низкого давления они обеспечивают инжекцию всего дутьевого воздуха, необходимого для полного сгорания газа, что достигается благодаря малому аэродинамическому сопротивлению смесителя и излучателей насадки, температура которой составляет 700...1000 °С.

Горелки инфракрасного излучения обеспечивают полноту сгорания только при работе в среде с нормальным содержанием кислорода, иначе происходит избыточное выделение продуктов неполного сгорания, в том числе и оксида углерода. Следовательно, их эффективное использование требует интенсивной вентиляции.

Инжекционные горелки среднего давления. К ним относятся горелки типа В конструкции Стальпроекта, типа ИГК конструкции Мосгазпроекта, типа БИГ конструкции Промэнерго и др. По принципу действия и конструкции они практически не отличаются от инжекционных горелок низкого давления. В этих горелках обязательным элементом является стабилизатор, предотвращающий отрыв факела, а весь необходимый для горения воздух инжектируется горелкой. Коэффициент избытка первичного воздуха у большинства конструкций горелок равен 1,01... 1,1, и они способны нормально работать как при разрежении в топочной камере, так и при небольшом противодавлении (10... 30 Па).

Благодаря хорошему перемешиванию топливно-воздушной смеси происходит практически полное сгорание газа при минимальном избытке воздуха.

Номинальное давление газа в этих горелках 30 кПа, однако, целесообразно повышать его до 50...60 кПа, что позволит стабилизировать соотношение газ — воздух при различных режимах работы. Верхний предел регулирования составляет около 50 % номинального давления и ограничен химическим недожогом, нижний предел у большинства горелок — 5 кПа. При более низком давлении может возникнуть проскок факела в корпус горелки. Исключения составляют горелки с пластинчатым стабилизатором с нижним пределом регулирования 1...2 кПа. В указанном диапазоне тепловая нагрузка регулируется изменением давления газа перед горелкой без дополнительной подачи первичного дутьевого воздуха.

При номинальном давлении газа скорость выхода топливно-воздушной смеси из сопла горелки обычно в 30...50 раз выше скорости распространения пламени, что гарантирует широкое регулирование тепловой мощности без опасности возникновения проскока пламени. В этих горелках автоматически поддерживается заданное соотношение газ — воздух, что позволяет в ряде случаев использовать горелки без воздушной заслонки. Достаточно хорошее смесеобразование позволяет при незначительных коэффициентах избытка воздуха (не более 1,1) получить короткий факел (длиной не более 6...8 диаметров устья) и обеспечить горение в пределах стабилизатора. При нормальных условиях работы подачи вторичного воздуха в топку не требуется, что значительно повышает эффективность топочных процессов.

Основным недостатком инжекционных горелок является повышенный уровень звукового давления при расходе газа свыше 90 м^3/ч, что вызывает необходимость установки специальных глушителей.

Для снижения габаритных размеров выпускают угловые горелки (с поворотом), которые из-за дополнительного аэродинамического сопротивления обладают меньшими инжекционной способностью и тепловой мощностью.

В зависимости от требуемых условий теплоотдачи в топочной камере используются горелки беспламенного и пламенного типов. Беспламенные дают минимальную теплоотдачу излучением и имеют керамические огнеупорные тоннели. Пламенные горелки дают светящееся пламя, обладающее повышенными радиационными (излучательными) характеристиками, и оборудуются пластинчатыми или кольцевыми стабилизаторами горения.

Инжекционные пламенные горелки среднего давления типа ИГК имеют стабилизаторы, выполненные в виде тел плохо обтекаемой формы и предназначенные для котлов, печей, сушильных и других тепловых устройств, работающих под разрежением более 10...20 Па. Стабилизатор устанавливается в конце диффузора и является надежным поджигающим устройством, предотвращающим проскок и отрыв пламени.

Наиболее часто в качестве стабилизатора используют набор пластин, установленных на шпильках. Размер пластин 16×0,5 мм, шаг между ними 1,5 мм. Для обеспечения указанного шага между пластинами прокладывают шайбы. Защита от проскока пламени внутрь горелки обеспечивается тем, что расстояние между пластинами (1,5 мм), необходимое для прохода газовоздушной смеси, менее критического, при котором нарушается соотношение между скоростями истечения топливно-воздушной смеси и распространения пламени. Поджигание газовоздушной смеси и предотвращение отрыва пламени от насадки обеспечиваются застойным пламенем и рециркуляцией продуктов горения в зонах, примыкающих к шпилькам и пластинам.

Горелки устанавливают в топочных камерах так, чтобы выходное сечение насадки находилось в одной плоскости с внутрен-

ней футеровкой топки. Это предохраняет стабилизатор от прогорания.

Горелки ИГК-1-6м имеют только конусный стабилизатор, предотвращающий отрыв пламени. Нормальная работа горелок гарантируется при разрежении в топочной камере не менее 5 Па. Противодавление в топке приводит к перегреву горелки и деформации пластин стабилизатора. Поэтому при отключении горелки воздушная заслонка должна быть всегда открытой, обеспечивая за счет разрежения в топке подсос воздуха и охлаждение стабилизатора. Засорение пластин стабилизатора ведет к снижению инжекционной способности горелки и появлению химического недожога. Горелки типа ИГК не рекомендуется применять в высокотемпературных тепловых устройствах.

До недавнего времени промышленностью выпускались горелки ИГК старой модификации. В настоящее время Мосгазниипроектом эти горелки усовершенствованы. Технологичность их изготовления повышена, длина смесителя сокращена. Горелки с расходом газа 50 м³/ч и выше имеют четыре сопла, горелки с расходом 15 и 30 м³/ч — одно (число сопел обозначается первой цифрой в шифре горелки, например ИГК-1-25м или ИГК-4-100м). Горелки ИГК-25 и ИГК-60 с расходом соответственно 15 и 35 м³/ч остались в старом исполнении и теперь обозначены ИГК-1-15 и ИГК-1-35. Модернизированные горелки ИГК при нормальном давлении газа 30 кПа выпускаются с различными расходами 6, 25, 50, 100 и 150 м³/ч.

Кроме горелок в прямом исполнении выпускают ряд горелок

Таблица 3.5. **Технические характеристики инжекционных горелок среднего**

Обозначение по ГОСТ 21204—83 *	Тип	Номинальные параметры			Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме
		Тепловая мощность, кВт	Расход газа, м³/ч	Давление газа, кПа	
223121	ИГК-1-6м	77,9	9,6	68	1,02
	ИГК-1-15	219,8	23	70	1,02
223324	ИГК-1-25	422,2	44,5	70	1,06
	ИГК-1-35	500,1	53	70	1,03
223424	ИГК-4-50	819,9	86	70	1,05
	ИГК-4-100м	1570	165	70	1,04
	ИГК-4-150м	2198	230	68	1,1

этого типа угловой конструкции с поворотом на 90° (ИГК-25у, ИГК-60в, ИГК-120у и ИГК-170у), которые позволяют уменьшить длину выступающих от фронта топок частей, но имеют более низкие тепловые нагрузки.

Оптимальный коэффициент избытка воздуха при отсутствии химического недожога для всех типов горелок ИГК равен 1,04...1,1.

Отличительной способностью горелок типа ИГК является

обеспечение нормального розжига при полностью открытом регуляторе первичного воздуха. Горелка может быть переведена на требуемый режим работы без предварительного прогрева топочного пространства.

Инжекционные горелки, в том числе и ИГК, весьма чувствительны к изменению теплоты сгорания газа, поскольку они работают с очень малым коэффициентом избытка воздуха. При увеличении теплоты сгорания горение топлива становится неполным, с химическим недожогом, а при уменьшении — наблюдается увеличение коэффициента избытка воздуха, что также неэффективно. Поэтому при изменении теплоты сгорания необходим точный контроль подачи первичного воздуха и значений коэффициентов избытка воздуха.

Основные технические характеристики инжекционных горелок типа ИГК среднего давления, работающих на природном газе плотностью 0,74 кг/м^3 и разрежении в топке 10 Па, приведены в табл. 3.5.

В настоящее время горелки ИГК-4-50м, ИГК-4-100м и ИГК-4-150м заменяют горелками ИГК-120, ИГК-170 и ИГК-250, повышающими эффективность использования газа и надежность работы тепловых устройств.

Блочные горелки среднего давления типа БИГ, сконструированные специалистами Промэнергогаза, с периферийной подачей газа (рисунки 7, 8), состоят из набора трубок-смесителей диаметром 48 мм (внутренний диаметр 42 мм) и длиной 290 мм, объединенных общим газовым коллектором. Каждый смеситель

давления типа ИГК

Длина факела, мм	Диапазон рабочего регулирования		Длина горелки, мм	Диаметр сопла, мм	Размеры стабилизатора, мм	Масса, кг
	расхода, м^3	давления, кПа				
116	3,4...9,6	8,7...68	452	3	40 (диаметр)	3,6
230	6...23	4...70	650	4,3	93,2×93,2	6,6
700	10,7...44,5	4...70	930	6	118×118	10
1200	11...53	3...70	1000	6,3	134×134	12
1500	21...86	4...70	1180	4,4	154×154	13,6
1200	32...165	3...70	1472	6,2	200×200	28,6
900	36...230	1,6...64	1932	7,5	264×264	44

имеет отверстия диаметром 1,5 мм, просверленные под углом 25° к продольной образующей трубки и с раззенковкой со стороны коллектора. На каждой трубке четыре отверстия (сопла), через которые газ из коллектора поступает в смеситель. В смесителе газ перемешивается с дутьевым воздухом, полное горение заканчивается на срезе керамического огнеупорного тоннеля длиной 100 мм. Горелки не оборудованы устройствами для регулирования расхода первичного дутьевого воздуха и при дав-

лении газа от 15 кПа до номинального обеспечивают полное сгорание топливно-воздушной смеси в относительно коротком факеле при коэффициенте избытка воздуха 1,02...1,05 и разрежении в топочной камере 5...30 Па. Диапазон рабочего регулирования 7...80 кПа, при этом соотношение газ — воздух поддерживается постоянным при коэффициенте избытка воздуха 1,05 (номинальное значение).

Горелки устанавливают

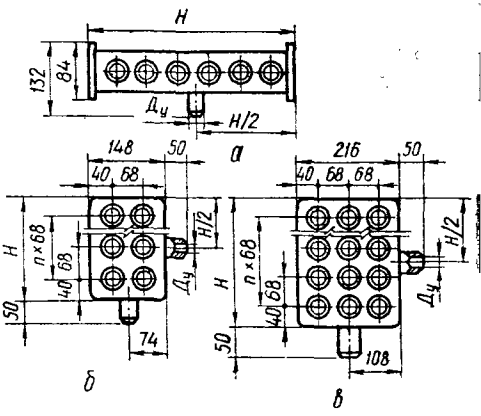
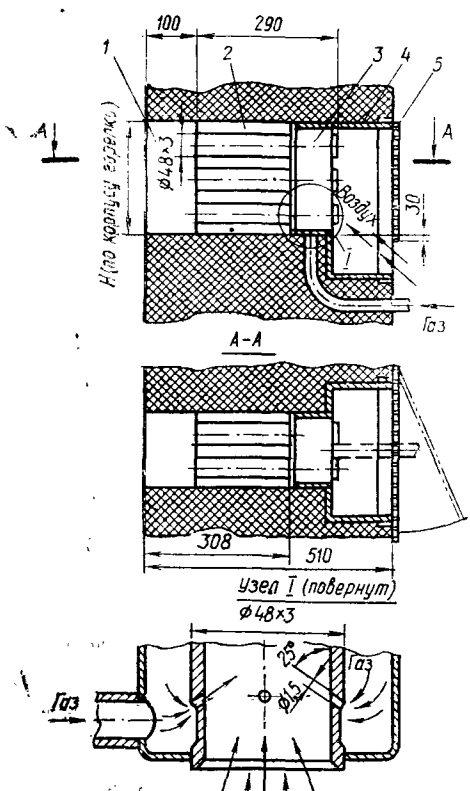


Рис. 7. Горелки БИГ-1 со смесителями однорядным (*а*), двухрядным (*б*) и трехрядным (*в*).



в огнеупорном тоннеле, футерованном огнеупорной массой с объемным содержанием 45 % хлористого железняка, 45 обожженного магнезита и 10 % огнеупорной глины.

Достоинствами горелок типа БИГ являются: отсутствие запальных отверстий, возможность наблюдения за процессом горения непосредственно через торцы смесителей и малые габаритные размеры (горелки не только не выступают за пределы кладки топочных устройств, но и в ряде случаев могут располагаться в нише кладки).

Основные технические характеристики горелок БИГ при теплоте сгорания газа 33,5 МДж/м³ и номинальном давлении газа 80 кПа представлены в табл. 3.6.

Горелки с активной воздушной струей представляют собой го-

Рис. 8. Горелка среднего давления типа БИГ конструкции Промэнергогаза:

1 — топочная камера; *2* — огнеупорная масса; *3* — смеситель; *4* — стальной корпус; *5* — заслонка.

релки с принудительной подачей воздуха при помощи вентиляторов или струйных аппаратов. В этих горелках для инжектирования газа используют энергию струи сжатого воздуха, а давление топлива перед горелкой поддерживается регуляторами давления постоянным. В этих горелках возможен предварительный подогрев дутьевого воздуха, значительно повышающий эффективность сжигания газа и КПД топочных процессов без

Таблица 3.6. **Технические характеристики инжекционных блочных горелок среднего давления типа БИГ**

Обозначение по ГОСТ 21204—83*	Тип	Номинальные параметры: Тепловая мощность, кВт	Номинальные параметры: Расход газа, м³/ч	Диапазон регулирования расхода, м³/ч	Размеры, мм: H	Размеры, мм: $Д_у$	Масса, кг
		Однорядные					
223122	БИГ-1-1	96,5	9,7	2,85...9,7	70	22	1,4
	БИГ-1-11	1055	106,7	31,4...106,7	760	22	13,3
223422	БИГ-1-13	1247	126,1	37...126,1	896	42	15,8
	БИГ-1-14	1342	135,8	39,7...135,8	964	42	16,8
	БИГ-1-16	1534	155,2	45,7...155,2	1100	42	19,1
223552	БИГ-1-18	1726	174,6	51,4...174,6	1235	54	21,3
	БИГ-1-22	2110	213,4	62,8...213,4	1508	54	25,1
		Двухрядные					
223322	БИГ-2-6	57,6	58,2	17,2...58,2	216	28	7
	БИГ-2-8	76,8	77,6	25,7...77,6	234	28	9,1
223422	БИГ-2-10	95,9	97	28,5...97	352	42	11,3
	БИГ-2-12	115	116,4	34,2...116,4	420	42	13,5
	БИГ-2-16	153,4	155,2	45,7...155,2	556	42	17,8
	БИГ-2-14	134,2	135,8	39,4...135,8	488	42	15,6
		Трехрядные					
223522	БИГ-3-21	201,3	203,7	60...293,7	448	54	22,8
	БИГ-3-24	230,2	232,8	68,6...232,8	556	54	26

опасения возникновения отрыва или проскока пламени. Эти горелки могут применяться в топочных устройствах паровых котлов, работающих при значительном противодавлении в топке, или при использовании автоматических систем теплового регулирования. Скорости истечения газа и воздуха в них почти одинаковы, коэффициент избытка воздуха может меняться в достаточно широком диапазоне.

Основным недостатком горелок этого типа является необходимость установки регуляторов давления газа.

3.3. ГОРЕЛКИ С ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ ПОДАЧЕЙ ВОЗДУХА

Горелки с принудительной подачей воздуха широко применяют в различных тепловых устройствах коммунальных и промышленных предприятий.

По принципу действия эти горелки подразделяются на горелки с предварительным смешением газа и топлива и на горелки без предварительной подготовки газовоздушной смеси. Горелки обоих типов могут работать на природном, коксовом, доменном, смешанном и других горючих газах низкого и среднего давления. Диапазон рабочего регулирования — 0,1...5000 м³/ч.

Воздух в горелки подается центробежными или осевыми вентиляторами низкого и среднего давления. Вентиляторы могут быть установлены на каждой горелке или один вентилятор на определенную группу горелок. При этом, как правило, весь первичный воздух подается вентиляторами, вторичный же практически не влияет на качество горения и определяется только подсосом воздуха в топочную камеру через неплотности топочной арматуры и лючки.

Преимуществами горелок с принудительной подачей воздуха являются: возможность применения в топочных камерах с различным противодавлением, значительный диапазон регулирования тепловой мощности и соотношения газ — воздух, сравнительно небольшие размеры факела, незначительный шум при работе, простота конструкции, возможность предварительного подогрева газа или воздуха и использования горелок большой единичной мощности.

Горелки низкого давления применяют при расходе газа 50... 100 м³/ч, при расходе 100...5000 целесообразно использовать горелки среднего давления.

Давление воздуха в зависимости от конструкции горелки и необходимой тепловой мощности принимается равным 0,5... 5 кПа.

Химического недожога можно избежать при коэффициенте избытка воздуха 1...1,1. Верхний предел регулирования тепловой мощности лимитируется давлением воздуха, создаваемым вентилятором. При необходимости изменения тепловой нагрузки горелки изменяют одновременно давление газа и воздуха. Поэтому при автоматической регулировке устанавливают регуляторы давления газа и воздуха, поскольку давление воздуха в зависимости от давления газа в этих горелках не регулируется. Расход газа и воздуха может регулироваться вручную кранами или задвижками в зависимости от качества сгорания топлива и необходимой длины факела, равной 0,3...3 м.

Для лучшего перемешивания топливно-воздушной смеси в большинство горелок газ подается небольшими струями под различным углом к потоку первичного дутьевого воздуха. С целью интенсификации смесеобразования потоку воздуха придают турбулентное движение при помощи специально установленных завихряющих лопаток, тангенциальных направляющих и т. д.

На рис. 9 приведены основные схемы горелок с принудительной подачей воздуха. Скорость истечения газа в них принимается равной 10...40 м/с. Эти горелки имеют смесительную камеру

небольших размеров. Стабилизация факела обеспечивается так же, как в инжекционных горелках среднего давления,— применением керамических тоннелей или тел плохо обтекаемой формы.

К наиболее распространенным горелкам с принудительной подачей воздуха внутреннего смешения относят горелки с расходом газа до 5000 м³/ч и более. В них можно обеспечить заранее заданное качество подготовки топливно-воздушной смеси до ее подачи в топочную камеру.

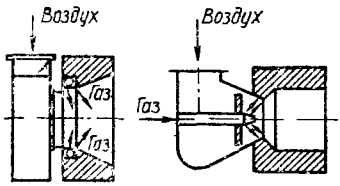
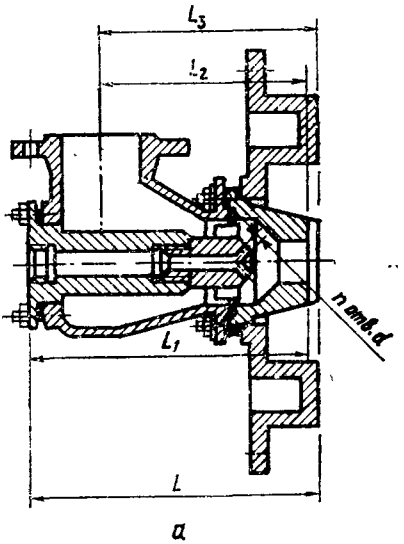


Рис. 9. Принципиальные схемы газовых горелок с принудительной подачей воздуха.

В зависимости от конструкции горелки процессы смешения топлива и воздуха могут быть различными: первый — подготовка топливно-воздушной смеси непосредственно в камере смешения горелки, когда в топку поступает готовая газовоздушная смесь, второй — когда процесс смешения начинается в горелке, а заканчивается в топочной камере. Во всех случаях скорость истечения газовоздушной смеси равна 16...60 м/с. Интенсификация смесеобразования газа и воздуха достигают путем струйной подачи газа, применения регулируемых лопаток, тангенциального подвода воздуха и пр. При струйной подаче газа используют



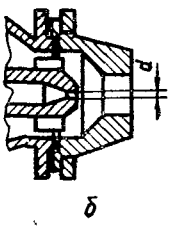


Рис. 10. Горелка типа ГНП конструкции института Теплопроект:
а — схема горелки с соплом типа А; *б* — сопло типа Б.

горелки с центральной подачей газа (от центра горелки к периферии) и с периферийной.

Максимальное давление воздуха на входе в горелку — 5 кПа. Она может работать при противодавлении и разрежении в топочной камере. В данных горелках в отличие от горелок внеш-

Таблица 3.7. Технические характеристики двухпроводных горелок типа

Обозначение по ГОСТ 21204—83 *	Тип	Номинальные параметры			Длина факела, мм
		Тепловая мощность, кВт	Расход газа, м³/ч	Давление воздуха, кПа	
543122	ГНП-1АП	85,8	8,7	1,95	230
	ГНП-1БП	73	7,4	1,25	340
544122	ГНП-2АП	130,2	13,2	1,6	264
	ГНП-2БП	132,5	13,5	1,45	350
543232	ГНП-3АП	241,9	24,5	1,7	420
	ГНП-3БП	217,5	22	1,3	480
	ГНП-4АП	397,7	40,3	2	550
	ГНП-4БП	380,3	38,5	1,4	—
543342	ГНП-5АП	639,7	62,5	1,7	1740
	ГНП-5БП	681,5	66,7	1,9	2060
545442	ГНП-6АП	1372	135,8	3,25	1680
	ГНП-6БП	1198	117	2,2	1990
532542	ГНП-7АП	1826	185	3,55	1300
	ГНП-7БП	1523	154	1,084	—
	ГНП-8АП	2291	232	0,05	1140
	ГНП-8БП	2093	212	2,55	1660
543552	ГНП-9АП	2977	302	2,4	2270
	ГНП-9БП	2488	252	1,65	2700

Примечания. 1. Номинальное давление газа 4 кПа — 2. Диапазон рабочего регулиро

него смешения пламя менее светящееся и относительно небольших размеров. В качестве стабилизаторов наиболее часто применяют керамические тоннели. Однако могут быть использованы все рассмотренные выше способы.

Горелка типа ГНП с принудительной подачей воздуха и центральной подачей газа (рис. 10, табл. 3.7), сконструированная специалистами института Теплопроект, предназначена для использования в топочных устройствах со значительными тепловыми напряжениями. В этих горелках предусмотрено закручивание потока воздуха с помощью лопаток. В комплект горелки входят два сопла: сопло типа А, применяемое для короткофакельного сжигания газа с 4...6 отверстиями для выхода газа, направленными перпендикулярно или под углом 45° к потоку воздуха, и сопло типа Б, используемое для получения удлиненного факела и имеющее одно центральное отверстие, направленное параллельно потоку воздуха. В последнем случае предварительное смешение газа и воздуха происходит значительно хуже, что приводит к удлинению факела.

Стабилизация факела обеспечивается применением огнеупорного тоннеля из шамотного кирпича класса А. Горелки могут работать на холодном и подогретом воздухе. Коэффициент избытка воздуха — 1,05. Горелки такого типа применяют в паровых котлах, хлебопекарной промышленности.

Двухпроводная газомазутная горелка ГМГ предназначена для сжигания природного газа или малосернистых видов жидкого топлива типа дизельного, бытового, мазутов флотских Ф5, Ф12

ГНП

Диапазон регулирования		Габаритные размеры, мм				Диаметр сопла, мм	Масса, кг
расхода газа, м³/ч	давления воздуха, кПа	L	L_1	L_2	L_3		
0,9...8,7	0,01...1,95	410	340	180	205	3,2	6,6
0,7...7,4	0,01...1,25	410	340	180	205	5,5	6,6
1,3...13,2	0,01...1,6	410	340	205	220	4	7,8
1,4..13,5	0,01...1,45	410	340	205	220	7	7,8
2,5..24,5	0,01...1,7	410	340	250	260	4,8	14
2,2...22	0,01...1,3	410	340	250	260	10	14
4...40,3	0,01...2	410	340	290	300	6,6	22
3,8...38,5	0,01..1,4	410	340	290	300	13,5	22
6,3...62,5	0,01 .1,7	580	450	330	362	7,8	37
6,7...66,7	0,01...1,9	580	450	330	362	16	37
16..136	0,01...3,25	580	450	330	362	9,6	43
16...117	0,01...2,2	580	450	330	362	20	43
19...185	0,01...1,55	650	560	410	453	11,8	48
15...154	0,01...0,84	650	560	410	453	24	48
23...232	0,01 .3	650	560	460	515	13,5	81
21...212	0,01...2,55	650	560	460	515	28	81
30...302	0,01...2,4	760	680	500	568	15,5	91
25...252	0,01...1,65	760	680	500	568	31	91

вания по давлению газа 0,01...4 кПа.

и пр. Допускается совместное сжигание газа и жидкого топлива.

Газовое сопло горелки имеет два ряда отверстий, направленных под углом 90° друг к другу. Отверстия на боковой поверхности сопла позволяют подавать газ в закрученный поток вторичного дутьевого воздуха, отверстия на торцевой поверхности — в закрученный поток первичного воздуха.

ГЛАВА 4 ГАЗОВАЯ АРМАТУРА

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выбор арматуры. С помощью газовой арматуры осуществляется включение, отключение, изменение расхода, давления или направления газового потока, а также удаление газов.

При выборе газовой арматуры необходимо учитывать свойства металлов и сплавов, из которых она изготовлена:

природный газ не воздействует на черные металлы, поэтому газовая арматура может быть изготовлена из стали и чугуна;

из-за более низких механических свойств чугунная арматура может применяться при давлениях не более 1,6 МПа;

при наличии в природных или сжиженных газах сероводорода он может воздействовать на бронзу и другие медные сплавы. Поэтому арматуру с бронзовыми уплотнительными кольцами устанавливать на газопроводах не рекомендуется. Вместе с тем необходимо учитывать, что если уплотнительные поверхности седла и затвора газовой арматуры выполнены из черных металлов (т. е. без вставных колец из нержавеющей стали либо из цветных металлов), то они быстро изнашиваются и корродируют;

при существующих допустимых нормах содержания сероводорода в газе (2 г на каждые 100 м^3) последний практически не воздействует на медные сплавы. Поэтому арматура для внутридомового газового оборудования может выполняться из медных сплавов;

для арматуры, отличающейся особой надежностью, необходимо применять вставные уплотнительные кольца из нержавеющей стали.

По назначению газовую арматуру разделяют:

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

регулирующую — для снижения давления и поддержания его в заданных пределах;

предохранительную — для предупреждения возможности повышения давления газа сверх установленных пределов;

арматуру обратного действия — для предотвращения движения газа в обратном направлении;

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

Маркировка арматуры. Вся арматура, применяемая в газовом хозяйстве, стандартизована. Шифр каждого изделия арматуры состоит из четырех частей: на первом стоит номер, обозначающий вид арматуры; на втором — условное обозначение материала, из которого изготовлен корпус арматуры; на третьем — порядковый номер изделия; на четвертом — условное обозначение материала уплотнительных колец.

В обозначении, например, крана типа 11Б10бк цифра 11 указывает вид арматуры (кран); Б — материал корпуса (латунь); 10 — порядковый номер изделия; бк — тип уплотнения (без колец).

Одной из величин, определяющих работу арматуры, является давление рабочей среды, которое подразделяют на условное, рабочее и пробное по ГОСТ 356—80.

Под *условным* (номинальным) понимают наибольшее избыточное давление при температуре среды 20 °С, при котором обеспечивается длительная работа соединений трубопровода и арматуры.

Под *пробным* давлением следует понимать избыточное давление, при котором производят гидравлическое испытание арматуры и деталей трубопровода на прочность и плотность водой при температуре не менее 5 и не более 70 °С, если в нормативно-технической документации не указана конкретная температура. Предельные отклонения пробного давления не должны превышать ±5 %.

Под *рабочим* понимают наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопровода.

Снижение допускаемого рабочего давления зависит в основном от прочностных свойств материала деталей арматуры: чем выше рабочая температура, тем ниже максимальное рабочее давление при одном и том же условном.

Условные обозначения материала корпуса *арматуры из стали:* углеродистой — с, легированной — лс, коррозионностойкой (нержавеющей) — нж; *из чугуна* — серого — ч, ковкого — кч; *из латуни, бронзы* — Б; *из винипласта* — вп; *из пластмассы* (кроме винипласта) — п.

Проверка герметичности. Пригодность арматуры для эксплуатации подтверждается гидравлическим испытанием на прочность и плотность металла и на герметичность соединений. Гидравлическому испытанию арматура подвергается в процессе изготовления деталей до и после их механической обработки, а также в готовом виде. Такие испытания проводятся при ремонте арматуры, а также перед установкой на трубопровод (на заготовительных предприятиях монтажных организаций).

Детали арматуры испытывают на прочность и плотность при пробном давлении, когда из полости арматуры полностью удален воздух. Арматуру обычно испытывают при 20 °С с заглушенными проходными отверстиями. Литые детали простукивают свинцовым или медным молотком массой 0,8...1 кг.

Арматуру с незаваренными трещинами и раковинами, забоинами и окалиной на торцевых плоскостях под прокладку, сварочных фасках концов патрубков и расточках под подкладные кольца, а также с забоинами и срывами резьбы на болтах гидравлическому испытанию не подвергают.

Испытанием на герметичность определяется степень прилегания уплотнительных поверхностей (герметичность) тарелки и седла затвора.

4.2. ЗАПОРНЫЕ УСТРОЙСТВА

Запорная арматура, устанавливаемая на газопроводах, должна обеспечивать: герметичность отключения; минимальные потери давления в открытом положении, особенно на газопроводах низкого давления; удобство обслуживания и ремонта; быстроту открытия и закрытия, которые при ручном управлении должны производиться с небольшим усилием.

Таблица 4.1. Технические характеристики запорной арматуры [5]

Наименование	Шифр	$Д_у$, мм	Рабочее давление в газопроводе, МПа, не более	Строительная длина, мм
		Краны		
Пробковый проходной натяжной муфтовый	11ч3бк	25	0,005	80
		32		95
		40		110
		50		130
		65		160
		80		180
Пробковый проходной пружинный муфтовый	11Б12бк1	15	0,01	55
		20		65
Пробковый проходной сальниковый муфтовый	11Б6бк	15	1	55
		20		65
		25		80
		32		95
		40		110
		50		130
Пробковый проходной сальниковый муфтовый	11ч6бк	15	1	80
		20		90
		25		110
		32		130
		40		150
		50		170
Пробковый проходной сальниковый фланцевый	11ч6бк	25	1	110
		40		150
		50		170
		65		220
		80		250
		100		300
Со смазкой фланцевый стальной	КСР-16	50	1,6	250
		80		280
		100		300
		150		350
		Задвижки		
Клиновая с невыдвижным шпинделем фланцевая	30ч47бк4	50	0,6	180
		80		210
		100		230
		150		280
Клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая	ЗКЛ-16	50	1,6	180
		80		210
		100		230
		150		280
		200		330
		250		450
Клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая стальная	ЗКЛ2-16	300	1,6	500
		340		550
Клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая стальная с электроприводом во взрывозащищенном исполнении	ЗКЛПЭ-16	50	1,6	180
		80		210
		100		230
		150		280
		200		330
		250		450

Наименование	Шифр	$Д_у$, мм	Рабочее давление в газопроводе, МПа, не более	Строительная длина, мм
Параллельная с выдвижным шпинделем фланцевая	30ч7бк	200	0,4	330
		250		450
		300		500
		400		600
Вентили запорные				
Под фланцевое присоединение	15кч12бк	20	1,6	80
		25		100
		32		180
Фланцевый	15кч17п	40	1,6	200
		50		230
		65		290
		80		310
Фланцевый	15с18п	40	1,6	200
		50		230
		65		290
		80		310

К запорным устройствам относят трубопроводную арматуру (краны, задвижки, вентили), гидравлические задвижки и затворы, а также быстродействующие (отсечные) устройства с пневматическим или электромагнитным приводом.

Арматура, устаиавливаемая на газопроводах, должна быть предназначена для работ в газовой среде. На газопроводах низкого давления в качестве запорных устройств допускается применять гидрозатворы.

Поворотные краны должны иметь ограничители поворота и указатели положений «Открыто» и «Закрыто». На кранах с диаметром условного прохода до 80 мм должна быть риска, указывающая направление движения газа в пробке.

Привод к затворам запорной арматуры может быть ручным, механическим (устройство оборудуется штурвалом и зубчатой передачей к штоку затвора); пневматическим или гидравлическим (оборудуется цилиндром, который шарнирно соединяется со штоком затвора); электрическим (устанавливается электродвигатель и передающий механизм к штоку затвора) и электромагнитным (устройство оборудуется электромагнитом, сердечник которого шарнирно связывается со штоком затвора).

На газопроводах промышленных и коммунально-бытовых предприятий в качестве запорных устройств наиболее часто используют краны и задвижки, реже — вентили с ручным приводом, гидрозатворы и гидравлические задвижки. В связи с автоматизацией процессов сжигания газа все шире применяют вентили и клапаны с электромагнитным приводом. Электрооборудование приводов и других элементов должно выполняться в соответствии с Правилами устройства электроустановок.

Допускается применение для систем газоснабжения запорной арматуры общего назначения при условии выполнения дополнительных работ по притирке и испытанию затвора на герметичность в соответствии с ГОСТ 9544—75*. При выборе материала запорной арматуры следует учитывать условия ее эксплуатации по давлению газа и температуре.

Арматура из серого чугуна применяется при давлении до 0,6 МПа и температуре наружного воздуха до —35 °С. Арматура из ковкого чугуна, углеродистой и легированной стали применяется при давлении до 1,6 МПа и температуре наружного воздуха не ниже —40 °С. При вышеуказанном давлении может применяться арматура из бронзы и латуни, но при температуре наружного воздуха не ниже —35 °С. Наиболее часто применяемая в газовом хозяйстве арматура приведена в табл. 4.1.

4.3. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНАЯ АРМАТУРА

Предохранительные устройства предназначаются для предупреждения повышения давления выше заданной величины и предотвращения движения среды в направлении, обратном заданному. В качестве предохранительной арматуры используются обратные, запорные, сбросные, скоростные клапаны.

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) применяются для автоматического прекращения подачи газа к потребителям в случае изменения его давления в контролируемой точке сверх заданных пределов. Они устанавливаются в ГРП (ГРУ), на газовых разводках, перед горелками газопотребляющих агрегатов.

Точность срабатывания ПЗК должна составлять ±5 % заданных контролируемых величин давления для ПЗК, установленных в ГРП, и ±10 для ПЗК в шкафных ГРП (ГРУ). В основном для ГРП (ГРУ) и крупных газопотребляющих агрегатов используются предохранительные запорные клапаны ПКВ и ПКН с диаметрами условного прохода 50, 80, 100 и 200 мм. В мембране клапана ПКВ применена более жесткая пружина, что позволяет использовать его на газопроводах высокого давления.

В шкафных ГРУ используется малогабаритный запорно-предохранительный клапан ПКК-40, рассчитанный на входное давление 0,6 МПа (табл. 4.2).

Мосгазниипроектом для постепенной замены клапанов ПКВ и ПКН разработаны клапаны КПВ и КПН с максимальной пропускной способностью при рабочем давлении 1,2 МПа для КПН (В)-50 — 5800 м³/ч, для КПН (В)-100 — 18000.

Клапаны КПВ в отличие от ПКВ можно настраивать на срабатывание при повышении давления в контролируемой точке до 0,72 МПа и, следовательно, поддерживать при необходимости в газопроводах давление, близкое к 0,6 МПа.

Предохранительные сбросные устройства (ПСУ) предназначены для удаления в атмосферу некоторого избыточного объема газа на газопроводе после регулятора с целью предотвращения

повышения давления выше заданного допустимого предела. Предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регуляторы давления, должны обеспечивать начало открытия при превышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 5 % и полное открытие при превышении этого давления не более чем на 15 %. Плотность закрытого затвора ПСУ должна соответствовать 1 классу герметичности.

Таблица 4.2. **Технические характеристики ПЗК и клапанов-отсекателей [25]**

Тип	$Д_у$, мм	Давление на входе, МПа	Предел настройки контролируемого давления, МПа	
			Нижний	Верхний
ПКН-50	50	1,2	0,0003...0,003	0,002...0,06
ПКН-100	100	»	То же	То же
ПКН-200	200	»	»	»
ПКВ-50	50	»	»	»
ПКВ-100	100	»	»	»
ПКВ-200	200	»	»	»
ПКК-40МН	40	»	—	0,0015...0,005
ПКК-40МС	40	0,6	—	0,005.. 0,06

Примечание. Предохранительные клапаны-отсекатели ПКК-40 закрываются при понижении входного давления или перепаде его до 0,01...0,015 МПа.

Подводящий к ПСУ газопровод должен иметь минимальное количество поворотов, диаметр не менее 20 мм и присоединяться к участку газопровода после регулятора, как правило, следом за расходомером.

На сбросном трубопроводе целесообразно установить штуцер с пробкой или краном для подключения газоанализатора или газоиндикатора, а при их отсутствии — для отбора проб в стеклянный или резиновый сосуд. Диаметр сбросного трубопровода от ПСУ должен быть не меньше диаметра выходного патрубка ПСУ и выводиться наружу в место, где обеспечиваются условия для безопасного рассеивания газа (не менее чем на 1 м выше карниза здания), а также оборудоваться устройством (оголовком), исключающим возможность попадания в трубопровод атмосферных осадков. Довольно часто вместо специального оголовка конец сбросного трубопровода просто изгибают, направляя устье горизонтально или вертикально вниз. Это недопустимо, так как приводит к заполнению газом здания ГРП.

На газопроводах среднего (более 0,05 МПа) и высокого давления используют сбросные предохранительные полноподъемные клапаны ССПК-4Р с рычагом для контрольной продувки. Клапаны предназначены для сброса газа непосредственно в атмосферу или через сбросной трубопровод, гидравлическое сопротивление которого не должно быть более 0,1 рабочего давления. В зависимости от давления настройки клапан комплектуют пружиной.

Входной патрубок клапана соединяют с контролируемым участком газопровода после регулятора. Настройка клапана на открытие регулируется сжатием пружины. В крышке размещено отжимное устройство, которое позволяет производить контрольную продувку: при нажиме на наружный рычаг поворачивается валик, жестко соединенный с ним кулачок отводит вверх гайку, навернутую на резьбу штока. При подъеме штока и плунжера осуществляется принудительная продувка клапана. Согласно заводской инструкции, принудительный подъем плунжера рычагом следует производить при давлении на 10 % меньше рабочего. При отсутствии давления во входном патрубке контрольный подъем не допускается.

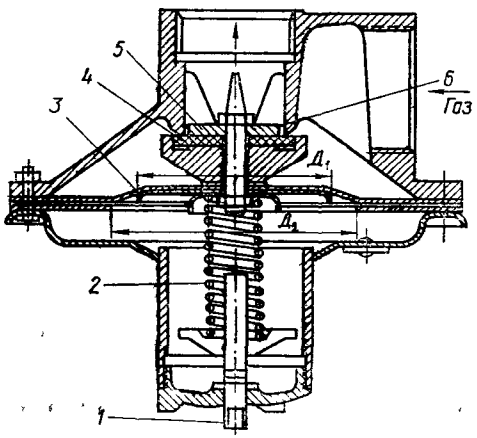


Рис. 11. Клапан ПСК

1 — регулировочный винт; *2* — пружина; *3* — мембрана; *4* — уплотнитель; *5* — золотник; *6* — седло.

Предохранительно-сбросной мембранно-пружинный клапан (ПСК) устанавливают на газопроводах низкого и среднего давлений (рис. 11, табл. 4.3). Газ из газопровода после регулятора поступает на мембрану *3* клапана ПСК. Если давление газа

Таблица 4.3. **Технические характеристики ПСК-50 [25]**

Параметры	ПСК-50Н/0,05	ПСК-50С/0,5	ПСК-50С/1,25
Давление срабатывания, даПа	100...500	2000...5000	5000...12500
Номер пружины	1315-08	1315-09	1315-09
Диаметр, мм:			
диска $Д_1$	140	140	60
кольца $Д_2$	170	170	130
проволоки	3	6	6
пружины (наружный)	38	42	42
Шаг между витками, мм	14	12	12
Длина пружины в свободном состоянии, мм	74,4	78	78
Полное число витков пружины	5	6	6

больше давления пружины *2* снизу, то мембрана отходит вниз, клапан открывается, 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 повышения надежности работы ПСК при его сборке необходимо: очистить клапанное устройство от механических частиц и убедиться, что на кромке седла и на уплотняющей резине золотника нет царапин или забоев; добиться соосности расположения золотника сбросного клапана с центральным отверстием мембраны. Для проверки соосности ослабить или вынуть пру-

Таблица 4.4. Технические характеристики пружин по данным Благовещенского арматурного завода

Тип клапана	Давление настройки, 10^6 Па	Номер	Диаметр, мм		Шаг, мм	Число витков		Длина в свободном состоянии, мм	Длина проволоки, м
			прутка	наружный		рабочих	полных		
ПРК4-50-16	0,5...1,2	101	4	54	16,5	7,5	11	136	1,9
СППК-4-50-16	1,2 .1,9	102	5	65	18	7	10,5	141	2,2
СППК-4Р-50-16	1,9...3,5	103	6	76	21	6	9,5	144	2,4
	3,5...6	104	7	77	20,5	6	9,5	144	2,4
	6,0. 10	105	8	78	20	6	9,5	144	2,4
	10...16	106	9	77	19,5	6	9,5	144	2,3
ППК-4-80-16	0,5...1,3	110	6	81	22	7,5	11	183	2,95
СППК-4-80-16	1,3...2,5	111	7	85	23	7,5	11	193	2,95
СППК-4Р-80-16	2,5...4,5	112	7	87	23	7,5	11	196	3
	4,5...7	113	9	89	22,5	7,5	11	196	3
	7,0...9,5	114	10	91	22,5	7	10,5	188	3
	9,5...13	115	11	93	23	7	10,5	194	3
	13...18	116	12	95	23	7	10,5	197	3
ППК-4-100-16	0,5...1	120	7	94	27	7,5	11	223	3,3
СППК-4-100-16	1...1,5	121	8	108	29	7,5	11	241	3,8
СППК-4Р-100-16	1,5. .3,5	122	9	114	32	7,5	11	273	3,9
	3,5...9,5	123	12	114	28	8	11,5	260	3,9
	9,5 .2	124	14	114	28,5	8	11,5	271	3,9
ППК-4-150-16	0,5...1	127	9	121	36	7,5	11	297	4,1
СППК-4-150-16	1...1,5	128	10	135	40	7	10,5	310	4,3
СППК-4Р-150-16	1,5...2	129	11	141	42	6,5	10	306	4,3
	2 ..3	130	12	142	42	6,5	10	309	4,3
	3...6,5	131	14	134	37	7,5	11	320	4,36
	6,5...11	132	16	138	37	7,5	11	326	4,43
	11...15	133	18	138	35	7,5	11	316	4,36
	15...22	134	20	148	38	7	10	326	4,3
ППК-4-200-16	0,5...8	304	20	134	36	7	9,5	313	3,6
СППК-4-200-16	8. .16	305	26	144	42	6	8,5	306	3,4

жины и, нажимая на золотник через отверстие сброса, убедиться в его свободном перемещении внутри седла.

Пружинные ПСУ типа ППК-4, СППК-4, СППК-4Р монтируют на газопроводах среднего или высокого давления в вертикальном положении. Диаметр сбросного трубопровода должен быть не менее диаметра выпускного патрубка. Клапаны имеют набор пружин и могут применяться в большом диапазоне давлений (табл. 4.4).

Гидравлический предохранитель (ГП) конструктивно представляет собой стальной сварной цилиндр с патрубками, запол-

ненный жидкостью. Один конец первого патрубка соединен с газопроводом, а другой проходит через сосуд почти до дна. Второй патрубок соединен с трубопроводом, сбрасывающим газ в атмосферу. Высота столба жидкости определяет давление, при котором начинается сброс газа из газопровода.

При повышении давления газа сверх установленного предела газ прорывается через жидкость (барботирует) в верхнюю часть цилиндра и по второму патрубку сбрасывается в атмосферу.

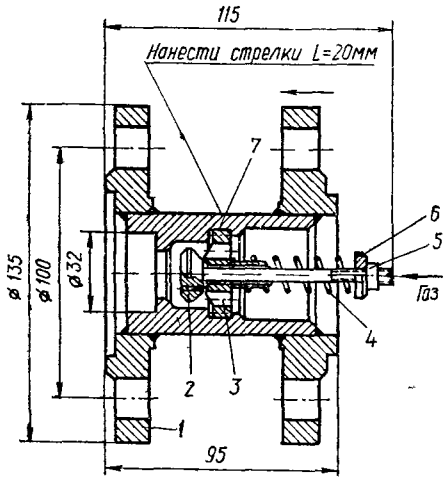


Рис 12. Скоростной клапан $Д_у32$ автоцистерны:

1 — корпус; *2* — латунный клапан; *3* — направляющая втулка из бронзы, *4* — пружина; *5, 6* — гайки; *7* — компенсатор.

В качестве запорной жидкости при положительной температуре используют воду, при отрицательной — веретенное масло или глицерин.

Для уменьшения испарения воды на поверхность наливают тонкий слой масла.

Недостатком ГП является его громоздкость, а также ограниченная применяемость — только в системах газопроводов низкого или среднего давления (0,002...0,02 МПа).

Обратные клапаны применяются в системах газоснабжения сжиженного газа на ГНС, ГНП, в автомобильных цистернах сжиженного газа. Затвор в этих клапанах открывается под действием потока среды, а при изменении его направления на обратное — закрывается.

Обратные клапаны могут быть поворотными (захлопочного типа) и подъемными (вентильного типа).

Скоростные клапаны являются защитными устройствами, предохраняющими от слишком больших расходов сжиженного газа при разрыве трубопроводов или арматуры. Они рассчитаны на пропуск номинального расхода газа или жидкости в любом направлении и закрытие при слишком большом расходе в одном направлении. Наличие скоростных клапанов в системе газопроводов автоцистерны или емкостей требует плавного открытия вентилей, так как при резком их открывании скоростной клапан может закрываться.

На рис. 12 показан разрез скоростного клапаиа $Д_у32$, рассчитанного на расход газа 6,5 м³/ч.

4.4. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

Регуляторы давления снижают и поддерживают постоянное давление газа в заданных пределах путем изменения расхода протекающего через регулирующий клапан газа.

По принципу действия регуляторы давления подразделяются на регуляторы непосредственного действия (прямого) и регуляторы непрямого действия, причем как первые, так и вторые могут быть прерывного и непрерывного действия.

В регуляторе непосредственного или прямого действия регулирующий орган находится под действием регулируемого параметра или прямо, или через зависимый параметр, и при изменении регулируемого параметра приводится в действие усилием, возникающим в чувствительном элементе регулятора и достаточным для перестановки регулирующего органа без какого-либо постороннего источника энергии.

В регуляторе непрямого действия (автоматический регулятор) чувствительный элемент воздействует на регулирующий орган посторонним самостоятельным источником энергии, которым могут служить воздух, газ, жидкость и т. п. При изменении величины регулируемого параметра усилие, возникающее в чувствительном элементе регулятора, приводит в действие лишь вспомогательное устройство.

Оба вида регуляторов состоят из регулирующего клапана, чувствительного (измерительного) и управляющего элементов.

В регуляторах непосредственного действия чувствительный и управляющий элементы являются составными частями привода регулирующего клапана и неотделимы от него. У регулятора прямого действия чувствительный и управляющий элементы — самостоятельные приборы, отделенные от регулирующего клапана.

Регуляторы непосредственного действия по сравнению с регуляторами непрямого действия обладают меньшей чувствительностью. Это объясняется тем, что клапан при изменении величины регулируемого параметра начинает перемещаться только после возникновения усилия, достаточного для преодоления сил трения во всех подвижных частях. У регулятора непрямого действия силы трения преодолеваются за счет постороннего источника энергии, и не требуется значительного изменения усилий на мембрану. Поэтому регулирование происходит здесь более плавно. Однако независимо от принципа действия регуляторы должны всегда обеспечивать достаточно устойчивое регулирование.

Регуляторы давления непосредственного (прямого) действия. Регулятор представляет собой дроссельное устройство, приводимое в действие мембраной, находящейся под воздействием регулируемого давления. Всякое изменение давления газа вызывает перемещение мембраны, а вместе с ней и изменение проходного сечения дроссельного устройства, что влечет за собой уменьшение или увеличение расхода газа, протекающего через

регулятор. Таким образом, обеспечивается постоянство давления на заданном уровне.

Регуляторы подразделяются в зависимости от формы и типа дроссельных устройств, вида мембран (плоские и манжетные), способов сочленения мембран с клапанами, рода нагрузки для уравновешивания давления газа на мембрану. Выпускаются регуляторы давления непосредственного действия, у которых передача импульса давления — расхода на мембрану идет через трубу, соединенную с газопроводом, подводящим газ к регулятору (регуляторы «до себя»), и регуляторы «после себя», где импульс передается на мембрану через трубку, соединенную с газопроводом после регулятора.

В зависимости от типа клапанов регуляторы могут быть односедельными, двухседельными, с мягкими и твердыми седлами.

В зависимости от рода нагрузки на мембрану различают три типа регуляторов: с весовой нагрузкой, с пружинной и с нагрузкой, создаваемой давлением газа.

Выбор регуляторов осуществляют на основании: максимального и минимального расходов газа; колебания расхода газа в течение суток; давления газа на входе и допустимых колебаний на выходе; состава газа; места установки регулятора.

Для герметичности и полного прекращения расхода газа (например, при установке регуляторов на тупиковых участках) более целесообразно применять односедельные регуляторы, обеспечивающие наибольшую плотность закрытия. Поэтому в городском газовом хозяйстве наиболее распространены именно односедельные клапаны.

Химический состав газа влияет на срок службы регулятора и отдельных его частей, особенно на применяемые резиновые детали. В основном в регуляторах применяется бензомасломорозостойкая резина.

Регуляторы давления с пружинным управлением приводом типа РД служат для снижения давления газа со среднего или высокого на низкое. Регуляторы устанавливают непосредственно у газопотребляющих установок, в шкафах на стенах зданий и в специальных помещениях для регуляторных пунктов.

Регуляторы типа РД (рис. 13, табл. 4.5) состоят из двух основных узлов — дроссельного органа и привода. Дроссельный орган представляет собой вентильный корпус с муфтовыми концами и имеет второй ввод газа (прямо на клапан), что позволяет располагать входной и выходной газопроводы под углом 90° и устанавливать регуляторы как на прямом, так и на угловом участке газопровода. Для удобства присоединения регуляторов к газопроводам оба входных патрубка снабжены внутренними и наружными трубными резьбами, а на выходном патрубке установлена накидная гайка с ниппелем. Дросселирующее устройство состоит из клапана и ввернутого в крестовину латунного сопла, которое сопрягается с односедельным мягким клапаном с резиновой прокладкой.

Клапан соединяется коленчатым рычагом с мембраной. Корпус регулятора соединяется с крестовиной накидной гайкой. На заданное выходное давление регулятор и предохранительно-сбросной клапан настраивают пружиной.

Предохранительные клапаны служат для сброса газа в атмосферу в случае возрастания давления в газопроводе конечного давления сверх предельного.

В зависимости от диаметра седла увеличение давления газа на входе на 0,1 МПа вызывает рост конечного давления на 25... 80 Па.

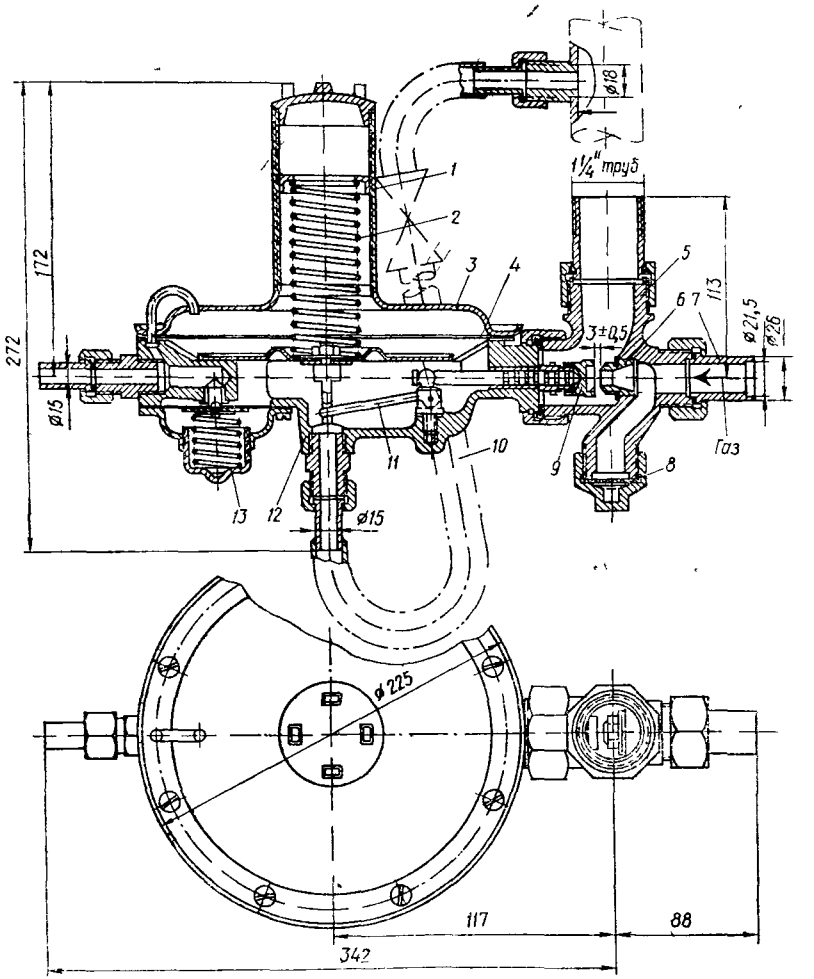


Рис. 13. Регулятор давления РД-32М:

1 — регулировочная гайка; *2* — регулировочная пружина; *3* — крышка мембраны; *4* — мембрана; *5* — вентильный корпус (крестовина); *6* — сопло; *7* — ниппель с накидной гайкой; *8* — пробка; *9* — клапан; *10* — импульсная трубка; *11* — коленчатый рычаг; *12* — корпус; *13* — предохранительно-сбросной клапан.

При работе регулятора на сжиженных газах расход учитывают с коэффициентом 0,5, гарантирующим защиту регулятора от резкого понижения температуры.

Пропускная способность регулятора при начальных давлениях газа до 0,6 МПа в значительной степени зависит от варианта входа газа в регулятор. При входе газа сбоку пропускная способность меньше, чем при входе газа прямо на клапан, из-за

Таблица 4.5. **Основные данные регулятора РД-32М**

Начальное давление газа до регулятора, 10^5 Па	Диаметр седла клапана, мм	Расход, м³/ч		Коэффициент расхода
		максимальный	номинальный	
0,5	10	30	24	0,36
1		45	36	
1,5		60	48	
2,5		90	72	
3		100	80	
3	6	65	52	0,66
4		82	66	
5		98	78	
6		115	92	
7		130	104	
8		147	118	
9		163	130	
10		180	144	
10	4	80	64	0,65
11		87	70	
12		94	75	
13		102	82	
14		110	88	
15		116	93	
16		123	98	

Примечание. Номинальная пропускная способность регулятора принята равной 80 % максимальной.

дополнительных потерь напора в крестовине, возрастающих с увеличением расхода. Для начальных давлений от 0,6 до 1,6 МПа существенного отличия в изменении подачи газа прямо на клапан и сбоку клапана не наблюдается.

При изменении расхода газа от 5 до 100 % (100 % — номинальный расход) давление после регуляторов меняется на ±7... 14 % при настройке на 2 кПа. Такое падение конечного давления при увеличении расхода вполне допустимо для регуляторов данного типа.

Увеличение давления газа на входе на 0,1 МПа вызывает увеличение конечного давления на 40 Па независимо от диаметра седла.

Количество газа, сбрасываемого через предохранительно-сбросной клапан, настроенный на начало сброса при 1,8 кПа:

Давление под мембраной, кПа	1,8	2	2,2	2,4	2,6	2,8	3
Расход, м³/ч	0,006	1,6	3,3	4,9	6,55	8,2	9,8

Регуляторы РД-32М и РД-50М выпускаются серийно Московским заводом газовой аппаратуры.

Регуляторы давления типа РДУК-2, разработанные Мосгазпроектом по предложению инж. Ф. Ф. Казанцева, предназначаются для снижения давления газа в газопроводах с высокого на высокое, среднее и низкое давление, а также со среднего на среднее и низкое.

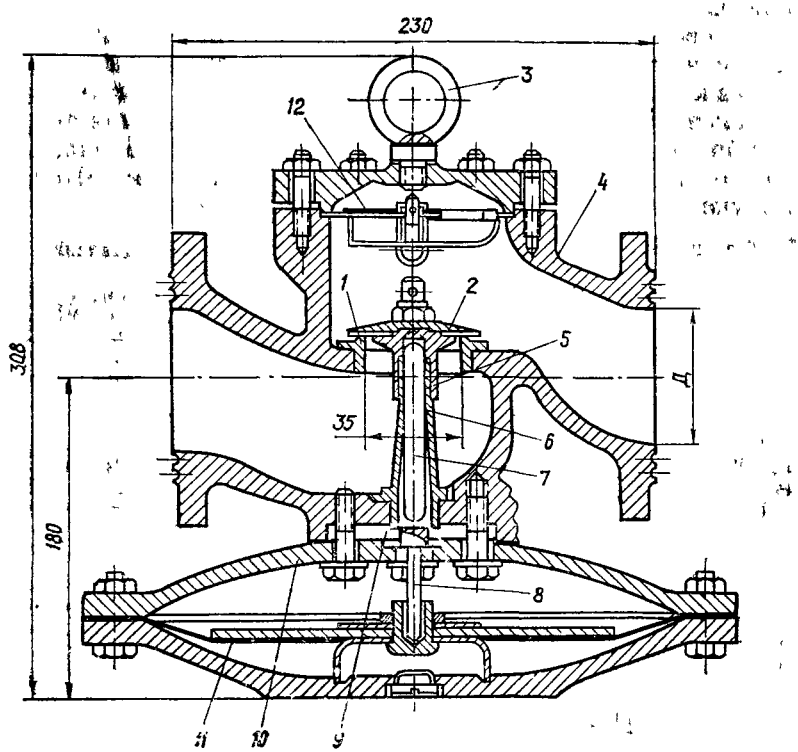


Рис. 14. Регулятор давления РДУК-2:

1 — седло клапана; *2* — клапан; *3* — рымболт; *4* — корпус; *5* — защитная трубка, *6* — колонка, *7* — стержень; *8* — толкатель; *9* — шайба; *10* — корпус мембраны; *11* — мембрана; *12* — фильтр.

Регуляторы могут быть использованы на закольцованных и тупиковых городских сетях, регуляторных станциях, на промышленных и коммунально-бытовых газифицированных объектах.

Эти регуляторы (рис. 14) относятся к регуляторам непосредственного действия с командным прибором.

Надмембранное пространство регулятора управления импульсной трубкой соединяется с газопроводом за регулятором давления. Таким образом, давление над мембраной регулятора управления всегда равно давлению газа в газопроводе. Регуляторы давления типа РДУК-2 разработаны на условные проходы 50, 100 и 200 мм. Давление под мембраной регулятора управления

равно атмосферному. Когда давление в газопроводе равно установленному, усилие от давления газа на мембрану регулятора управления равно усилию пружины. При этом клапан регулятора управления частично открыт.

При понижении давления в газопроводе пружина преодолевает усилие от давления газа на мембрану, в результате чего последняя поднимается кверху, увеличивая открытие клапана. При повышении давления открытие клапана уменьшается. Расход газа, протекающего через клапан регулятора управления, пропорционален величине его открытия. Для установки регулятора управления на требуемое давление изменяют сжатие пружины.

Головка регулятора управления трубкой соединяется с подмембранным пространством регулирующего клапана, которое соединено трубкой с подклапанным пространством. Чтобы регулирующий клапан начал действовать, давление в подмембран-

Таблица 4.6. **Технические характеристики регуляторов давления**

Тип	Максимальное давление газа, МПа	Диапазон изменения давления газа, МПа	Расход газа, м³/ч, при входном давлении, МПа				Масса, кг
			0,1	0,3	0,6	1,2	
РДГД-20	0,3	0,002...0,0025	45	80	—	—	5
РД-32М/С-6	1,6	0,0009...0,002	25	55	105	—	8
РД-32М/С-10		»	45	100	—	—	
РД-50М/С-15		»	167	375	717	—	18
РД-50М/С-20	1,6	0,0009...0,002	270	610	—	—	
РД-50М/С-25		»	363	—	—	—	
РДУК-2Н-50/35		»	900	1790	3125	5800	45
РДУК-2Н-100/50		»	1420	2840	4970	9200	80
РДУК-2Н-100/70	1,2	0,0005...0,06	2825	5650	9900	18350	80
РДУК-2Н-200/105		»	5880	11800	20550	38000	300
РДУК-2Н-200/140	0,6	0,0005...0,06	9500	19000	33340	—	300
РДУК-2В-50/35	1,2	0,06...0,6	720	1790	3125	5800	45
РДУК-2В-100/50		»	1200	2840	4970	9200	80
РДУК-2В-100/70	1,2	0,06...0,6	2300	5650	9900	18350	80
РДУК-2В-200/105		0,06...0,6	4700	11800	20550	38000	300
РДУК-2В-200/140	0,6	0,06...0,6	7650	19000	33340	—	300
РДБК-1-25/21		»	310	620	1080	2000	26
РДБК-1-50/35	1,6	0,001...0,06	900	1790	3125	5800	38
РДБК-1-100/50		»	1420	2840	4970	9200	93
РДББ-К1-100/70	1,2	0,001...0,06	2825	5650	9900	18350	93
РДБК-1П-25/21		»	250	620	1080	2000	23
РДБК-1П-50/35	1,6	0,03...0,6	720	1790	3125	5800	36
РДБК-1П-100/50		»	1200	2840	4970	9200	89
РДБК-1П-100/70	1,2	0,03...0,6	2300	5650	9900	18350	89

ном пространстве должно создать усилие, больше суммы усилий, создаваемых входным давлением на клапан и выходным давлением на мембрану в надмембранном пространстве.

Необходимый перепад давления между подмембранным и надмембранным пространством создается благодаря наличию дросселей в трубках.

В качестве командного прибора применяются регуляторы управления КН2 и КВ2.

Регуляторы давления типа РДУК-2 изготавливаются Московским заводом газовой аппаратуры и Саратовским заводом «Газоаппарат».

В настоящее время выпускаются *регуляторы нового типа — блочные конструкции Ф. Ф. Казанцева* (РДБК). Они отличаются универсальностью и повышенной надежностью в работе. Неравномерность выходного давления при использовании РДБК меньше, чем при использовании РДУК.

Регуляторы РД-32М и РД-50М заменяются регуляторами РДБК-1-25, а РДУК-2-50 и РДУК-2-100 — соответственно РДБК-1-50 и РДБК-1-100. Основные характеристики регуляторов давления даны в табл. 4.6.

Регулятор давления газа домовой РДГД-20 предназначен для снижения давления природного газа со среднего уровня до низкого, а также для автоматического поддержания давления перед бытовыми газовыми аппаратами на заданном уровне. Рас-

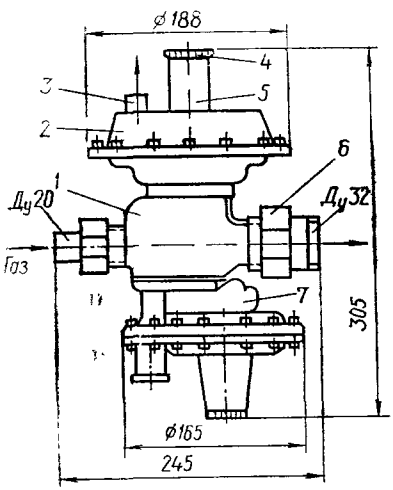


Рис. 15. Регулятор давления газа РДГД-20:

1 — корпус; *2* — крышка; *3* — штуцер для сброса газа в атмосферу; *4* — пробка; *5* — стакан; *6* — гайка накидная; *7* — отсечной клапан.

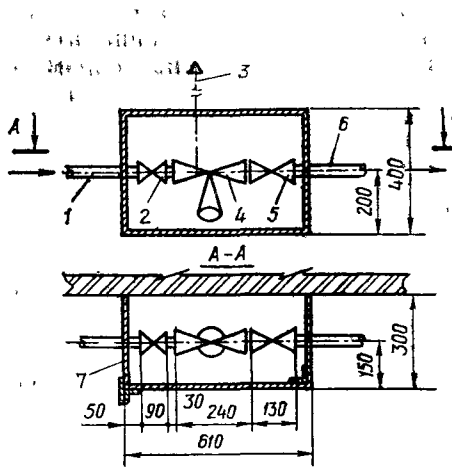


Рис. 16 Установка регулятора давления газа РДГД-20

1 — газопровод среднего давления; *2* — кран $Д_у$32; *3* — сбросной газопровод; *4* — регулятор давления РДГД-20 (ТУ 204 РСФСР 1073-80); *5* — кран $Д_у$20; *6* — газопровод низкого давления; *7* — защитный кожух (из листовой стали).

считан на работу при температуре наружного воздуха —30... 50 °С без дополнительного обогрева. Главная конструктивная особенность регулятора — встроенный отсечной клапан, выполняющий роль ПЗК (рис. 15).

Регулятор РДГД-20 монтируется на горизонтальном участке газопровода на высоте, как правило, не более 2,2 м стаканом

вверх. В зону обслуживания при этом могут входить: отдельный подъезд секционного дома, отдельное здание или группа зданий.

Расстояние от регулятора, установленного на стене здания (кроме жилых домов, для которых размещение домовых регуляторов следует предусматривать только на глухих стенах), до оконных, дверных и других проемов должно быть не менее 1 м по вертикали и 2 м по горизонтали при давлении газа на входе в регулятор не более 0,3 МПа. При необходимости его защищают от повреждения запирающимся металлическим кожухом (рис. 16). Установка регулятора в системах газоснабжения производится в соответствии с нормалью НГ-53-81, разработанной Гипрониигазом.

Применение систем газоснабжения среднего давления позволяет значительно снизить металлоемкость газовых сетей (до 30... 40 %), создать наиболее благоприятные условия для сжигания газа (при стабильном давлении) и, следовательно, повысить КПД используемых приборов, улучшить санитарно-гигиенические условия газификации помещений.

Домовые регуляторы давления РДГД-20 производятся Саратовским заводом «Газоаппарат».

Регуляторы давления непрямого действия. В регуляторах непрямого действия регулирующий орган перемещается за счет вспомогательных устройств:

пневматических, работающих на сжатом воздухе или газе;

гидравлических, работающих на жидкости (масло или вода) под давлением;

электрических, в которых привод исполнительного механизма осуществляется электродвигателем или соленоидным клапаном;

электрогидравлических, у которых перестановка регулирующего органа осуществляется гидравлическим способом, а управление приводом — электрическим.

Автоматический регулятор непрямого действия состоит из следующих основных частей:

задающего устройства, при помощи которого регулятор настраивают на заданное значение регулируемой величины;

воспринимающего элемента, непосредственно воспринимающего регулируемую величину и преобразующего ее;

измерительного устройства, замеряющего сигнал, полученный от воспринимающего устройства и сравнивающего его с заданной величиной;

усилительного устройства, который усиливает сигнал за счет вспомогательного источника энергии;

исполнительного механизма, непосредственно перемещающего регулирующий орган;

регулирующего органа (клапана, дроссельной заслонки и т. д.), изменяющего размер потока вещества.

Из автоматических регуляторов давления непрямого действия в практике газоснабжения наибольшее распространение по-

лучили *пневматические регуляторы*. Они широко применяются на газораспределительных и газгольдерных станциях, а также на крупных городских и промышленных установках, на которых не могут быть применены регуляторы давления непосредственного действия.

Простота конструкции, надежность, легкость обслуживания, а также взрыво- и пожаробезопасность являются основными достоинствами пневматических регуляторов.

ГЛАВА 5 ТРУБЫ И МАТЕРИАЛЫ

5.1. СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Для строительства систем газоснабжения применяются стальные трубы, изготовленные различными способами из разных марок стали в зависимости от назначения газопровода, параметров (давления, температуры) и физико-химических свойств транспортируемого газа.

По способу изготовления трубы разделяют на бесшовные (горячедеформированные и холоднодеформированные) и сварные (прямошовные и со спиральным швом). Изготавливают трубы для газопроводов из низкоуглеродистой стали обыкновенного качества в соответствии с ГОСТ 380—88* и качественной конструкционной стали по ГОСТ 1050—88*.

Содержание углерода в стали не должно превышать 0,25 %, серы — 0,056 и фосфора — 0,046.

Толщина стенок труб определяется расчетом, при этом для подземных газопроводов номинальная толщина стенки принимается не менее 3 мм, для надземных и наземных — не менее 2.

Трубы характеризуются диаметром условного прохода, наружным и внутренним диаметрами и толщиной стенки.

Диаметр условного прохода $Д_у$ — это номинальный внутренний диаметр, наружный диаметр $Д_н$ — величина постоянная для данного $Д_у$; внутренний диаметр $Д_в$ — величина переменная, зависящая от толщины стенки трубы.

Для строительства наружных и внутренних газопроводов всех давлений предусматривают стальные трубы групп В и Г, изготовленные из спокойной низкоуглеродистой стали группы В по ГОСТ 380—88* не ниже второй категории (для газопроводов с $Д_у$ более 530 мм при толщине стенки труб более 5 мм, как правило, не ниже третьей категории) марок Ст2, Ст3, а также стали марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—88*.

Применение низколегированных сталей марок 09Г2С, 17ГС, 17Г1С по ГОСТ 19281—73* не ниже шестой категории и стали 10Г2 по ГОСТ 4543—71* для газопроводов давлением до 1,2 МПа во всех случаях обосновывается проектной организацией.

Стальные трубы групп В и Г из полуспокойной и кипящей сталей допускается применять:

для подземных газопроводов давлением до 1,2 МПа, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до —30 °С;

для надземных газопроводов давлением до 1,2 МПа, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до —10 °С,— трубы из полуспокойной и кипящей стали, с расчетной температурой до —20 °С — трубы из полуспокойной стали;

для внутренних газопроводов давлением не более 0,3 МПа наружным диаметром не более 159 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, если температура стенок труб в процессе эксплуатации не будет понижаться ниже 0 °С.

При использовании для наружных газопроводов труб из полуспокойной и кипящей стали в перечисленных случаях должны выполняться следующие условия: диаметр не должен превышать 820 мм для труб из полуспокойной стали и 530 для труб из кипящей стали; толщина стенки труб должна быть не более 8 мм.

Для изготовления методом холодного гнутья отводов, соединительных и компенсирующих устройств для газопроводов высокого и среднего давления применяются трубы только из спокойной стали.

Для наружных и внутренних газопроводов низкого давления, в том числе для их гнутых отводов и соединительных частей, допускается применение труб групп А, Б, В, изготовленных из спокойной, полуспокойной и кипящей сталей марок Ст1, Ст2, Ст3 категорий 1, 2, 3 групп А, Б, В по ГОСТ 380—88* и 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—88*.

Для участков газопроводов всех давлений, испытывающих вибрационные нагрузки и соединенных непосредственно с источником вибрации в ГРП (ГРУ), применяются стальные трубы групп В и Г из спокойной стали с содержанием углерода не более 0,24 %.

Сварное соединение сварных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб.

Все трубы для газопроводов должны иметь сертификаты, в которых указываются: завод-изготовитель труб; стандарт, по которому они изготовлены с указанием группы трубы; марка стали с указанием группы стали и категории; сведения о механических и гидравлических испытаниях стали и труб; номер партии и плавки; отметки ОТК о соответствии труб и стали стандартам или техническим условиям.

Трубы для систем газоснабжения должны быть испытаны гид-

равлически на заводе-изготовителе или иметь запись в сертификате о гарантии того, что трубы выдержат нормативное гидравлическое давление.

До монтажа трубы проверяют на отсутствие дефектов. Если дефекты не могут быть исправлены, трубы бракуются.

Трубы стальные водогазопроводные, выпускаемые по ГОСТ 3262—75*, применяются в системах газоснабжения давлением до 1,6 МПа. Они используются для строительства наружных и внутренних газопроводов низкого давления с диаметром услов-

Таблица 5.1. **Размеры, мм, и масса, кг, водогазопроводных стальных труб (ГОСТ 3262—75*)**

$Д_у$	$Д_н$	Легкие		Обыкновенные		Усиленные	
		Толщина стенки	Масса 1 м	Толщина стенки	Масса 1 м	Толщина стенки	Масса 1 м
6	10,2	1,8	0,37	2	0,4	2,5	0,47
8	13,5	2	0,57	2,2	0,01	2,8	0,74
10	17	2	0,74	2,2	0,8	2,8	0,98
15	21,3	2,5	1,16	2,8	1,28	3,2	1,43
20	26,8	2,5	1,5	2,8	1,66	3,2	1,86
25	33,5	2,8	2,12	3,2	2,39	4	2,91
32	42,3	2,8	2,73	3,2	3,09	4	3,78
40	42,3	3	3,33	3,5	3,84	4	4,34
50	60	3	4,22	3,5	4,88	4,5	6,16
65	75,5	3,2	5,71	4	7,05	4,5	7,88
80	88,5	3,5	7,34	4	8,34	4,5	9,32

Таблица 5.2. **Размеры, мм, и масса, кг, труб стальных бесшовных холоднодеформированных по ГОСТ 8734—75 * (неполный сортамент)**

$Д_н$	Масса 1 м при толщине стенки					
	2,5	3	3,5	4	4,5	5
45	2,62	3,11	3,58	4,04	4,49	4,93
57	3,36	4	4,62	5,23	5,83	6,41
60	3,55	4,22	4,88	5,52	6,16	6,78
70	4,16	4,96	5,74	6,51	7,27	8,01
76	4,53	5,4	5,26	7,1	7,94	8,76
89	5,33	6,37	7,38	8,39	9,38	10,36
108	6,5	7,77	9,02	10,26	11,49	12,7
120	7,2	8,65	10,06	11,44	12,82	14,18
130	7,9	9,39	10,92	12,43	13,93	15,41
140	8,48	10,14	11,78	13,42	15,04	16,45
150	9,1	10,88	12,65	14,4	15,15	17,89
160	9,7	11,62	13,5	15,39	17,26	19,11
170	10,33	12,36	14,37	16,38	18,37	20,35

Примечание. Трубы изготавливают наружным диаметром 5...250 мм с толщиной стенки 0,3...24 мм.

ного прохода до 80 мм включительно (табл. 5.1). Поставляются немерной (4...12 м) или мерной (4...8 и 8...12 м) длины.

Изготавливают их без резьбы и муфт или без резьбы, но в комплекте с муфтами. По заказу потребителя трубы с диаметром условного прохода более 10 мм изготавливают с цилиндри-

ческой длинной или короткой резьбой на обоих концах с муфтами той же резьбы из расчета — одна муфта на одну трубу.

Трубы по ГОСТ 8731—87, изготовленные из слитка, не разрешается применять без проведения 100 %-го контроля металла труб неразрушающими методами. При заказе труб согласно

Таблица 5.3. **Размеры, мм, и масса, кг, труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732—78* (неполный сортамент)**

$Д_у$	$Д_н$	Толщина стенки	Масса 1 м	$Д_у$	$Д_н$	Толщина стенки	Масса 1 м
10	14	2	0,592	100	108	4	10,26
15	18	2	0,789	125	133	4	12,73
20	25	2	1,13	150	159	4,5	17,15
25	32	2	1,48	200	219	6	31,52
32	38	2,5	2,19	250	273	7	45,92
40	45	3	3,11	300	325	8	62,54
50	57	3	4	350	377	9	81,68
65	76	3	5,4	400	426	10	102,59
80	89	3.5	7,38				

Примечание. Трубы предназначены для перемещения неагрессивных и малоагрессивных сред при температуре до 300 °С и давлении 2,5 МПа.

ГОСТ 8731—87 необходимо обязательно указывать, чтобы трубы, изготавливаемые из слитка, не поставлялись без 100 %-го контроля.

Бесшовные холодно- и горячедеформированные трубы выпускают по ГОСТ 8734—75* и ГОСТ 8732—78* и используют для газопроводов сжиженных углеводородных газов давлением до 10 МПа (таблицы 5.2, 5.3).

Электросварные прямошовные трубы наиболее широко применяют при строительстве газопроводов различного давления. Они выпускаются по ГОСТ 10704—76* (табл. 5.4) и поставля-

Таблица 5.4. **Размеры, мм, и масса, кг, труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704—76* (неполный сортамент)**

$Д_у$	$Д_н$	Толщина стенки	Масса 1 м	$Д_у$	$Д_н$	Толщина стенки	Масса 1 м
20	25	2	1,1	100	108	4	10,26
25	32	2	1,5	150	159	4,5	17,15
32	38	2	1,8	200	219	6	31,52
40	45	2	2,1	250	273	6	45,9
50	57	3	4	300	325	6	54,9
65	76	3	5,4	400	426	7	72,3
80	89	3	6,4				

ются немерной длины (при диаметре до 30 мм — не менее 2 м, свыше 30 до 70 мм — не менее 3, свыше 70 до 152 мм — не менее 4, свыше 152 мм — не менее 5 м) и мерной длины (при диаметре до 70 мм — 5...9 м, свыше 70 до 219 мм — 5...9, свыше 219 до 426 мм — 10...12 м).

5.2. СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ЧАСТИ И ДЕТАЛИ ГАЗОПРОВОДОВ

В качестве соединительных частей и деталей используются фланцы, переходы, отводы, компенсаторы, сгоны, муфты, ниппели, крепежные детали, заглушки.

Соединительные части и детали изготавливаются из ковкого чугуна или из спокойной стали (литые, кованые, штампованные,

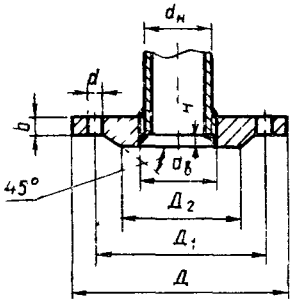


Таблица 5.5. **Присоединительные размеры, мм, круглых плоских фланцев с соединительным выступом (ГОСТ 12820—80 *)**

$Д_у$	$d_н$	$d_в$	$Д$	$Д_1$	$Д_2$	b	d	Тип болтов	H
50	57	59	140/160	110/125	90/102	13/15,19	14/18	М12/М16	4
65	76	78	160/180	130/145	110/122	15/17,21	14/18	М12/М16	5
80	89	91	185/195	150/160	128/138	15/17,21	18/18	М16/М16	5
100	108	110	205/215	170/180	148/158	15/19,23	18/18	М16/М16	5
125	133	135	235/245	200/210	148/184	17/21,25	18/18	М16/М16	5
150	159	161	260/280	225/240	212/212	17/21,25	18/22	М16/М20	5
200	219	222	315/335	280/295	258/268	19/21,27	18/22	М16/М20,24	7
250	273	273	370/390,405	335/350,355	312/320	20/23,28	18/22,26	М16/М20,24	8
300	325	325	435/440,460	395/400,410	365/370,378	20/24,28	22/22	М20/М20,24	8

Примечание. В числителе дроби указаны размеры при давлении 0,6 МПа, в знаменателе — при 1 и 1,6 МПа.

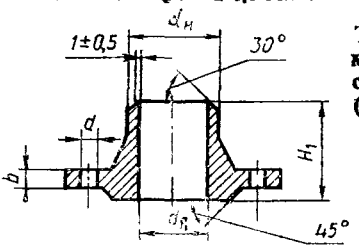


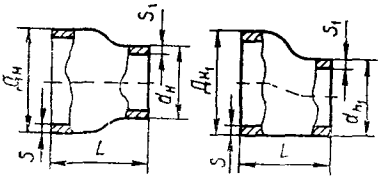
Таблица 5.6. **Присоединительные размеры, мм, приварных встык (с шейкой) фланцев с соединительным выступом (ГОСТ 12821—80 *)**

$Д_у$	$d_н$	$d_в$	H_1	b	$Д_у$	$d_н$	$d_в$	H_1	b
50	58	49	35,42,45	12,13,13	150	161	146	43,57,57	15,19,19
65	77	66	35,45,47	12,15,15	200	222	202	50,58,58	17,19,21
80	90	78	37,47,50	13,15,17	250	278	254	50,60,65	18,21,23
100	110	96	38,48,50	13,17,17	300	330	303	50,60,66	18,22,24
125	135	121	40,57,57	15,19,19					

Примечания. 1. Три значения H, и b приведены соответственно для давлений 0,6 1 и 1,6 МПа.— 2. Внутренние диаметры приварного встык фланца и трубы должны совпадать. При несовпадении внутренних диаметров выполняют плавный переход под углом не более 10°.

гнутые или сварные), а также из стальных труб или листового проката. Допускается применять соединительные части и детали, изготовленные по чертежам, выполненным проектными организациями с учетом требований стандартов на соответствующие детали.

Таблица 5.7. **Размеры, мм, и масса, кг, штампованных переходов (ГОСТ 17378—83 *)**



$Д_н$	$d_н$	$Д_{н_1}$	$d_{н_1}$	L	S	S_1	Максимальная масса
40	25	45	32	30	2,5	2	0,1
40	20	45	25	30	2,5	1,6	0,1
50	40	57	45	60	4	2,5	0,2
50	32	57	38	45	4	2	0,2
50	25	57	32	45	4	2	0,2
50	20	57	25	45	4	1,6	0,2
65	50	76	57	70	3,5	3	0,4
65	40	76	45	70	3,5	2,5	0,4
65	32	76	38	55	3,5	2,5	0,3
80	65	89	76	75	3,5	3,5	0,6
80	50	89	57	75	3,5	3	0,6
80	40	89	45	75	3,5	2,5	0,6
100	80	108	89	80	4; 6	3,5; 6	1; 1,4
100	65	108	76	80	4; 6	3,5; 5	0,9; 1,1
100	50	108	57	80	4; 6	3; 4	0,9; 1,2
125	100	133	108	100	5	4	1,7
125	80	133	89	100	4; 6	3,5; 5	1,5; 1,8
125	65	133	76	100	5	3,5	1,6
125	50	133	57	100	4	3	1
150	125	159	133	130	4,5; 8	4; 8	2,6; 4,1
150	100	159	108	130	4,5; 8	4; 6	2,4; 3,7
150	80	159	89	75	4,5; 8	3,5; 6	1,8; 2,7
150	65	159	76	75	4,5; 8	3,5; 4	1,5; 2,6
150	50	159	57	75	4,5; 8	3; 4	1,5; 2,6
200	150	219	159	140	6; 10	4,5; 8	5,3; 7,2
200	100	219	108	95	6; 10	4; 6	2,9; 4,6
200	80	219	89	95	6; 10	3,5; 5	2,9; 4,6
200	65	219	76	95	6; 10	3,5; 5	2,9; 4,6
200	50	219	57	95	6; 10	3; 4	2,9; 4,6
250	200	273	219	180	7; 10	6; 8	8,6; 11,3
250	150	273	159	180	7; 10	4,5; 6	8,1; 10,2
250	125	273	133	140	8; 10	4; 6	6,8; 8,5
250	100	273	108	140	8; 10	4; 5	6,8; 8,5

Соединительные части и детали должны быть заводского изготовления. Допускается применение деталей, изготовленных на базах строительно-монтажных управлений при условии контроля всех сварных соединений неразрушающими методами.

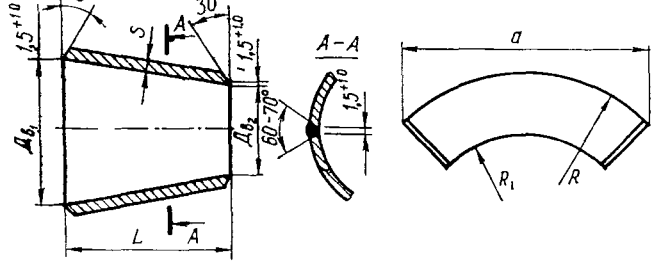
С помощью фланцев обычно соединяют газопроводы диаметром более 50 мм. Необходимость таких соединений вызывается установкой на газопроводах фланцевых задвижек, кранов, регуляторов давления, диафрагм и другой фланцевой арматуры.

Фланцы. Применяются фланцы двух основных типов: стальные приварные плоские и стальные приварные встык. Размеры их выбираются по диаметру газопровода и условному давлению (таблицы 5.5 и 5.6).

Плотность фланцевых соединений достигается установкой между ними эластичных прокладок и затяжкой фланцев болтами.

При изготовлении и монтаже фланцев следует учитывать, что плотность фланцевых соединений во многом зависит от подго-

Таблица 58. **Размеры, мм, и масса, кг, сварных переходов из листовой стали (ГОСТ 17378—83 *)**



Д у перехода		Дв1	Дв2	L	S	R	R1	a	Масса
с Ду1	на Ду2								
350	150		150	550	7	980	420	1085	25,2
350	200		207	450	7	1099	642	1096	22,8
		359							
350	250		259	350	7	1294	940	1113	19,3
350	300	———	309	250	7	1843	1592	1133	14,7
300	150		150	450	7	908	451	944	18,7
300	100	309	207	350	7	1096	742	959	16,1
300	250	———	259	250	7	1588	1336	979	12,8
250	100		100	450	6	762	305	792	12,5
250	125		125	400	6	802	397	796	11,9
		259							
250	150		150	350	6	861	507	800	11
250	200	———	207	250	6	1281	1030	818	8,9
200	100		100	350	5	702	348	641	6,9
200	125	207	125	300	5	783	480	646	6,3
200	150		150	250	5	936	684	652	5,7

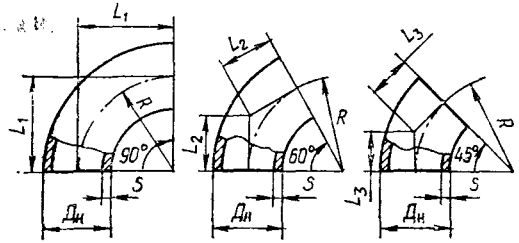


Таблица 5.9. **Размеры, мм, и масса, кг, крутоизогнутых отводов (ГОСТ 17375—83*)**

$Д_у$	$Д_н$	$R=L_1$	L_2	L_3	S	$P_у$, МПа (кгс/см²), для неагрессивных сред (не более)	Масса (не более) отводов с углом, град		
							90	60	45
40	45	60	35	25	2,5	10 (100)	0,3	0,2	0,2
50	57	75	43	30	3	6,3 (63)	0,6	0,4	0,3
65	76	100	57	41	3,5	6,3 (63)	1,2	0,8	0,6
80	89	120	69	50	3,5	6,3 (63)	1,6	1,1	0,8
100	108	150	87	62	4	6,3 (63)	2,8	1,9	1,4
125	133	190	110	79	4	4 (40)	4,4	2,6	2,6
150	159	225	130	93	4,5	4 (40)	6,9	4,6	3,5
200	219	300	173	124	6	4 (40)	17	11,3	8,5
250	273	375	217	155	7	4 (40)	31,4	20,9	15,7
300	325	450	260	186	8	4 (40)	50,3	33,5	25,2

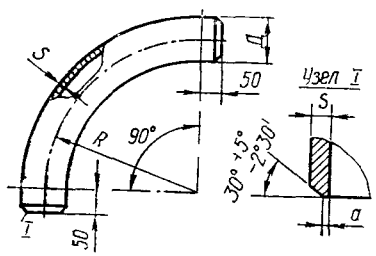


Таблица 5.10. **Размеры, мм, и масса, кг, отводов гладких с углом поворота 90°**

$Д_у$	Д	S	a	R	Масса
50	60	4	1	250	2,7
70	76	4	1	300	4,1
80	89	4	1	350	5,5
100	108	4	1	400	7,5
125	133	4	1	450	10,3
150	159	4	1	600	17,9
200	219	6	1,5	800	427
260	273	7	1,5	1000	76,5
300	325	8	1,5	1200	124,5
350	377	9	2	1500	200
400	426	6	2	1800	182

товки уплотнительных поверхностей и их строгой параллельности. Недопустимо применять фланцы без уплотнительных канавок.

Переходы. При монтажных работах используются концентрические и эксцентрические переходы. Они применяются для пе-

рехода с одного диаметра газопровода на другой — больший или меньший (таблицы 5.7 и 5.8). Переходы бывают штампованные, кованые, литые, точеные, сварные.

Наиболее часто переходы изготавливают в условиях монтажных управлений из стальной листовой заготовки с толщиной стенки, равноценной или близкой к толщине стенки труб. После свертывания заготовки и сварки продольного шва получается усеченный конус с диаметрами оснований требуемых размеров.

Отводы. Применяются для плавного изменения направлений газопровода. В зависимости от размера газопровода, метода изготовления, конструктивных и монтажных возможностей используются отводы, выполненные методом гладкого гнутья, и сварные, состоящие из секторов (таблицы 5.9, 5.10 и 5.11).

Наиболее качественные отводы получаются из бесшовных труб. Гнутье отводов выполняется с минимальным радиусом изгиба, равным четырем диаметрам условного прохода. Число сек-

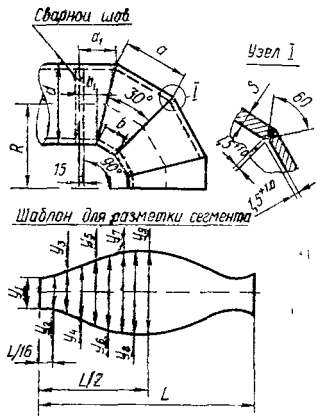


Таблица 5.11. **Размеры, мм, и масса, кг, отводов сварных с углом поворота 90° при $R=2Д_у$ (ГОСТ 17375—83)**

$Д_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Размеры шаблона для разметки										Масса
								L	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	y_8	y_9	
100	108	4	200	135	77	67	38	339	77	79	86	95	106	117	126	132	135	3,3
125	133	4	250	168	97	84	48	418	97	99	107	119	132	146	158	165	168	5,4
150	159	4,5	300	202	117	101	58	500	117	120	129	143	159	176	190	199	202	8,1
200	219	6	400	272	154	136	77	688	154	160	172	191	213	236	255	263	272	20

Примечания. 1. Сварные швы отводов, изготовленных в условиях монтажа объекта, подлежат проверке физическими методами контроля.— 2. Сварные отводы изготовляются из труб, используемых для строительства газопровода.

торов в сварных отводах принимается равным трем для поворотов газопроводов под углом 30, 45 и 60° и четырем — для поворотов под углом 90°.

Компенсаторы. Для компенсации изменений длины газопроводов в связи с температурными воздействиями или деформациями, а также для удобства монтажа запорной арматуры в колодцах используются различные типы компенсаторов (линзовые, П-образные, лирообразные, резинотканевые).

Таблица 5.12. **Изменение величины предварительной деформации компенсаторов в зависимости от температуры**

Среднесуточная температура воздуха при монтаже, °С	Растяжение, мм	Сжатие, мм	Среднесуточная температура воздуха при монтаже, °С	Растяжение, мм	Сжатие, мм
—40	0,5Δ	—	+10	—	0,125Δ
—30	0,375Δ	—	+20	—	0,25Δ
—20	0,25Δ	—	+30	—	0,375Δ
—10	0,125Δ	—	+40	—	0,5Δ

Примечания. 1. Здесь Δ — компенсирующая способность компенсаторов.— 2. Величина Δ для линзовых компенсаторов равна компенсирующей способности одной линзы, умноженной на число линз в компенсаторе.

Таблица 5.13. **Технические характеристики компенсаторов двухлинзовых**

Показатели	$Д_у$, мм						
	100	150	200	250	300	350	400
$Д_н$, мм	108	159	219	273	325	377	426
Д, мм	360	420	460	525	575	625	675
s_1, мм	4	4,5	7	7	8	9	6
d, мм	98	147	204	256	306	356	411
Полная компенсирующая способность, мм, при $p_у$=0,3 МПа	20	20	20	20	20	20	20
То же при $p_у$=0,6 МПа	14	14	14	10	10	10	10

Примечание. При $p_у$=0,3 МПа полная компенсирующая способность с учетом холодной растяжки на 10 мм больше приведенной.

Линзовые компенсаторы имеют волнистую поверхность, которая меняет свою длину в зависимости от температуры газопровода, предохраняя его от разрушения (таблицы 5.12, 5.13). Их

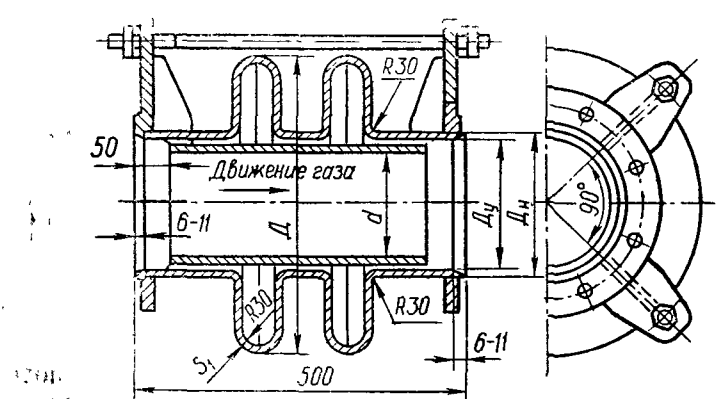


Рис. 17. Компенсатор двухлинзовый.

изготавливают из штампованных полулинз, сваренных электросваркой. Компенсирующая способность одной линзы составляет примерно 10...16 мм (рис. 17).

При монтаже компенсаторов в зимнее время их необходимо

растянуть, в летнее — сжать стяжными тягами. После монтажа тяги отпускают. Целесообразно на линзовых компенсаторах установить мерные линейки для контроля компенсационной способности. При установке линзовых компенсаторов на горизонтальных газопроводах с влажными газами для каждой линзы должен предусматриваться дренаж конденсата.

Лиро- и П-образные (гнутые) компенсаторы (рис. 18) устанавливают в малогабаритных колодцах, нишах и на надземных газопроводах. Эти компенсаторы применяются для газопроводов всех категорий. Изготавливают их гнутыми из цельных труб, а также с применением гнутых, крутоизогнутых или сварных отводов (наружный диаметр и марку стали отводов принимают такими же, как у основного газопровода). Сведения о П-образных компенсаторах приведены в табл. 5.14.

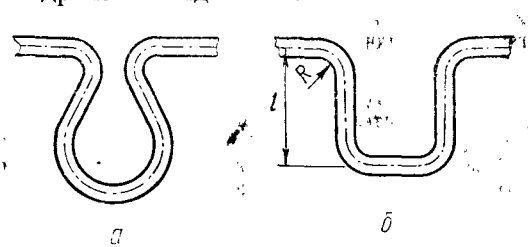


Рис. 18. Компенсаторы гнутые лиро- (*а*) и П-образные (*б*).

Для П-образных компенсаторов гнутые отводы применяют только из бесшовных, а сварные — из бесшовных и сварных труб. Водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262—75* для изготовления П-образных компенсаторов применять не разрешается.

Таблица 5.14. **Размеры, мм, гнутых П-образных компенсаторов**

$Д_у$ трубы	$Д_н$ трубы	Радиус изгиба R	Вылет компенсатора l	$Д_у$ трубы	$Д_н$ трубы	Радиус изгиба R	Вылет компенсатора l
40	45×3	180	1250 1500	150	159×4	600	2000 2500 3000
50	57×3,5	230	1250 1500	200	219×8	850	2500 3000 3500
80	89×4	350	1500 2000 2500	250	273×9	1000	3000 3500 4000
100	108×4	500	1500 2000 2500	300	325×10	1200	3000 3500 4000
125	133×4	600	2000 2500 3000	350	377×10	1500	3500 4000

Большим достоинством обладают резинотканевые компенсаторы, так как они способны воспринимать деформации не только в продольном, но и в поперечном направлении. Это позволяет использовать их при прокладке газопроводов на территориях горных выработок и в сейсмичных районах.

Величина сжатия и растягивания компенсатора перед установкой зависит от его конструкции, количества компенсаторов, длины прямого участка газопровода и перепада температур.

Пример. Рассмотрим влияние температуры на возникающие дополнительные усилия в газопроводе.

Газопровод длиной 1 км при нагревании на 1 °С удлиняется в среднем на 12 мм. Если газопровод не может свободно изменять свою длину, то в его стенках возникнут дополнительные напряжения, МПа, определяемые по формуле

$$\tau = \xi E t,$$

где ξ — относительное удлинение трубы на 1 °С, равное $12 \cdot 10^{-6}$; E — модуль упругости, равный $0{,}21 \cdot 10^6$ МПа; t — изменение температуры газопровода, °С.

После подстановки в формулу цифровых величин получим дополнительные усилия, действующие на сварные соединения газопроводов, МПа.

$$\tau = (12 \cdot 10^{-6})\,(0{,}21 \cdot 10^6)\,1 = 2{,}5.$$

В процессе эксплуатации надземных газопроводов температура изменяется на несколько десятков градусов. Следовательно, при этом могут возникать опасные напряжения, способные разрушить газопровод.

Заглушки. Используются заглушки для полного отключения отдельных участков газопровода. Выбирают их в зависимости от давления и диаметра газопровода. Заглушки бывают фланцевые, приварные плоские, приварные отбортованные. Качество материалов заглушек должно подтверждаться сертификатом, который хранится вместе с журналом установки и снятия заглушек.

На каждой съемной заглушке (на хвостовике, а при его отсутствии — на торце) должны быть четко выбиты номер партии, марка стали, условное давление и условный диаметр.

Установка и снятие заглушек осуществляется по указанию лица, ответственного за эксплуатацию газового хозяйства, с отметкой в специальном журнале.

5.3. ПРОКЛАДОЧНЫЕ, УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ И ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Паронит (ГОСТ 481—80*) применяется в виде прокладок для уплотнения арматуры и фланцевых соединений газопроводов. Выпускается паронит в виде листов толщиной 0,4; 0,6; 0,8; 1,5; 3; 4; 4,5 и 6 мм, размерами 300×400, 400×500, 500×500, 750×1000; 1000×1500; 1500×1500; 3000×1500 мм.

Перед установкой прокладки смачивают в горячей воде и смазывают графитом, замешанным на натуральной олифе.

Паронит марки ПМБ толщиной 1...4 мм используется для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,6 МПа.

Резина маслобензостойкая толщиной 3...5 мм используется для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа.

Алюминий (ГОСТ 21631—76* Е или ГОСТ 13726—78* Е) толщиной 1...4 мм применяется для уплотнения соединений при всех давлениях газа.

Медь (ГОСТ 495—77*) марки М1, М2 толщиной 1...4 мм используется для уплотнения на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов, транспортирующих сернистый газ.

Лак битумный БТ-577 применяется для антикоррозионной защиты металлических поверхностей и изготовления алюминиевой краски. Его наносят краскораспылителем, разбавляют бензином, сольвентом, скипидаром или их смесью.

Белила свинцовые густотертые служат для окраски изделий, эксплуатируемых в атмосферных условиях, и уплотняющих соединений водогазопроводных труб при температуре среды до 105 °С. Белила представляют собой масляную краску, состоящую из водной пасты свинцовых белил, или ее смеси с наполнителем, затертых на натуральной олифе или растительном масле.

Белила цинковые густотертые применяют после разведения натуральной олифой, как атмосферостойкое покрытие, и для пропитывания льняной пряди при уплотнении резьбовых соединений водогазопроводных труб.

Грунтовка ФЛ-03К красно-коричневая (ГОСТ 9109—81 *) используется для грунтования поверхностей металлических и деревянных изделий под покрытие эмалями.

Ацетон технический — бесцветная прозрачная жидкость, служит для обезжиривания поверхностей и разведения лаков и эмалей.

Сурик свинцовый — тяжелый порошок яркого красно-оранжевого цвета. При разведении натуральной олифой (в соотношении 2:1 по массе) используют для пропитывания льняной пряди, как уплотнитель резьбовых соединений трубопроводов газоснабжения, при температуре до 105 °С. *Сурик железный* состоит из окиси железа с примесью глинистых веществ и кварца. Применяется для грунтовки и нанесения верхнего слоя при окраске стальных конструкций.

Лак каменноугольный — раствор каменноугольного пека в ароматических соединениях. Применяется для покрытия чугунных и стальных конструкций и изделий для предохранения их от коррозии.

Олифа натуральная льняная и конопляная вырабатывается из льняного или конопляного масла с введением ускорителей высыхания (сиккативов). Олифа служит для изготовления и разведения густотертых красок, а также в качестве самостоятельного материала для малярных работ и растворителя.

Краски масляные цветные густотертые представляют собой смесь пигментов и наполнителей, затертых на натуральной олифе. Их применяют для покрытия поверхностей изделий, предохранения конструкций от коррозии и создания отличительной окраски. Такие краски атмосферостойкие.

Для разбавления лакокрасочных материалов используют олифу и скипидар; для разбавления грунтовки и малярных красок — сольвент каменноугольный, бензин-растворитель, ксилол.

5.4. СВАРОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Подбор типов (марок) электродов, сварочной проволоки и флюсов производится в соответствии с проектом производства работ. Электроды и сварочная проволока должны быть той же марки, что и марка стали свариваемых труб. Хранить электроды следует в сухих отапливаемых помещениях при температуре не ниже 15 °С и предохранять от увлажнения.

Для ручной дуговой сварки стальных труб и изделий из них применяют *покрытые электроды* по ГОСТ 9467—75*. Для Ст2, Ст3, Ст4 групп А, Б, В по ГОСТ 380—88; 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—88 используются электроды Э42, Э46, Э42А, Э46А, Э50А. Для сталей 16ГС, 17ГС, 09Г2С, 17Г1С по ГОСТ 19282—73* применяют электроды Э50А.

Тип электрода обозначается буквой Э и цифрой, указывающей гарантированный предел прочности при растяжении. Буква А означает, что металл шва, наплавленный этим электродом, обладает повышенными пластическими свойствами.

Каждый тип электродов имеет несколько марок (табл. 5.15).

Таблица 5.15. Электроды для сварки низкоуглеродистых и низколегированных конструкционных сталей

Марка электрода	Род тока	Условия применения
ОММ-5; ЦМ-7	Переменный и постоянный	Сварка ответственных швов
УОНИ-13/45; УОНИ-13/55; УОНИ-13/65	Постоянный обратной полярности	Сварка особо ответственных швов (после косой черты указан предел прочности, кгс/мм^2)
СМ-11	То же	Сварка ответственных швов и при отрицательных температурах. Устойчивая сварка при монтаже
МР-3; АНО-5; АНО-6; АНО-3; АНО-4	Постоянный и переменный	То же Сварка швов при динамических нагрузках
АНО-9; АНО-13; АНО-14	Постоянный обратной полярности	Сварка ответственных швов
ОЗС-6	Переменный обратной полярности	То же
ОЗМ-12	Постоянный и переменный	То же
ЦН-250; ЦН-350; ОЗН-250	То же	Наплавка деталей для повышения их износостойкости
ВСЦ-4; ВСЦ-44	Постоянный	Сварка ответственных швов
ВСН-3; К-5А	Постоянный обратной полярности	Сварка ответственных конструкций
ОМА-2	Переменный и постоянный	Сварка тонколистовой стали (δ=0,8...2,5 мм) со стержнем диаметром 3 мм

Примечание. Электроды марки АНО обладают устойчивым горением дуги, низкой токсичностью при сварке.

Для автоматической и полуавтоматической сварки под флюсом и для газовой сварки применяют *стальную проволоку* марки СВ-08А и СВ-08ГА.

Проволока сварочная изготавливается по ГОСТ 2246—70* следующих диаметров: 0,3; 0,5; 0,8; 1; 1,2; 1,4; 1,6; 2; 2,4; 3; 4; 5; 6; 8 мм. Проволока диаметром 0,3...1,6 мм предназначена в основном для полуавтоматической и автоматической сварки в инертных газах. При сварке под флюсом используют проволоку диаметром 2...6 мм.

Из проволоки диаметром 1,6...8 мм изготавливают стержни для электродов. Проволока маркируется индексом СВ (сварочная). Буквами обозначают химические элементы, содержащиеся в металле проволоки: А — азот, Г — марганец, С — кремний, Н — никель, Т — тальк и т. д.

Первые две за индексом СВ (сварочная) цифры указывают содержание в стали углерода (в сотых долях процента). Буква А в конце марки указывает на пониженное содержание вредных примесей (серы и фосфора).

5.5. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Все стальные газопроводы и емкости, укладываемые в грунт, должны иметь защитные покрытия в соответствии с ГОСТ 9.602—89. В зависимости от используемых материалов полимерные защитные покрытия могут быть мастичные (битумные или каменноугольные), экструдированные из расплава, оплавляемые на трубах (из порошков), накатываемые на трубы (из эмалей), из липких или наклеиваемых на трубу лент.

Защитные покрытия на стальные трубы наносят механизированным способом в условиях производственных баз строительно-монтажных организаций. На месте выполняются изоляционные работы ручным способом при изоляции стыков, мелких фасонных частей, а также устранение повреждений покрытия, возникших при транспортировке и монтаже трубопровода либо при капитальном ремонте.

Мастичные покрытия. В качестве защитных применяются битумно-полимерные, битумно-минеральные, полимерные, этиноловые, а также покрытия на основе битумно-резиновых мастик по ГОСТ 15836—79, изготовленные на специализированных заводах.

Мастика заводского изготовления марок МБР-90 и МБР-100 поставляется в битумных мешках или картонных барабанах с внутренним покрытием, препятствующим прилипанию мастики к таре. Мастика марок МБР-65, МБР-75 поставляется упакованной в картонные барабаны, а также в деревянных или стальных бочках.

На каждой упаковке должна быть прикреплена этикетка или поставлен несмываемый штамп с указанием предприятия-изготовителя, марки мастики и номера партии.

Изготовитель мастики должен гарантировать соответствие ее требованиям стандартов и сопровождать каждую партию паспортом, в котором следует указывать наименование предприятия-изготовителя и его адрес, наименование и марку мастики, состав мастики, номер и массу партии, дату изготовления мастики, результаты испытаний и номер стандарта.

Мастику следует хранить раздельно по маркам в помещениях или под навесом в условиях, исключающих ее нагревание и увлажнение.

Перевозить мастику необходимо в таре, при этом ее необходимо защищать от воздействия солнечных лучей и атмосферных осадков. Мастику, изготавливаемую в непосредственной близости от объектов строительства, можно доставлять к месту производства изоляционных работ в разогретом виде — в автогудронаторах.

В полевых условиях битумно-резиновую мастику приготавливают непрерывно смешивая компоненты при температуре 180... 200 °С в течение 90...240 мин. Наполнитель засыпают в расплавленный и частично обезвоженный битум в просушенном и раз-

Таблица 5.16. **Структура защитных битумных покрытий весьма усиленного типа на основе битумных мастик (ГОСТ 9.602—89)**

Конструкция и материалы защитного покрытия	Толщина, не менее, мм	
	каждого слоя	общая
Покрытия на основе мастик: битумно-атактической, битумно-минеральной, битумно-резиновой		
Битумная грунтовка	Не нормирована	
Битумная мастика	2,5...3	
Армирующая обмотка из стеклохолста	Не нормирована	
Битумная мастика	2,5...3	
Армирующая обмотка из стеклохолста	Не нормирована	9
Битумная мастика	2,5...3	
Наружная обертка	В зависимости от материала	
Покрытия на основе мастик: битумно-асбополимерной (ТУ 204 РСФСР 869-76) или битумно-тальковой (ТУ 204 РСФСР 868-76)		
Битумная грунтовка	Не нормирована	
Битумная мастика	2,5	
Армирующая обмотка из стеклохолста	Не нормирована	7,5
Битумная мастика	2,5	
Армирующая обмотка из стеклохолста	Не нормирована	
Битумная мастика	2,5	
Наружная обертка	В зависимости от материала	

Примечания. 1. В качестве материалов для наружной обертки следует применять бумагу мешочную (ГОСТ 2228—81 Е), оберточную бумагу марки А (ГОСТ 8273—75 *). — 2. Толщина одного слоя наружной обертки входит в общую толщину покрытия только для покрытий на основе битумно-атактической, битумно-минеральной, битумно-резиновой мастик. — 3. В качестве материала для изоляции применяют ленту поливинилхлоридную ПВХ-БК, изготовленную по ТУ 102-166-82, или ленту поливинилхлоридную липкую ПВХ-1, изготовленную по ТУ 102-320-86.

рыхленном виде; пластификатор добавляют перед окончанием варки мастики, тщательно перемешивая всю массу до однородного состояния.

Структура защитных битумных покрытий весьма усиленного типа приведена в табл. 5.16.

Полимерные липкие ленты используются для изоляции подземных газопроводов всех давлений при строительстве межпоселковых и подводящих газопроводов.

Структура защитных покрытий весьма усиленного типа при толщине слоев, не менее, мм:

На основе полимерных липких лент	
Грунтовка	0,1
Полимерная липкая лента	1,1
Наружная обертка	В зависимости от материала
На основе бутилкаучука	
Грунтовка	0,05...0,07
Рулонный материал	1,6

Нанесение полимерных покрытий. Покрытие из полимерных липких лент или «бутилкора-С» можно наносить после осушки и очистки от заусенцев и выступов поверхности изолируемых труб. Для нанесения покрытия из полимерных липких лент могут быть использованы: линии ГТБ-1 и ГТБ-2 после специальной переделки шпуль для осуществления необходимого натяжения липкой ленты; изоляционные машины, специально выпускаемые для нанесения на трубы полимерных липких лент и защитных оберток механизированным способом и оборудованные четырьмя шпулями: для изоляции труб диаметром 57...114 мм — ПИЛ-1 и ПИЛ-2; диаметром 189...529 мм — ИМ-23, ИМ-2А, ИМ-521; диаметром 631...1200 мм — ИМ-17, ИМЛ-7М, ИМ-121; диаметром 1020...1420 мм — ИЛ-1422.

Изоляционную машину перед нанесением липких лент необходимо отрегулировать по диаметру изолируемого трубопровода, ширине и величине нахлеста.

Покрытия весьма усиленного типа (3 слоя полимерной липкой ленты и 1 слой обертки) получают при использовании двух шпуль изоляционной машины. С помощью одной шпули наносят полимерную ленту с нахлестом на 2/3, а второй, закрепленной под тем же углом и вынесенной от цевочного колеса на ширину рулона липкой ленты, наносят наружную обертку.

Нахлест наружной обертки должен быть 2...2,5 см. Для получения одного слоя обертки рулон материала разрезают на кусок шириной в 3 раза уже ширины рулона липкой ленты.

Покрытия весьма усиленного типа можно получить используя четыре шпули изоляционной машины. С помощью трех шпуль, установленных одна от другой на расстоянии, равном ширине рулона липкой ленты, наносят послойно липкую ленту с нахлестом 2...2,5 см, а четвертой шпулей, вынесенной на расстояние,

равное тройной ширине рулона от цевочного колеса,— наружную обертку.

Рулоны липкой ленты перед применением должны быть хорошо отторцованы, для чего на торцах отрезают неровности и выступающий клей. Для устранения телескопических сдвигов слоев перед торцовкой рулоны устанавливают вертикально на ровной твердой поверхности и нажимают на них сверху.

Для обеспечения равномерной и ровной укладки витков ленты шпули должны обеспечивать торможение, создающее необходимое натяжение ленты.

Последний и первый виток ленты на конце рулона следует наносить без натяжения.

При нанесении липких лент любым способом следят за тем, чтобы строго соблюдалась нахлестка витков и на покрытии не образовывалось складок, морщин и пузырей. При обнаружении дефектов ленту снимают с трубопровода и, устранив дефект, наматывают вновь; воздушные прослойки между трубой и полимерной лентой допускаются лишь в зоне сварных швов.

Изоляционные работы на местах строительства подземных сооружений. Зоны сварных соединений труб, места повреждений защитных покрытий подземных сооружений, а также фасонные части изолируют теми же мастичными материалами с армирующими слоями, что и трубопроводы, или липкими лентами.

Для обеспечения надежного прилипания наносимого защитного покрытия в зоне сварных соединений с имеющимся на трубе мастичным покрытием необходимо края защитного покрытия, примыкающие к сварному шву, срезать на конце на 15...20 см. Прочно приклеивающуюся обертку из невлагостойких материалов соскабливают ножом или удаляют, смачивая растворителем. Затем срезанное конусом покрытие зачищают, делая его гладким и ровным. На очищенную (в виде конуса) поверхность покрытия наносят кистью или распылением слой грунтовки (без сгустков, пропусков и подтеков). После высыхания грунтовки «до отлипания» мастику наносят вручную, обливая стык в три слоя из лейки и растирая мастику в нижней части трубы полотенцем.

В качестве армирующих обмоток в мастичных покрытиях на битумной основе при обработке емкостей, ремонте мест повреждений защитных покрытий, а также на фасонных частях допускается применять бризол. Армирующей обмоткой в мастичных покрытиях на каменноугольной основе служит стеклохолст и другие материалы.

При изоляции стыков полимерными липкими лентами на сварной шов для дополнительной его защиты по грунтовке наносят один слой липкой ленты шириной 100 мм, затем стык и защищенные конусом покрытия обертывают (с натяжением и обжатием) 2...3 слоями липкой ленты. При этом лента не должна на 2...3 мм доходить до оберток с повышенной влагонасыщенностью. На полимерную липкую ленту накладывают защитную обертку.

При нанесении защитного покрытия из полимерных лент на участках стыков и повреждений необходимо следить за тем, чтобы переходы к существующему покрытию были плавными с нахлестом не менее 10 см.

Нахлест витков у защитного покрытия из липких лент должен быть не менее 2 см. При послойном нанесении ленты нахлесты смежных слоев не следует располагать друг над другом.

При изоляции фасонных частей со сложной конфигурацией допускается взамен наружной обертки покрывать верхний слой мастики меловой или известковой эмульсией.

Защита надземных газопроводов. Надземные газопроводы защищают лакокрасочными покрытиями из 2...3 слоев грунтовки и двух слоев эмали или лака. В качестве грунтовки применяют ФЛ-03К, ФЛ-013, ХС-010, ВЛ-08, ЭП-00-10. Рекомендуется для окраски использовать эмали типа ХВ-125, ХВ-124, ХСЛ, лак ПФ-170. В качестве растворителя применяют растворитель Р-4 и сольвент каменноугольный.

Все лакокрасочные покрытия должны выдерживать изменения температуры наружного воздуха и влияние атмосферных осадков.

Прокладки и подкладки для изоляции надземных газопроводов от металлических и железобетонных конструкций изготавливаются из полиэтилена ГОСТ 16338—85* Е или других материалов, равноценных полиэтилену по диэлектрическим свойствам.

5.6. ПОЛИМЕРНЫЕ ТРУБЫ

При строительстве систем газоснабжения используются специальные трубы из полиэтилена низкого давления для газопроводов, изготовленные согласно ТУ 6-19-352-87, с основными размерами по наружному диаметру 63, 110, 160, 225 мм (табл. 5.17).

Полиэтиленовые трубы не допускается применять для газопроводов, строящихся в районах с расчетными зимними температурами ниже —40 °С, в просадочных грунтах II типа, в скальных грунтах, в районах подрабатываемых территорий и в районах с сейсмичностью более 6 баллов.

Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб в коллекторах и каналах, а также для надземной и наземной прокладки газопроводов.

Тип полиэтиленовых труб принимается в зависимости от рабочего давления в проектируемом газопроводе [21]:

при давлении до 0,005 МПа (0,05 кгс/см²) — СЛ (среднелегкий);

свыше 0,005 (0,05) до 0,3 (3) — С (средний);

свыше 0,3 (3,0) до 0,6 (6) — Т (тяжелый).

Полиэтиленовые трубы должны изготавливаться и поставляться на строительство в отрезках длиной 6 и 12 м. Допускается изготовление труб длиной 5,5 и 11,5 м и отклонение от номи-

нальной длины труб на 50 мм. Трубы диаметром 63 мм могут поставляться в бухтах.

При строительстве газопроводов используются соединительные детали, выпускаемые согласно ТУ 6-19-359-87 «Детали соединительные из полиэтилена низкого давления для газопрово-

Таблица 5.17. **Условия применения полиэтиленовых труб для строительства газопроводов [6]**

Допускаемое давление газа, МПа (кгс/см²)	Область применения	Допускаемые для транспортирования газы
До 0,3 (3)	На территории поселков и сельских населенных пунктов с малой насыщенностью инженерными коммуникациями и небольшим числом ответвлений от полиэтиленового газопровода	Природные газы чисто газовых и газонефтяных месторождений; искусственные и смешанные газы, не содержащие ароматических и хлорированных углеводородов
До 0,6 (6)	Вне территорий городов, поселков и сельских населенных пунктов	То же

дов». Соединительные детали изготавливаются методами литья под давлением, прессования и гнутья.

Соединительные детали выпускаются следующих видов: втулка под фланец, переход, отвод на 90° литьевой, тройник. Соединительные детали изготавливаются типов С-ГАЗ и Т-ГАЗ.

Заводы-изготовители гарантируют соответствие полиэтиленовых труб и соединительных деталей требованиям технических условий в течение одного года со дня изготовления. По истечении этого срока необходимо проводить испытания труб и соединительных деталей.

ГЛАВА 6 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ

6.1. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

От температуры зависят линейные размеры, объем и давление среды в замкнутом пространстве, твердость, вязкость и ряд других физических свойств вещества. Производительность газовых потребителей во многом зависит от соблюдения теплового режима.

Жидкостные стеклянные термометры широко применяются для измерения температур от —200 до 500 °С. Они просты в об-

ращении, имеют достаточно высокую точность измерения, при снятии показаний не требуют дополнительной аппаратуры и посторонних источников питания.

В жидкостных стеклянных термометрах в качестве рабочего вещества обычно применяют ртуть, толуол, этиловый спирт, петролейный эфир, пентан. Чем тоньше капилляр термометра, тем более чувствительный прибор.

Действие *манометрических термометров* основано на зависимости между температурой и давлением рабочего вещества, заключенного в замкнутой системе. Рабочее вещество может быть в виде газа, жидкости или жидкости в контакте с насыщенным паром. В соответствии с этим различают манометрические термометры газовые (азот), жидкостные (ртуть), парожидкостные (эфир, спирт, сероуглерод).

Манометрические термометры применяют главным образом для измерения температур от —50 до 500 °С. Они обладают рядом преимуществ: простотой в эксплуатации, передачей показаний на расстояние до 6 м, возможностью быть установленными во взрывоопасных помещениях; они могут быть показывающими, самопишущими, сигнализирующими.

К недостаткам манометрических термометров относятся трудность ремонта, низкая механическая прочность капиллярных трубок, большая инерционность, ограниченная дальность передач и измерений, значительная дополнительная погрешность от влияния внешних условий.

Метод измерения температур при помощи *термоэлектрических пирометров* основан на существовании зависимости между электродвижущей силой, возникающей в цепи, составленной из двух разнородных термоэлектродов (проводников или полупроводников), и температурами мест их соединения. Этими пирометрами замеряют температуру до 1400 °С.

Комплект для измерения температуры включает термопару, компенсационные провода и вторичный прибор (пирометрический милливольтметр, переносной потенциометр, автоматический электронный потенциометр).

Оптические пирометры используют для измерения температур выше 800 °С. Их действие основано на использовании зависимости энергии излучения тел от температуры. Измерение осуществляется бесконтактным способом, преимуществами которого являются: отсутствие непосредственного воздействия контролируемой среды на чувствительный элемент, что приводит к росту длительности эксплуатации и надежности работы; меньшая инерционность, чем у контактных датчиков, благодаря применению фотоэлектрических устройств.

Электрические термометры сопротивления применяются для измерения температуры от —200 до 500 °С. Их принцип действия основан на свойстве металлов изменять сопротивление с изменением температуры. Материалы, из которых изготовляются термометры сопротивления, должны иметь большое удельное

сопротивление; постоянную зависимость сопротивления металла от температуры; постоянство химических и физических свойств металла при изменении температуры.

Лучше других удовлетворяют этим требованиям платина и медь. Преимущества термометров сопротивления: высокая точность измерения; возможность установки измерительного прибора на значительном расстоянии и автоматической записи температуры.

6.2. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

В зависимости от измеряемой величины давления приборы делят на группы:

манометры, предназначенные для измерения избыточного давления;

вакуумметры, измеряющие вакуум;

мановакуумметры, предназначенные для измерения избыточного давления и вакуума;

тягомеры для замеров небольшого разрежения;

напоромеры, предназначенные для измерения небольшого избыточного давления;

тягонапоромеры, измеряющие давление порядка до 2500 даПа;

дифференциальные манометры для измерения разности давлений;

микроманометры, замеряющие давление порядка 250 даПа.

По принципу действия приборы бывают:

жидкостные, в которых измеряемое давление (разрежение) уравновешивается давлением столба жидкости, заполняющей прибор;

пружинные, в них измеряемое давление определяется величиной деформации упругого элемента (трубчатой пружины, мембраны);

поршневые, в которых измеряемое давление определяется внешней силой (грузом), действующей на поршень определенной площади.

Наиболее простым по конструкции из жидкостных манометров является *U-образный жидкостный* манометр.

Разность высот рабочей жидкости в манометре не зависит от формы и сечения трубок, а зависит только от давления и плотности жидкости.

К преимуществам таких приборов относят: малую погрешность, простоту устройства, дешевизну, быстроту установки и пуска, взрывобезопасность.

Недостатки этих манометров — плохая видимость шкалы и мениска, хрупкость вследствие наличия стеклянных частей, возможность выброса рабочей жидкости при внезапном увеличении давления, невозможность дистанционной передачи и автоматической записи показаний, незначительные пределы измерения.

Пружинные манометры широко применяют для измерения избыточного давления и разрежения. В пружинных приборах сила, создаваемая давлением, уравновешивается упругими силами, возникающими при деформации элементов манометров. По ее размеру определяется измеряемое давление (разрежение).

Эти приборы обладают ценными свойствами — универсальностью, простотой конструкции и изготовления, большим диапазоном измерения и т. д.

Пружинные приборы общего назначения, как приборы технические, имеют ограниченную точность и выпускаются с классами точности 1; 1,6; 2,5.

Наиболее широко для измерения небольшого давления и разрежения используются *мембранные приборы,* в которых упругим элементом служит упругая металлическая мембрана либо мягкая мембрана с дополнительной пружиной.

Мембранные тягомеры, напоромеры и тягонапоромеры изготовляются с мягкой (вялой) мембраной и с металлической мембранной коробкой в виде показывающих приборов.

Промышленностью выпускаются приборы с пределами измерения 25...2500 и 12...1200 даПа.

Преимущества мембранных приборов — взрывобезопасность, хорошо видимая шкала, возможность дистанционной передачи и автоматической записи показаний.

Разновидностью мембранных приборов является сигнализатор падения давления мембранный типа СПДМ, предназначенный для сигнализации о падении давления измеряемой среды ниже установленного.

6.3. ПРИБОРЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСХОДА И КОЛИЧЕСТВА ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗА

Для измерения расхода используют приборы, называющиеся *расходомерами.* Для измерения количества вещества за любой промежуток времени (смену, сутки, месяц) применяют *счетчики количества.*

Измерение расхода выполняют методом переменного перепада давления либо методом постоянного перепада давления.

Измерение методом переменного перепада давления основано на том, что в трубопроводе, по которому протекает вещество под давлением p, устанавливается устройство для сужения потока. При проходе вещества через сужающее устройство увеличивается скорость его движения, вследствие чего происходит падение давления. Измеряя разность давлений $\Delta p = p_1 - p_2$ до и после сужающего устройства, можно судить о расходе вещества, так как изменение давления зависит от скорости движения вещества, а следовательно, и от его расхода. Разность давлений измеряется *дифференциальным манометром,* шкала которого, как правило, градуируется в единицах расхода.

Принцип работы расходомеров, работающих при постоянном перепаде давлений, основан на изменении площади сечения выходного отверстия при подъеме поплавка и на уравновешивании массы поплавка усилием, создающимся разностью давлений до и после отверстия.

При увеличении расхода поплавок перемещается вверх до тех пор, пока расширяющаяся кольцевая щель между телом поплавка и стенками конусной трубки не достигнет такой величины, при которой действующие на поплавок силы уравновешиваются.

В качестве расходомеров постоянного перепада с поплавком применяются *ротаметры,* которыми можно изменять расход вещества от нуля до максимального значения, что является преимуществом по сравнению с дифференциальными манометрами.

Объемные газовые счетчики (ротационные) применяются при расходе не более 1200...2000 м³/ч и давлении до 0,1 МПа (1 кгс/см²). Счетчики типа РГ выпускаются на следующие номинальные расходы газа, м³/ч: 40, 100, 250, 400, 600, 1000. Для замера бо́льших расходов газа можно применять параллельную установку счетчиков (не более двух).

Количество газа, протекающее через счетчик, равно разности показаний в начале и в конце определенного периода времени.

Во входном патрубке счетчика заводом-изготовителем предусматривается фильтровальная сетка из проволоки диаметром 0,25 мм с размером ячейки 0,315 мм для улавливания крупных частиц пыли. Живое сечение сетки составляет 29 % общей площади. Оно должно быть в 1,5 раза больше площади входного патрубка.

Ротационные счетчики учитывают объемное количество прошедшего газа в рабочем состоянии. Для приведения этого объема к стандартным условиям необходимо учитывать изменения температуры и абсолютного давления газа во времени, применяя формулу

$$V_{\text{п}} = V_{\text{р}} k,$$

где $V_{\text{п}}$ — приведенный объем газа; $V_{\text{р}}$ — объем газа в рабочих условиях, показанный счетчиком, м³,

$$k = 0{,}3855 \frac{p_{\text{бар}} + p_{\text{р}}}{273 + t_{\text{р}}},$$

где $p_{\text{бар}}$ — среднее барометрическое давление воздуха, мм рт. ст.; $p_{\text{р}}$ — среднее рабочее избыточное давление газа, мм рт. ст.; $t_{\text{р}}$ — средняя рабочая температура газа, °С.

6.4. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ И УТЕЧЕК ГАЗА

Для количественного определения наличия газов в окружающем воздухе применяют газоанализаторы и газосигнализаторы.

Для определения концентрации горючего газа, как правило, служат переносные *газоиндикаторы типа ПГФ-2м1* и *шахтные газоанализаторы-интерферометры типов ШИ-3, ШИ-5, ШИ-10.*

Газоанализаторы типа ШИ могут использоваться для определения концентрации в воздухе пропан-бутановой смеси. Для этого в приборе, отградуированном на метан, нужно полученное на шкале значение разделить на коэффициент 5,8.

Для постоянного автоматического контроля загазованности воздуха применяют *газосигнализаторы типов СШ-2, СВК-3М-1, СТХ, «Пропан», СВИ, переносной сигнализатор утечек газа СУГ-1У35* и др. Эти приборы при появлении в воздухе определенной концентрации газа включают звуковой или световой сигнал либо электрическую схему безопасности (вентиляции, отключения подачи газа и др.).

Наряду с переносными приборами, применяемыми в оперативной работе газовых служб, в эксплуатационной деятельности газовых хозяйств широко используют высокочувствительные *газоиндикаторы типов ВГИ-2, «Тестер-СНч», «Универсал», «Вариотек»* и др.

Газоискатель ВГИ-2 предназначен для определения мест утечек газа на подземных газопроводах, а также у фланцевых и резьбовых соединений наружных и внутренних газопроводов. Приборы рассчитаны для работы на открытом воздухе при температуре —20...40 °С. Шкала прибора имеет два переключаемых предела измерения, об. % по метану: 0...0,2 и 0...2. Газоискатель имеет обыкновенное невзрывозащищенное исполнение, поэтому для анализа среды в колодцах, подвалах, помещениях в них необходимо вводить только пробоотборный шланг, а сам прибор располагать за пределами загазованной зоны.

Газоанализатор типа «Универсал» предназначен для обнаружения мест утечек газа из подземных газопроводов без вскрытий грунта. Пределы измерения составляют, об. % по метану: 0...0,001; 0...0,05; 0...0,01; 0...0,05; 0...0,1; 0...0,5. Прибор имеет обычное исполнение и может быть использован для отыскания утечек на подземных и внутренних газопроводах.

Универсальный газовый искатель-детектор «Вариотек-4» предназначен: для проверки плотности действующих подземных газопроводов методом отсасывания воздушной среды с поверхности грунта над газопроводом; локального поиска утечек газа из подземных газопроводов через специально выполненные буровые скважины в грунте по трассе обследуемых участков труб; контроля герметичности арматуры, фланцевых и других соединений на действующих надземных газопроводах.

При помощи газоискателя «Вариотек-4» могут измеряться концентрации газов 0,001...100 об. %. Этим прибором можно обнаружить утечки горючих газов (водород, окись углерода, легкие и тяжелые углеводороды), а также негорючих газовых смесей с пониженным содержанием кислорода (выдыхаемый воздух).

Лазерная передвижная лаборатория (ЛЛП) на базе автомобилей УАЗ-452, ЕрАЗ-7В2Б используется для обнаружения мест утечек газа из подземных газопроводов только в местах возможного проезда автомобиля.

Скорость движения ЛЛП в режиме измерения не более 10 км/ч. Ширина зоны захвата анализируемого воздуха над проезжей частью 3 м.

Лазерная установка позволяет обнаружить содержание метана в атмосфере при превышении его фонового уровня — $1{,}6 \times 10^{-4}$ об. %. Для обследования мест, удаленных от проезжей части дороги, применяют выносной пробоотборник со шлангом длиной 10 м. К обслуживанию системы лазерной установки допускаются лица, прошедшие специальную подготовку и аттестованные на квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей. Для лиц, занимающихся наладкой и ремонтом системы ЛЛП, эта группа должна быть не ниже четвертой.

Автоматический газоанализатор «АГАТ» представляет собой комплект аппаратуры контроля загазованности коллекторов, подземных коммуникаций, технических подполий, подвалов. Предназначен для дистанционного измерения концентрации метана в пределах 0...2,5 об. % и сигнализации о достижении двух заданных значений концентрации метана, об. %: предупредительная сигнализация при 0,5; аварийная при 1.

Датчики метана устанавливаются в местах постоянного контроля за возможной загазованностью метаном. Кабелем они соединяются с приемным комплектом системы, который размещается в диспетчерском помещении.

Техническое обслуживание газоанализатора «АГАТ» в процессе эксплуатации заключается в ежесуточном осмотре, ежемесячной поверке, ежеквартальной наладке, ремонте и государственной поверке приборов.

Ежемесячную поверку аппаратуры проводят с помощью баллонов с аттестованными поверочными газовыми смесями, в которых концентрация метана составляет 0,5 и 1 об. %.

ГЛАВА 7 ИНСТРУМЕНТЫ И ПРИСПОСОБЛЕНИЯ

7.1. 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* — те-

семочные 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 УС2-300* (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 веска.

Угольники поверочные 90° (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 резьб.

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.

7.2. 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 со вставными зубьями. Различают черновые и чистовые развертки.

7.3. 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 ниток (витков) 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. 7.1.

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, произ-

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

Таблица 7.1. **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	1,814	18,68	18,75
3/4	14	1,814	24,17	24,25
1	14	1,814	30,34	30,5
1 1/4	11	2,309	39	39
1 1/2	11	2,309	44,9	45

Недостаточный диаметр отверстия под резьбу затрудняет работу метчика и приводит к поломке.

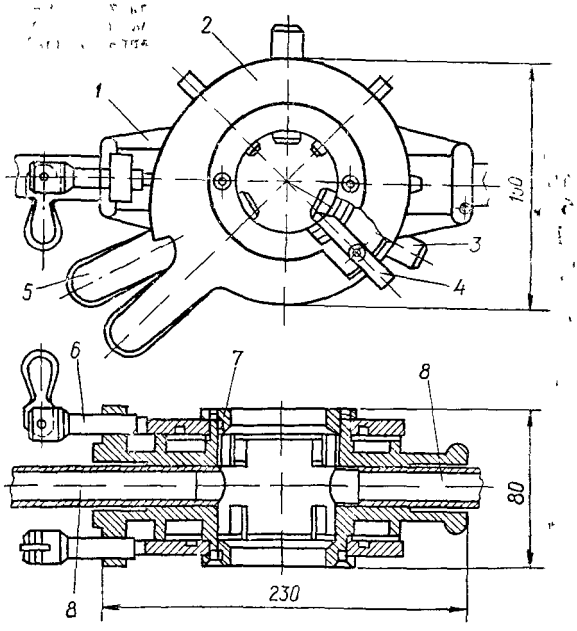


Рис. 19. Клупп газовый трубный для водогазопроводных труб:
1 — корпус; *2* — разводящее кольцо для режущих плашек; *3* — направляющие плашки; *4* — режущие плашки; *5* — разводящее кольцо для направляющих плашек; *6* — стопорный винт; *7* — зажимное кольцо, *8* — рукоятка.

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.

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 резьбовых 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...1¼″) и 38...50 мм (1½″...2″). Резьба нарезается четырьмя плашками одновременно, каждая

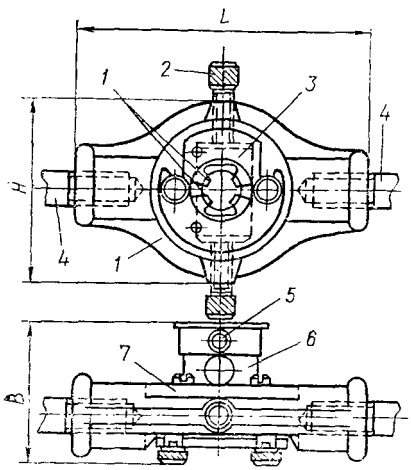


Рис. 20. Клупп конструкции Маевского для водогазопроводных труб:

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

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 7.2. **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...2 1/2	290	65	100	8

Клупп газовый Сестрорецкого инструментального завода им. Воскова (рис. 19), предназначенный для нарезания резьбы на трубах диаметром до 2″, снабжается тремя комплектами режущих плашек (по четыре штуки) для диаметров ½...¾″, 1...1¼″ и 1...2″. Клупп обеспечивает точную установку и регулировку плашек.

Клупп газовый конструкции Маевского (рис. 20, табл. 7.2)

прост в эксплуатации, имеет небольшую массу, легко разбирается и чистится.

Трещоточный клупп массой 2,4 кг служит для нарезания резьбы на трубах диаметром $^1/_2$, $^3/_4$ и 1″ и имеет сменные плашки. При его использовании не нужно выполнять полные обороты, а

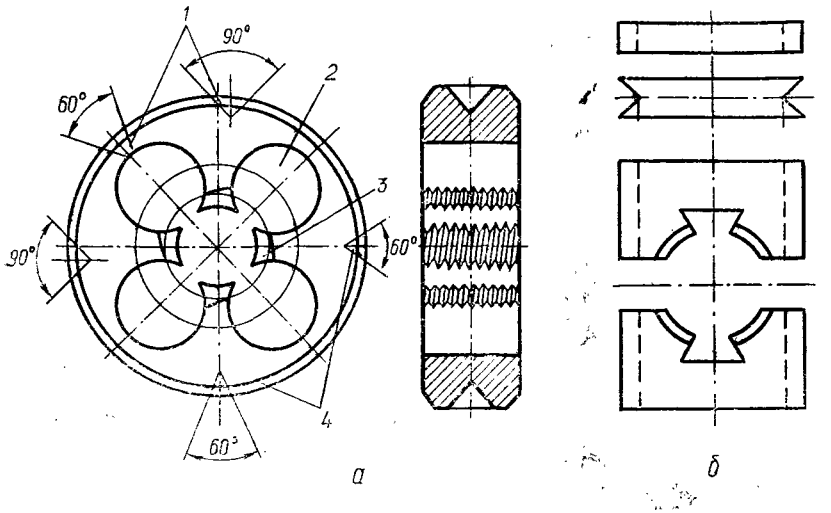


Рис. 21. Плашки круглая (*а*) и раздвижная (*б*):
1 — гнезда для регулировочных винтов; *2* — стружечное отверстие; *3* — режущее перо; *4* — гнезда для крепежных винтов.

лишь качательные движения, что позволяет нарезать уже установленные на место трубы.

Плашки круглые и раздвижные (рис. 21) 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 винтовальные доски.

7.4. 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. 22) 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. Ножовоч-

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.

7.7. 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 завертывания 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. 24) позволяет производить ревизию задвижек, набивку сальников, смену прокладок и лопнувших крышек задвижек без снижения давления газа.

При ремонте задвижки приспособление хомутом *19* закрепляется 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 клинкеты 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 клинкеты. После снятия крышки шток и клинкеты закрепляются хомутом *5* и натяжным болтом *10*, а планки *17* и *18* удаляются.

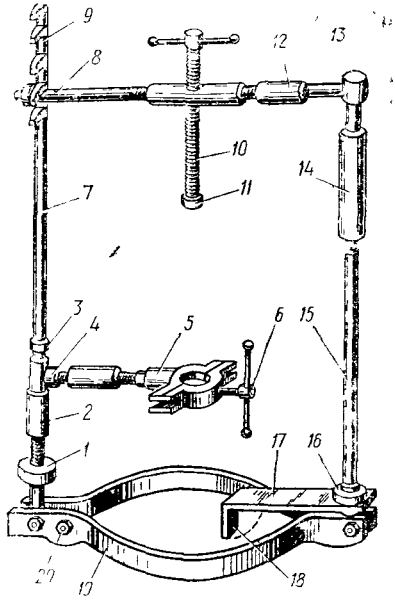


Рис. 24. Приспособление для ремонта задвижек под высоким давлением газа:

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.

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. Эти работы обычно связаны с ломкой дорожного покрытия и раскопкой грунта для снятия ковера. Для ликвидации трудоемкой работы был разработан *набор инструмента для ремонта сифонных стояков с конденсатосборниками низкого давления* без снятия ковера. Набор (рис. 25) состоит из трех приспособлений: торцового ключа, трубореза и клуппа.

Торцовый ключ предназначается 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 1,5×50 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.

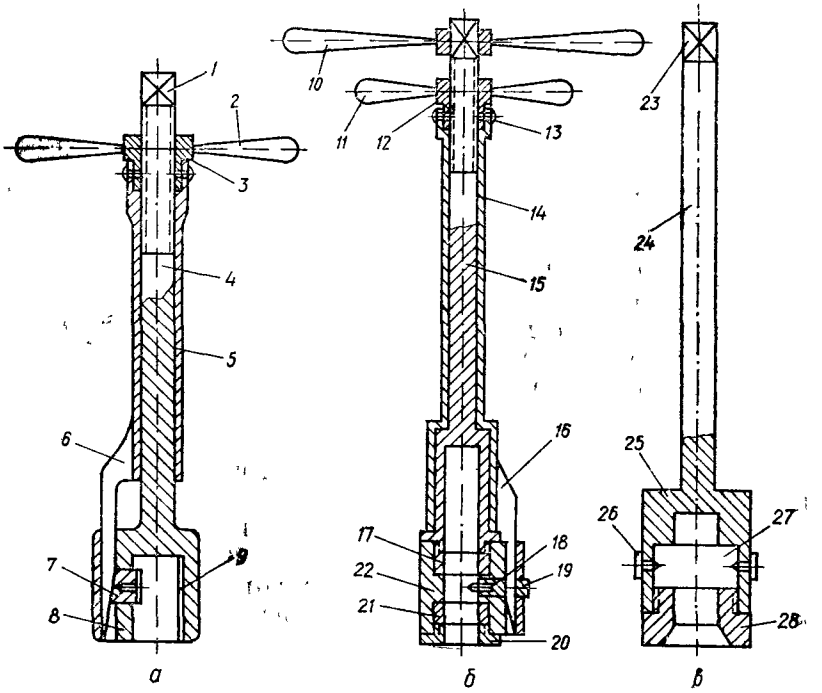


Рис. 25. Набор инструмента для ремонта сифонных стояков с конденсатосборниками низкого давления:

а — торцовый ключ; *б* — труборез: *в* — торцовый 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* — шпиндель; *16* — клин; *17* — кольцо скольжения; *18* — режущий ролик или резец; *19* — державка 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.

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 приспособ-

ление, обеспечивающее полную герметичность газопровода на 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.

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 Минспецстроя УССР с дорновыми головками для гибки труб диаметром 25...80 мм.

Трубогибы типов ТРГ-3/4″ и ТРГ-2″ (рис. 26) используют для изгибания 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 изгибания 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 Гипрониигазом 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 одновременно 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

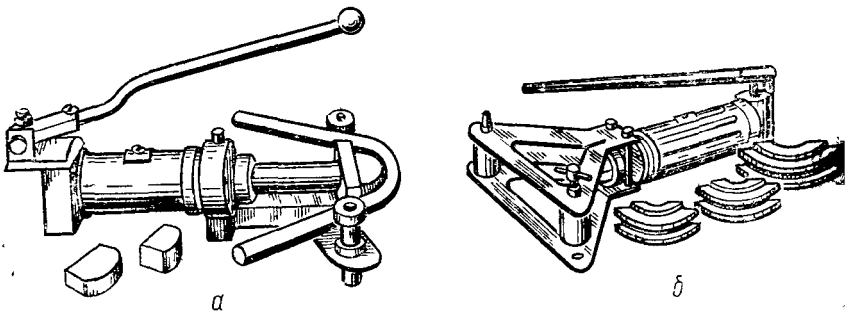


Рис. 26. Ручные гидравлические трубогибы типов ТРГ-3/4″ (*а*) и ТРГ-2″ (*б*)

по давлению в газопроводе у места работ. 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. 27) 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) 1,8 м. 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

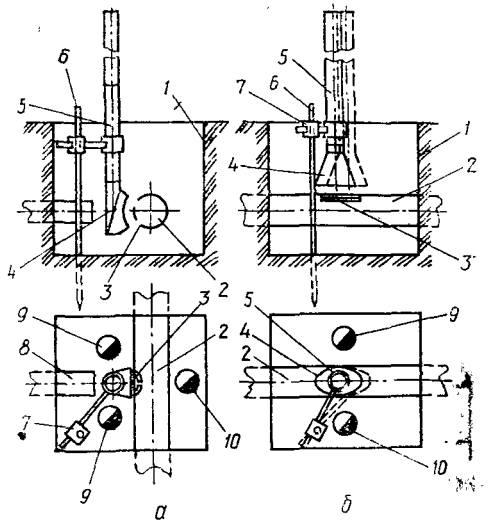


Рис. 27. Применение пламеотводной трубы при огневых работах на действующих газопроводах низкого давления:

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

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. 28) 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.

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.

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

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

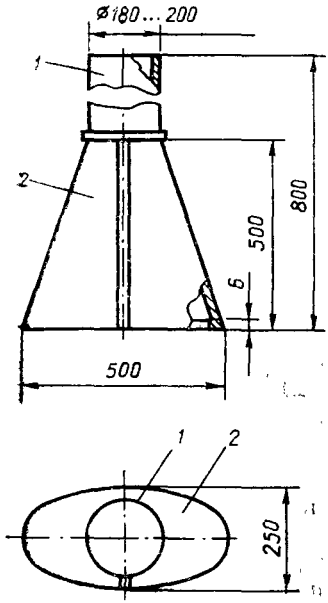


Рис. 28. Насадок пламеприемный верхний:
1 — горловина; *2* — раструб.

Перед началом вырезания отверстия в действующем газопроводе необходимо проверить прочность установки стойки, 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. 29), изготовленной из стального листа толщиной 2 мм. В пространство между диском и листом помещается уплотняющий материал — мокрая мятая 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.

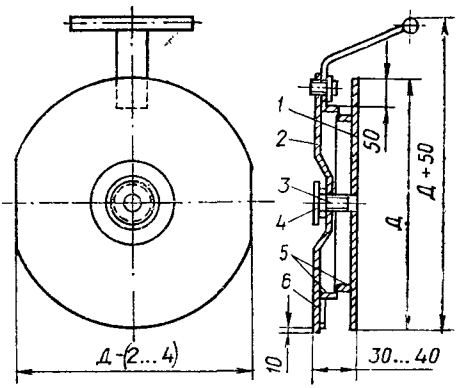


Рис. 29. Заслонка двухдисковая: *1* **— диск;** *2* **— стальной лист;** *3* **— шпилька;** *4* **— гайка;** *5* **— кольцо-ограничитель;** *6* **— кольцо-захват.**

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.

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 за-

зор 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. 30), 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. 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.

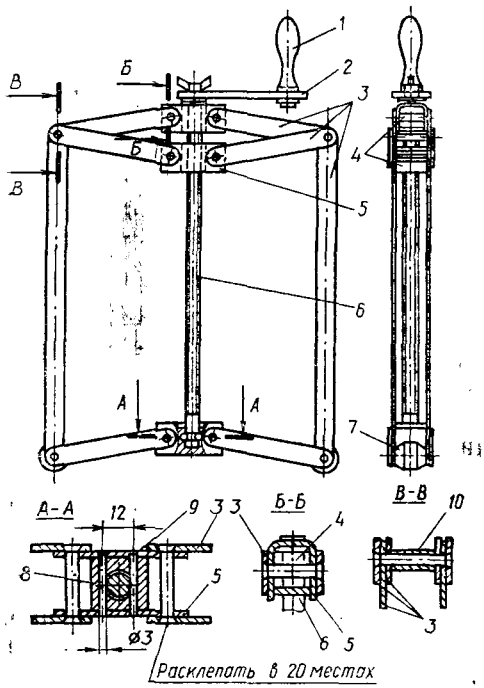


Рис. 30. Распор для заслонки:
1 — рукоятка; *2* — рычаг; *3* — планка; *4* — гайка; *5* — скоба; *6* — винт; *7* — ролик; *8* — упор; *9* — отверстие под штифт; *10* — втулка.

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

ГЛАВА 8

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

8.1. ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СМОНТИРОВАННЫХ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

Системы газоснабжения, газопроводы и ГРП, газопотребляющие агрегаты по окончании монтажа или капитального ремонта должны приниматься комиссией, назначаемой приказом эксплуа-

тационной организации и заказчика. В состав комиссии включаются представители заказчика, эксплуатационной организации, подрядчика. Представители Госгортехнадзора включаются в состав приемочных комиссий при приемке подконтрольных ему объектов.

Подрядчик представляет приемочной комиссии в одном экземпляре следующую документацию:

перечень организаций, участвующих в производстве строительно-монтажных работ, с указанием видов выполненных ими работ и фамилий специалистов, непосредственно отвечающих за их выполнение:

комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого объекта, разработанных проектными организациями. На чертежах должны быть надписи о соответствии произведенных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них изменениям. Надписи выполняют лица, ответственные за производство строительно-монтажных работ. Указанный комплект рабочих чертежей является исполнительной документацией;

сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, оборудования и деталей, применяемых при производстве строительно-монтажных работ;

строительный паспорт (по форме СНиП 3.05.02-88);

заключение о качестве сварных стыков (протоколы испытаний по форме СНиП 3.05.02-88);

журнал производства работ (для подземных газопроводов и резервуарных установок сжиженных углеводородных газов);

акты о выполнении уплотнения (герметизации) вводов и выпусков инженерных коммуникаций в местах прохода их через подземную часть наружных стен зданий в соответствии с рабочим проектом.

Приемка в эксплуатацию объектов систем газоснабжения оформляется актом приемки, который является основанием для присоединения объекта к действующей системе газоснабжения, ввода его в эксплуатацию и принятия на контроль местными органами Госгортехнадзора.

При приемке объектов комиссия проверяет техническую документацию и осматривает газовую систему. Комиссия имеет право проверять любые участки газопроводов разборкой, просвечиванием или вырезкой сварных стыков из газопроводов для механических испытаний, а также проводить повторные испытания газопроводов.

К моменту приемки объектов газового хозяйства должна быть закончена разработка инструкций, технологических схем, плана ликвидации возможных аварий, подготовка и проверка знаний обслуживающего персонала и специалистов, а также должен быть издан приказ о назначении лиц, ответственных за газовое хозяйство.

Для предприятий разрабатывается Положение о газовой службе или заключается договор с предприятием газового хо-

зяйства о техническом обслуживании и ремонте газопроводов и газового оборудования.

Приемка в эксплуатацию незаконченных строительством объектов, а также подземных стальных газопроводов и резервуаров, не обеспеченных электрохимической защитой, не допускается.

Ввод в эксплуатацию вновь построенных газопроводов и ГРП в населенных пунктах, как правило, производится предприятием газового хозяйства или газовыми службами предприятий.

На каждый газопровод и ГРП (ГРУ) составляется паспорт, в котором указываются основные характеристики газопровода и ГРП (ГРУ), а в процессе эксплуатации заносятся сведения о всех работах по ремонту.

8.2. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА

На каждом предприятии (организации), в кооперативе, где используется газ, приказом (решением правления) из числа руководителей или специалистов, прошедших проверку знаний по Правилам безопасности в газовом хозяйстве, назначается лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию газового хозяйства.

На предприятиях (организациях), где газ используется в нескольких цехах (участках), кроме лица, ответственного за безопасную эксплуатацию газового хозяйства предприятия, назначаются ответственные лица по отдельным цехам, участкам, лабораториям и т. д. На предприятиях бытового обслуживания населения непроизводственного характера, а также в организациях, в штате которых не предусмотрена должность руководителя подразделения или специалиста с техническим образованием, обязанности лица, ответственного за безопасную эксплуатацию газового хозяйства, могут быть возложены на работника вышестоящей организации.

Обязанности ответственных лиц устанавливаются должностной инструкцией, в которой предусматривается:

обеспечение безопасного режима газоснабжения;

участие в комиссиях по приемке новых объектов, при согласовании проектов газоснабжения;

разработка инструкций, плана локализации и ликвидации аварий в газовом хозяйстве;

участие в комиссиях по проверке знаний правил, норм и инструкций по газовому хозяйству работниками предприятия, а также в проверке соблюдения порядка допуска специалистов и рабочих к самостоятельной работе;

контроль безопасной эксплуатации и ремонта газопроводов и газового оборудования;

разработка планов и программ по замене и модернизации устаревшего оборудования;

участие в проведении противоаварийных тренировок;

участие в обследованиях, проводимых представителями газового надзора.

Лицу, ответственному за газовое хозяйство предприятия, администрацией должно быть предоставлено право:

требовать отстранения от обслуживания газового оборудования и выполнения газоопасных работ лиц, не прошедших проверку знаний или показавших неудовлетворительные знания правил, норм и инструкций;

представлять руководству предприятия предложения о привлечении к ответственности лиц, нарушивших правила, нормы и инструкции;

не допускать ввода в эксплуатацию объектов газового хозяйства, не отвечающих требованиям проекта, норм и правил;

приостанавливать работу объектов газового хозяйства, дальнейшая эксплуатация которых представляет опасность, а также самовольно введенных в работу;

участвовать в подборе лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию газового хозяйства цехов, участков, а также в подборе специалистов для газовой службы;

выдавать руководителям цехов, участков, начальнику газовой службы обязательные для исполнения указания по устранению нарушений требований правил, норм и инструкций.

Согласно Правилам безопасности в газовом хозяйстве техническое обслуживание и ремонт газопроводов и газового оборудования жилых домов, школ, больниц, общественных и административных зданий, предприятий бытового обслуживания населения в городах, поселках и сельских населенных пунктах проводится предприятиями газового хозяйства (горгазами, межрайгазами).

Обслуживание газового хозяйства промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных предприятий обеспечивается газовыми службами этих предприятий.

Задачи газовой службы, структура и численность ее работников, в зависимости от объема и сложности газового хозяйства, устанавливаются Положением о газовой службе, утвержденном руководителем предприятия.

К работам по техническому обслуживанию и ремонту объектов газового хозяйства могут привлекаться эксплуатационные организации газового хозяйства или другие специализированные организации, а также предприятия-изготовители агрегатов и установок.

Передача предприятием-владельцем газового хозяйства работ по техническому обслуживанию и ремонту другим предприятиям (организациям) должна оформляться специальным договором, заключенным между заинтересованными сторонами.

В договоре четко определяются границы и объемы выполняемых работ, регламентируются обязательства заинтересованных сторон и их ответственность в обеспечении условий безопасной эксплуатации газового хозяйства.

Графики работ по техническому обслуживанию и ремонту утверждаются главным инженером предприятия-владельца или предприятия, выполняющего указанные работы по договору.

Для лиц, занятых эксплуатацией газового хозяйства, разрабатываются должностные и производственные инструкции и инструкции по безопасным методам работ, для работающих на пожароопасных участках — инструкции по противопожарной безопасности.

К инструкциям по техническому обслуживанию и ремонту оборудования ГРП (ГРУ), ГНС, ГНП, АГНС, котельных, печного хозяйства должны составляться и прилагаться технологические схемы с обозначением мест установки запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА).

На предприятиях должно быть организовано хранение паспортов на применяемое газовое оборудование, системы КИПиА, электрооборудование, а также инструкций по эксплуатации заводов-изготовителей.

8.3. ПРИСОЕДИНЕНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ К ДЕЙСТВУЮЩИМ

Присоединение к действующим вновь построенных газопроводов и газопотребляющих объектов, не принятых приемочной комиссией, запрещается. Присоединение этих объектов проводится на основании акта о приемке их в эксплуатацию по инструкциям, утвержденным главным инженером предприятия газового хозяйства.

Присоединение к действующим газопроводам должно производиться, как правило, при пуске газа в эти газопроводы или объекты. При этом в конце присоединяемого газопровода устанавливаются заглушки. При наличии в конце присоединяемого участка отключающего устройства заглушка ставится после него. Вводы в здания до присоединения к действующим газопроводам должны быть отсоединены от внутренних газопроводов.

При вводе в эксплуатацию газового хозяйства промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятий присоединение газовой сети предприятия к городским распределительным газопроводам и пуск газа в сеть предприятия проводится горгазом или межрайгазом на основании заявки предприятия.

При получении предприятием газа из магистрального газопровода его газовая система должна присоединяться к магистральному газопроводу только при наличии акта о приемке газового хозяйства. Работа по врезке в магистральный газопровод проводится службой магистральных газопроводов.

Все газопроводы и объекты перед их присоединением подвергаются внешнему осмотру и контрольной опрессовке, выполняемой воздухом или инертными газами.

Контрольная опрессовка наружных газопроводов всех давлений выполняется давлением 0,02 МПа. Падение давления не должно превышать 10 даПа/ч.

Контрольная опрессовка внутренних газопроводов промышленных и сельскохозяйственных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания населения производственного характера, а также оборудования газопроводов ГРП (ГРУ), ГНС, ГНП, АГНС проводится давлением 0,01 МПа. Падение давления не должно превышать 60 даПа/ч. Контрольной опрессовке давлением 500 даПа/ч подвергаются внутренние газопроводы и газовое оборудование предприятий бытового обслуживания населения непроизводственного характера, жилых домов и общественных зданий. Падение давления не должно превышать 20 даПа за 5 мин.

Резервуары сжиженного газа, газопроводы обвязки резервуарных и групповых баллонных установок испытываются при контрольной опрессовке давлением 0,3 МПа в течение 1 ч.

Результаты испытания считаются положительными при отсутствии видимого падения давления по манометру и утечек, определяемых с помощью мыльной эмульсии.

Результаты контрольной опрессовки оформляются актом и записываются в нарядах-допусках на выполнение газоопасных работ. Давление воздуха в присоединяемых газопроводах должно сохраняться до начала работ по их присоединению и пуску газа.

Если осмотренные и испытанные контрольным давлением газопроводы не были заполнены газом, то при возобновлении работ по пуску газа они должны быть повторно осмотрены и опрессованы.

Газовая врезка и сварка на действующих газопроводах при присоединении к ним новых проводится при давлении газа 40... 150 даПа. Наличие указанного давления проверяется в течение всего времени выполнения работы. При снижении давления ниже 40 даПа или повышении больше 150 даПа резка и сварка должны прекращаться. Для контроля за давлением в месте проведения работ устанавливается манометр.

Снижение давления в действующем газопроводе при выполнении врезки производится отключающими устройствами или регуляторами давления в ГРП (ГРУ).

При использовании специальных приспособлений, обеспечивающих безопасность и качество выполнения работ, допускается выполнять присоединение без снижения давления.

Способ присоединения газопровода к действующему определяется предприятием газового хозяйства.

Врезку газопроводов под газом производят по специальным инструкциям, разработанным предприятием газового хозяйства.

Пребывание посторонних лиц, курение, а также наличие открытого огня в местах проведения работ по врезке запрещается.

Котлованы и колодцы при проведении работ по врезке должны ограждаться, вблизи места работ вывешиваются предупредительные знаки: «Проход запрещен!», «Курение запрещается!», «Осторожно! Газ!» и др.

Запрещается пуск газа в газопровод, если не проверены путем осмотра и испытания его целостность, а также исправность газового оборудования и наличие всех необходимых заглушек.

Пуск газа в газовое оборудование жилых домов должен производиться до заселения их жильцами.

Газопроводы при пуске газа продуваются до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяется анализом или сжиганием отбираемых проб. При этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %, а сгорание пробы газа должно происходить спокойно, без хлопков.

При продувке газопроводов запрещается выпускать газовоздушную смесь в помещения, лестничные клетки, а также в дымоходы, вентиляционные каналы и т. п. Помещения, в которых расположены газопотребляющие агрегаты, газопроводы, газовые приборы при пуске газа должны постоянно проветриваться.

Выпуск газовоздушной смеси при продувке газопроводов должен проводиться в места, где исключена возможность попадания их в здания, а также воспламенение от какого-либо источника огня.

При первичном пуске газа надо внимательно следить за тем, чтобы его подача производилась под давлением не выше того, на которое рассчитан газопровод. Во время пуска газа и непосредственно после него необходимо усиленное наблюдение за всей системой газоснабжения, а при подземной прокладке газопроводов — и за всеми подземными сооружениями, колодцами, подвалами, находящимися в зоне 15 м по обе стороны от подземного газопровода. Особенно необходимо такое наблюдение зимой и ранней весной, когда промерзший грунт над газопроводом затрудняет выход газа на поверхность.

Нужно помнить, что при утечках из подземного газопровода газ по грунту распространяется со скоростью до 7 м/ч.

Работы по непосредственному подключению новых газопроводов к действующим выполняются специально подготовленными рабочими под руководством специалистов.

Присоединение к действующим газовым сетям относится к ответственным газоопасным работам, выполняемым по утвержденному плану с выдачей наряда на газоопасные работы. При подготовке к этим работам составляется эскиз (схема) узлов присоединения; выбирается способ присоединения; устанавливается порядок снижения давления в газопроводах, где это необходимо, и обеспечение его стабильности на время присоединения; определяется и подготавливается требуемое количество материалов, защитных и спасательных средств и средств оказания первой помощи; закрываются задвижки, краны и пробки на присоединяемом газопроводе.

На практике применяются следующие методы подключения новых газопроводов к действующим:

присоединение под газом (низкое давление 40...150 даПа);

присоединение под газом газопровода среднего и высокого

давления без снижения давления с применением специальных приспособлений;

присоединение труб с отключением и полным освобождением труб от газа.

В процессе работ возможно местное отключение газа при помощи деревянных дисков, мешковины, глины, резиновых камер.

Подключение нового газопровода методом отключения действующего с использованием резиновых камер (рис. 31) применяется для газопроводов диаметром до 600 мм. При этом давление газа необходимо снижать до 150 даПа. Предварительно проверяются исправность ручного насоса для накачки в камеры воз-

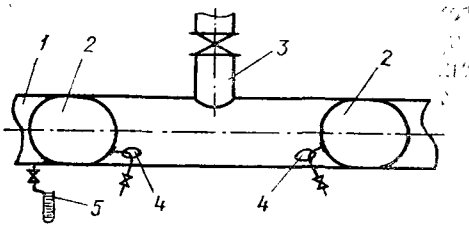


Рис. 31. Присоединение к действующему газопроводу при помощи резиновых камер:

1 — действующий газопровод; *2* — резиновая камера; *3* — новый отвод; *4* — вырезанное отверстие в действующем газопроводе для ввода в газопровод камер; *5* — U-образный манометр.

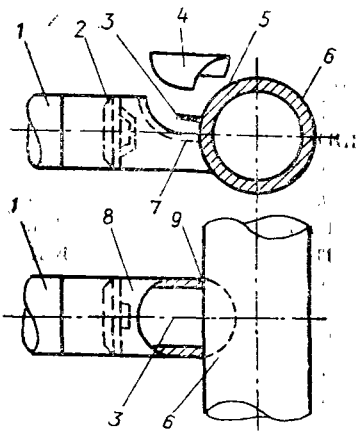


Рис. 32. Присоединение с помощью козырька (тавровое присоединение):

1 — присоединяемая труба; *2* — заглушка (деревянный диск); *3* — стержень; *4* — козырек; *5* — вырезаемая стенка газопровода; *6* — действующий газопровод; *7* — патрубок; *8* — соединительный патрубок; *9* — сварной шов.

духа и герметичность камер, устанавливаются U-образные манометры для контроля давления газа. Последовательность выполнения работ следующая: автогеном вырезаются отверстия диаметром около 100 мм в действующем газопроводе; сбивается пламя и газопровод охлаждается; через отверстия в газопровод вводятся камеры и накачиваются воздухом, обеспечивая надежное прилегание к стенкам газопровода; через вырезанные отверстия отключенный участок газопровода продувается; врезается новый газопровод с постоянной или временной задвижкой. После этого камеры извлекаются из действующего газопровода, вырезанные отверстия завариваются, восстанавливается давление газа и проверяется плотность соединения.

Присоединение с помощью козырька (рис. 32) выполняется в такой последовательности.

Место присоединения очищают от изоляции. Намечают мелом и обрезают торец трубы *1* вместе со стальной заглушкой. Затем вырезают в патрубке *7* козырек *4*, размеры которого должны обеспечивать удаление вырезаемого диска *5* (стенки трубы).

На поверхности газопровода *6* намечают мелом окружность диаметром, равным внутреннему диаметру присоединяемой трубы *1*, и в центре приваривают стержень *3* диаметром 5...8 мм длиной до 200 мм для удаления вырезаемого куска трубы. По этой окружности резаком вырезают диск, но оставляют перемычку шириной 5 мм для удержания диска. Вырезка производится сверху вниз. Загоревшийся при резке газ гасят, замазывая отверстия глиной по мере продвижения резака. В случае ее высыхания производится повторное промазывание разжиженной глиной. По окончании вырезки диска пламя горящего газа должно быть погашено, а место вырезки охлаждено.

Устанавливается, прихватывается и приваривается присоединительный патрубок *7* без козырька к газопроводу и к присоединяемой трубе. В соединительный патрубок через «окно», образованное вырезанным козырьком, вставляется деревянный диск *2* на глиняном уплотнении. Затем подгоняют козырек к присоединительному патрубку и к газопроводу.

Извлекают деревянный диск, выбивают кувалдой из цветного металла надрезанную стенку трубы и извлекают наружу при помощи приваренного стержня, после чего немедленно плотно накладывают на листовом асбесте «козырек». Утечка газа должна быть прекращена уплотнением асбеста. Уложенный козырек временно закрепляется закруткой из мягкой проволоки диаметром 3 мм.

Вновь присоединенный участок газопровода продувают до полного удаления газовоздушной смеси. Затем козырек приваривают с предварительной очисткой фаски. Для обеспечения прочности сверху трубы плотно подгоняют и устанавливают поверх козырька накладку из листовой стали и обваривают внахлестку. Размер накладки должен быть на 20 мм больше козырька. Перед установкой накладку нагревают газовой горелкой, выгибают молотком и подгоняют по трубе и козырьку так, чтобы накладка его перекрывала.

Сварные швы обстукивают молотком, очищают от шлака и проверяют на плотность мыльной эмульсией при рабочем давлении газа. Место присоединения очищают и покрывают изоляцией. Устанавливают контрольную трубку, и траншею засыпают.

Торцевое присоединение (рис. 33) выполняют в следующем порядке.

На очищенной трубе действующего газопровода *2* намечают мелом и вырезают газовым резаком козырек *4* на расстоянии до 500 мм от стальной заглушки. Размеры козырька должны обеспечивать свободную установку деревянного диска. Вырезают его по окружности сверху вниз, а прорезанную щель замазывают глиной. По окончании вырезки козырек остается на месте. Трубу в месте вырезки охлаждают.

Козырек отделяют от трубы и внутри трубы действующего газопровода устанавливают деревянный диск *5*, закрепленный деревянным клином *6* и для уплотнения промазанный глиной. При

диаметре трубы меньше 150 мм вместо деревянного диска в трубу закладывают пробку из мешков с глиной. Снимают фаску на козырьке и подгоняют его к трубе.

Размечают и обрезают концы присоединяемой *1* и действующей труб *2* и заглушек. На концах снимают фаски.

Размечают и вырезают соединительную катушку *8*, на которой снимают фаски под сварку. Длина катушки определяется разры-

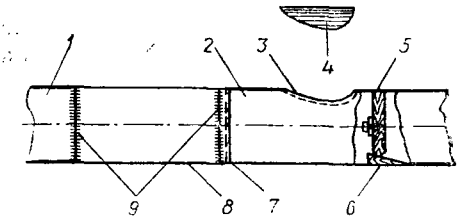


Рис. 33. Торцевое присоединение газопровода:

1 — присоединяемая труба; *2* — труба действующего газопровода; *3* — накладка; *4* — козырек; *5* — заглушка (деревянный диск); *6* — деревянный клин для закрепления диска; *7* — стальная заглушка; *8* — катушка (соединительная труба); *9* — сварные швы.

вом между присоединяемой трубой и действующим газопроводом с учетом припусков на подгонку. Затем устанавливают катушку между соединяемыми трубами, производят прихватку, а затем сварку встык.

После охлаждения вынимают деревянный диск и накладывают на свое место козырек на листовом асбесте. Козырек временно закрепляют на трубе закруткой из мягкой стальной проволоки диаметром 3 мм. Производят продувку газом присоединяемого участка газопровода.

Козырек приваривают к трубе с предварительной очисткой фаски от асбеста и загрязнений. Для обеспечения прочности

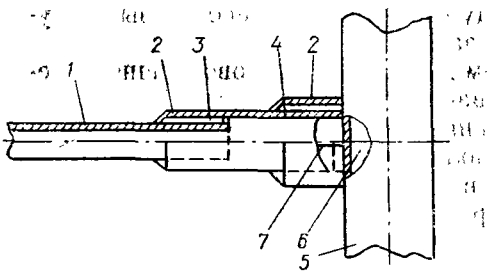


Рис. 34. Телескопическое присоединение газопровода под газом:

1 — присоединяемая труба; *2* — асбестовая набивка; *3* — соединительная труба; *4* — патрубок; *5* — труба под газом; *6* — «окно»; *7* — стержень для извлечения вырезаемой стенки трубы.

сверху трубы плотно подгоняют, устанавливают и обваривают внахлестку накладку из листовой стали.

Чтобы обойтись без накладки и обеспечить хорошее качество шва при приварке козырька, лабораторией Ленгаза предложена взамен асбеста и глины паста для промазывания прорезаемой щели. Состав пасты, %: мрамор — 53, плавиковый шпат — 18 и кварцевый песок — 9, размолотые до крупности частиц, проходящих в сито с 1200 отв/см², жидкое стекло — 20.

Телескопическое присоединение при помощи надвижной трубы (рис. 34) выполняют в такой последовательности.

Очищают места присоединения от изоляции. Заготавливают соединительную надвижную трубу *3*, внутренний диаметр кото-

рой больше наружного диаметра присоединяемого газопровода на 15...20 мм (длина трубы определяется разрывом между присоединяемой трубой и действующим газопроводом с добавлением 100...150 мм).

Подготавливают наружный патрубок *4* длиной 100...150 мм, внутренний диаметр которого больше наружного диаметра соединительной трубы *3* на 15...20 мм. Затем патрубок *4* устанавливается, выверяется и прихватывается к трубе действующего газопровода *5*. Оси патрубка *4* и присоединяемого газопровода *1* должны совпадать. После подгонки патрубок *4* приваривают к трубе *5*.

Обрезают стальную заглушку на конце присоединяемого газопровода *1*, после чего на нее надвигают соединительную трубу *3*. К концам труб *1* и *3* приваривают упорные кольца, наружный диаметр которых на 2...3 мм меньше внутреннего диаметра трубы *3* и патрубка *4*.

Через патрубок по намеченной окружности на газопроводе вырезают стенку, оставляя перемычку шириной 3...4 мм для удержания куска от выпадения. Для извлечения вырезанной стенки предварительно приваривают стержень *7*. Загоревшийся при резке газ гасят обмазыванием глиной. Затем производят контрольную надвижку соединительной трубы *3*. Один конец ее должен упираться в стенку действующего газопровода, другой не менее чем на 100 мм надвигают на трубу *1*.

Кувалдой и зубилом перерубают перешеек «окна» *6* и извлекают при помощи стержня *7* «окно» наружу, после чего трубу надвигают до упора в стенку действующего газопровода. Конопаткой уплотняют зазор между стенками труб асбестовым шнуром до прекращения выхода газа.

Производится продувка газом до удаления газовоздушной смеси. Концы труб *3* и *4* подогревают пламенем газовой горелки и подвальцовывают, а затем сваривают внахлестку.

Последующие операции выполняются аналогично ранее описанным способам. Работы по извлечению вырезанной стенки и последующее уплотнение зазоров асбестовым шнуром выполняются в противогазах.

Присоединение газопровода под газом при помощи надвижной разрезной муфты (рис. 35) выполняется следующим образом.

Очищают места соединений от изоляции. Заготовляют муфту *2* из двух одинаковых половин трубы. Внутренний диаметр муфты берется на 15...25 мм больше наружного диаметра соединяемых труб *1*. Длина муфты определяется расстоянием между торцами труб с добавлением 200 мм. Муфта надвигается на концы соединяемых труб.

Концы труб обрезают вместе с заглушками. Загоревшийся газ гасят глиной. К концам соединяемых труб приваривают упорные кольца *4*. На конце одной из соединяемых труб устанавливают сложенные две половинки разрезной муфты, после чего их сваривают вместе.

Производят контрольную проверку муфты путем надвижки ее на конец другой трубы. Затем отделяют надрезанные концы труб и заглушки и немедленно надвигают муфту на другую трубу. При этом оба конца трубы должны быть перекрыты муфтой не менее чем на 100 мм.

Зазоры между стенками муфты и труб конопатят асбестовым шнуром и уплотняют до прекращения выхода газа. После продувки труб концы муфты нагревают газовой горелкой и подвальцовывают ударами молотка до прилегания их к трубам. Затем приваривают концы муфты.

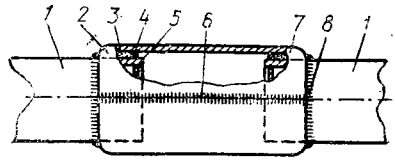


Рис. 35. Соединение газопроводов под газом при помощи разрезной надвижной муфты:
1 — соединяемые трубы; *2* — надвижная муфта; *3* — асбестовая набивка; *4* — упорные кольца; *5* — стальные заглушки; *6* — продольный сварной шов; *7* — место обжима торцов муфты под сварку; *8* — сварные швы.

Присоединение с устройством обводной трубы (байпаса) (рис. 36) применяется на время производства работ при установке запорных устройств на действующих газопроводах, а также при переключении существующих вводов для обеспечения непрерывности подачи газа. Диаметр обводной трубы принимается равным 1/3...1/5 диаметра соединяемых труб.

Работы выполняют в следующей последовательности.

Изготовляют обводную трубу длиной, равной длине выключаемого участка, с добавлением 1,5...2 м; заготавливают два патрубка длиной 50 мм, внутренний диаметр которых на 10...15 мм больше наружного диаметра обводной трубы.

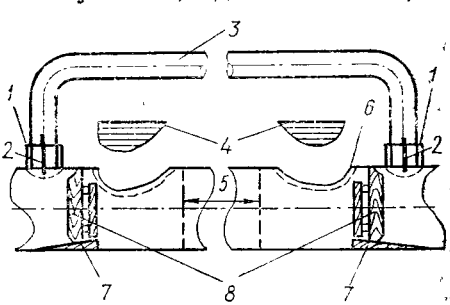


Рис. 36. Схема устройства обводной трубы для ремонта участка газопровода под газом:
1 — патрубки; *2* — прутки; *3* — обводная труба; *4* — козырьки; *5* — границы выключаемого участка действующего газопровода; *6* — накладка; *7* — деревянные клинья; *8* — заглушки (деревянные диски).

На расстоянии 0,75...1 м от границ выключаемого участка сверху трубы мелом отмечают окружности диаметром, равным внутреннему диаметру обводной трубы (байпаса). К центру окружности приваривают стержень диаметром 5...8 мм, длиной 200 мм, затем к этим окружностям приваривают сплошным швом по патрубку. Производят контрольную установку обводной трубы в приваренные патрубки.

Внутри патрубков по намеченной окружности вырезают диски в стенках действующих газопроводов, оставляя перемычки в 2...3 мм. При этом загоревшийся газ гасят глиной.

Вырезанные диски выбивают и вынимают при помощи стержней наружу. Внутри патрубков устанавливают обводную трубу. Места просачивания газа конопатят асбестовым шнуром. Установленный байпас прихватывается к патрубку сваркой в 3—4 местах.

В отмеченных мелом местах на присоединяемых трубах на расстоянии 100 мм от обводной трубы вырезают два козырька. После охлаждения они последовательно отделяются, а через отверстия внутри трубы устанавливают заглушки на уплотнении из глины или пробки из мешковины с глиной.

На отключенном участке производят работы, по окончании которых заглушки вынимают. Козырьки заваривают. Затем обрезают заподлицо с поверхностью труб оба патрубка с байпасом, и на обрезанные отверстия накладывают диски, вырезанные в начале работы.

Все сварные швы испытывают, и участок газопровода изолируется.

Подготовка котлована и приямка, изоляция газопровода в месте врезки и последующая засыпка котлована осуществляется организацией, строившей и присоединившей газопровод. Перед производством работ по присоединению новых газопроводов к действующим средства электрохимической защиты отключаются.

Присоединение газопроводов под газом внутри зданий и помещений не разрешается.

По окончании всех работ по присоединению и продувке газопровода необходимо выполнять проверку плотности сварных швов прибором или мыльной эмульсией под рабочим давлением; произвести обход трассы газопровода; сделать отметку в наряде на газоопасные работы о выполнении работ по присоединению; внести соответствующие записи в строительный паспорт газопровода об изоляции места присоединения и засыпке котлована. Наряд на выполнение работ по присоединению и план работ со схемами должны быть приложены к исполнительной документации на газопровод и храниться вместе с ней.

Для разжима фланцевого соединения на толщину заглушки с прокладками применяются специальные приспособления, домкраты или медные клинья. Медные клинья допускается использовать для разжатия фланцев малых диаметров.

Для разжатия фланцевых соединений на газопроводах диаметром более 300 мм привариваются специальные кронштейны для установки между ними домкратов. Применение гидравлических и реечных домкратов недопустимо. Во избежание выскальзывания домкратов между ними и кронштейнами устанавливаются деревянные прокладки. Чтобы предотвратить падение и травмирование работающих, домкраты прикрепляются к газопроводу.

При установке заглушек на газопроводах необходимо проверить соответствие размеров заглушки фланцевому соединению, подготовить прокладки, разработать и смазать болтовые соединения.

8.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Для обеспечения сохранности и поддержания в исправном состоянии всех элементов систем газоснабжения предприятия газового хозяйства и предприятия-владельцы систем газоснабжения должны осуществлять комплекс эксплуатационных мероприятий: техническое обслуживание, плановые ремонты и аварийно-восстановительные работы.

Техническое обслуживание выполняется с последующей записью о его результатах в специальных журналах обслуживания газопроводов. Сроки обхода трасс газопроводов утверждаются вышестоящей организацией газового хозяйства и периодически пересматриваются в зависимости от условий эксплуатации и технического состояния газопроводов.

Наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них производится во время систематических *обходов трасс газопроводов.*

Трассу подземных газопроводов обходит бригада слесарей в составе не менее двух человек. За каждой бригадой закрепляются определенные участки трасс с прилегающими к ним вводами, разделенные для удобства обслуживания на маршруты.

Каждой бригаде обходчиков выдаются на руки маршрутные карты, в которых приведена схема трассы газопровода и ее характеристики, а также колодцы и подвалы зданий, расположенные в 15-метровой зоне газопровода. Перед допуском к первому обходу рабочий должен быть ознакомлен с трассой газопровода на местности.

При обходе подземных газопроводов выполняются следующие работы:

осмотр трасс газопроводов и выявление утечек газа по внешним признакам (пожелтение растительности на трассе, бурые пятна на снегу, выделение пузырьков);

проверка на загазованность газоанализатором или газоискателем всех газовых колодцев и контрольных трубок, а также колодцев и камер других подземных коммуникаций, подвалов, шахт, коллекторов, подземных переходов, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода;

очистка крышек газовых колодцев и коверов от снега, льда, загрязнений;

проверка сохранности, состояния настенных указателей и ориентиров газовых сооружений;

визуальная проверка состояния местности по трассе с целью выявления обрушений грунта или размыва трассы талыми и дождевыми водами;

контроль за выполнением условий производства строительных работ на расстоянии 15 м от трассы газопровода с целью предупреждения его повреждения;

выявление случаев строительства зданий и сооружений на расстоянии от газопровода, менее предусмотренного нормами.

Во всех случаях обходчики обязаны быть внимательными и оперативно принимать меры при выявлении нарушений. При производстве земляных работ на трассах действующих газопроводов другими организациями предприятие-владелец газопровода обязано обеспечить присутствие на трассе своего представителя, при необходимости может выполняться вскрытие газопровода для контроля его сохранности.

Засыпка вскрытого газопровода разрешается представителям предприятия-владельца газопровода только после проверки технического состояния газопровода.

Вскрытие газопровода используется для его осмотра и оценки технического состояния. Результаты осмотра заносятся в паспорт газопровода.

При обнаружении утечек газа рабочие обязаны немедленно об этом сообщать аварийно-диспетчерской службе, руководителям газовой службы, принять меры по проветриванию загазованных подвалов, колодцев, камер, первых этажей зданий, находящихся на расстоянии 50 м от газопровода.

В случае загазованности подвала находящиеся в здании люди до приезда аварийной бригады должны быть предупреждены о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами.

Подземные газопроводы периодически подвергаются техническому обследованию с помощью специальных приборов.

Техническое обследование подземных стальных газопроводов производится: при продолжительности эксплуатации газопроводов до 25 лет — не реже одного раза в пять лет, при продолжительности эксплуатации более 25 лет — не реже одного раза в три года. Газопроводы, предназначенные для капитального ремонта или замены, должны обследоваться не реже одного раза в год.

Внеочередное обследование подземных стальных газопроводов выполняется при разрыве сварных стыков, при сквозном коррозионном повреждении, в случае длительного (более 6 мес) бездействия установок электрохимической защиты.

При техническом обследовании проверяется герметичность газопроводов, качество сварных стыков, состояние изоляционного покрытия и металла трубы.

Для проверки состояния металла трубы, изоляционного покрытия, сварных стыков производится открытие шурфов. Длина открытого участка газопровода должна быть не менее 1,5 м. Места вскрытия шурфов, их количество определяются главным инженером предприятия газового хозяйства или начальником газовой службы предприятия. Один шурф вскрывается на каждые 500 м распределительных газопроводов и на каждые 200 м газопроводов-вводов.

Проверка герметичности подземных газопроводов на участках, расположенных под усовершенствованными дорожными покрытиями, или в период промерзания грунта производится методом

бурения скважин. Скважины бурят у стыков газопровода, а при отсутствии схемы стыков — через каждые 2 м. Расстояние от стенки газопровода должно быть не менее 0,5 м.

Допускается герметичность газопроводов проверять опрессовкой воздухом по нормам испытаний, согласно СНиП 3.05.02-88.

Герметичность газопроводов всех давлений и состояние изоляции проверяют также с помощью приборов без вскрытия грунта. Для этих целей используют приборы ГИВ-0,5, «Вариотек», АНПИ, ВТР-V и др.

Текущий ремонт газопроводов включает следующие основные работы:

устранение дефектов, выявленных при техническом обслуживании;

устранение провеса надземных газопроводов, восстановление или замена креплений надземных газопроводов;

окраска надземных газопроводов;

приведение в порядок настенных знаков;

проверка состояния люков, крышек колодцев, коверов и устранение перекосов, оседаний и других неисправностей;

окраска люков колодцев и коверов;

разборка задвижек, замена износившихся деталей, шабровка, расточка или замена уплотнительных колец и т. д.;

окраска задвижек, кранов и компенсаторов;

проверка плотности резьбовых соединений конденсатосборников, устранение повреждений их оголовков, наращивание или обрезка выводных трубок конденсатосборников и контрольных трубок;

проверка подземных вводов газопроводов в здания и приведение их в надлежащее состояние.

Работы по текущему ремонту должны выполняться по графику, утвержденному главным инженером предприятия. Ремонт запорной арматуры, компенсаторов, колодцев и коверов производится по мере необходимости; окраска надземных газопроводов и оборудования — по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет.

При ремонте запорной арматуры и компенсаторов выполняют: очистку арматуры и компенсаторов от грязи и ржавчины; окраску (при необходимости); разгон червяка у задвижек, его смазку; проверку и набивку сальника; проверку и ремонт приводного устройства задвижек; контроль состояния компенсаторов (стяжные болты должны быть сняты); проверку плотности всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений мыльной эмульсией; смену износившихся и поврежденных болтов и прокладок.

Результаты проверки и ремонта арматуры и компенсаторов заносят в паспорт газопровода.

Капитальный ремонт. Отбор объектов для капитального ремонта производится на основании дефектных ведомостей.

При капитальном ремонте подземных и надземных газопроводов выполняются следующие основные работы:

усиление отдельных сварных стыков путем установки муфт;
ремонт отдельных мест повреждений изоляции;
устранение провеса надземных газопроводов;
замена участков труб, пришедших в негодность;
замена изоляции вместе с трубами или без них на отдельных участках газопроводов;
ремонт кирпичной кладки колодцев с разборкой и заменой перекрытий, замена изношенных люков и крышек, полное восстановление или ремонт гидроизоляции колодцев;
наращивание колодцев по высоте, оштукатуривание колодцев заново, замена лестниц, ходовых скоб;
замена неисправных кранов и задвижек.

Кроме перечисленных работ при капитальном ремонте газопроводов производятся все виды работ, выполняемые при текущем ремонте и техническом обслуживании.

Аварийно-восстановительные работы относятся к внеплановым работам, необходимость выполнения которых появляется вследствие повреждений газопровода или сооружений на нем, создающих аварийную ситуацию. Аварийно-восстановительные работы должны проводиться немедленно.

Устранение снежно-ледяных и кристаллогидратных пробок в газопроводах и конденсатосборниках также относится к аварийно-восстановительным работам.

Для ликвидации образующихся закупорок газопроводов и арматуры пользуются: заливкой растворителя в газопровод; отогревом мест ледяной закупорки паром, продувкой газом или воздухом; прочисткой газопровода ершом.

Газопроводы в местах пересечения с железнодорожными путями и автомобильными дорогами, независимо от даты предыдущей проверки и ремонта, при проведении работ по расширению и капитальному ремонту основания дороги должны проверяться и при необходимости ремонтироваться или заменяться.

В случае строительства каналов, коллекторов и тоннелей на расстоянии до 3 м от подземного газопровода ранее не проверенные сварные стыки газопроводов, находящиеся на расстоянии 3 м от прокладываемого канала, подлежат контролю радиографическим методом.

Ударные механизмы для рыхления грунта при строительстве сооружений могут применяться на расстоянии не менее 3 м от подземного газопровода, а механизмы, способные значительно отклоняться от вертикальной оси (шар, клин-баба),— на расстоянии не менее 5 м.

Дефектные сварные стыки, сквозные коррозионные и механические повреждения газопроводов, каверны глубиной свыше 30 % толщины стенки металла трубы устраняются вваркой катушек длиной не менее 200 мм. Установка «заплат» на газопроводах запрещается. Для временного устранения утечки газа разрешается применение хомутов и бандажей, обеспечивающих герметичность соединений, при условии ежедневного их осмотра.

Персонал, связанный с эксплуатацией систем газоснабжения, обязан помнить, что при обнаружении опасной концентрации газа (более 1/5 нижнего предела взрываемости) в воздухе подвала здания, коллектора, подземного перехода газопроводы с утечками газа должны быть немедленно отключены. До устранения неплотностей эксплуатация газопроводов запрещается. Пользование открытым огнем недопустимо.

Дополнительные требования по эксплуатации систем газоснабжения на подрабатываемых территориях. Применение труб по ГОСТ 3262—75*, а также труб из кипящих сталей для строительства и ремонта подземных газопроводов не допускается.

Соединение труб газовой сваркой допускается только для газопроводов надземной прокладки давлением до 0,3 МПа, диаметром не более 100 мм.

Резинокордовые компенсаторы, устанавливаемые в колодцах на газопроводах, после окончания деформаций земной поверхности, если не предусмотрена повторная подработка, должны быть заменены прямыми вставками, а колодцы (ниши) засыпаны грунтом.

Обход подземных газопроводов в период сдвижения земной поверхности и до снятия напряжений в газопроводах путем разрезки должен производиться ежедневно.

8.5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГРП (ГРУ)

Общие сведения. На каждый ГРП (ГРУ) составляется паспорт, содержащий основные характеристики оборудования, средств измерений и помещения. В ГРП (ГРУ) вывешиваются технологические схемы, инструкции по эксплуатации, технике безопасности и пожарной безопасности.

При эксплуатации ГРП (ГРУ) выполняют техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт. Результаты ревизий (ремонтов) оборудования, связанных с заменой деталей и узлов оборудования, заносятся в паспорт ГРП (ГРУ). О всех других работах выполняют записи в эксплуатационном журнале, где также указывают нарушения нормальной работы оборудования и принятые меры по устранению неисправностей.

Параметры настройки оборудования ГРП (ГРУ) устанавливаются главным инженером предприятия газового хозяйства для бытовых потребителей или ответственным за газовое хозяйство предприятий-потребителей газа.

При этом максимальное рабочее давление газа после регулятора для бытовых потребителей не должно превышать 300 даПа для газопроводов природного газа. Предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регуляторы давления, должны обеспечивать сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15 %. Верхний предел срабатывания предохранительных запорных клапанов не должен превышать 25 % максимального рабочего давле-

ния газа после регулятора. Не допускается колебание давления газа на выходе из ГРП (ГРУ), превышающее 10 % рабочего давления. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа должны устраняться немедленно в аварийном порядке.

Запорные устройства на обводной (байпасной) линии и перед сбросным предохранительным клапаном должны быть опломбированы.

Подача газа по обводной линии допускается только в течение времени, необходимого для ремонта оборудования и арматуры, или в период снижения давления газа перед ГРП (ГРУ) до величины, не обеспечивающей надежную работу регуляторов давления.

Работы должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее двух человек, один из которых назначается старшим.

Основные эксплуатационные работы включают:

осмотр технического состояния в сроки, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации, — устанавливаются предприятием;

проверка неисправности и параметров настройки предохранительных запорных и сбросных клапанов — не реже одного раза в два месяца, а также после ремонта оборудования;

техническое обслуживание — ежегодно;

текущий ремонт — по истечении 6 мес после проведения технического обслуживания, но не реже одного раза в год, если завод-изготовитель оборудования не требует проведения ремонтов в более короткие сроки;

капитальный ремонт — при замене оборудования, средств измерения, отопления, освещения и восстановлении строительных конструкций здания на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам осмотров.

Работы, выполняемые при осмотре технического состояния ГРП (ГРУ):

проверка по приборам давления газа до и после регулятора перепада давления на фильтре;

проверка отсутствия загазованности (при обнаружении загазованности — установление герметичности соединений с помощью мыльной эмульсии);

контроль за правильностью положения молоточка и надежностью сцепления рычагов предохранительно-запорного клапана;

проверка состояния и работы систем электроосвещения, вентиляции, отопления, визуальное выявление трещин и неплотностей в стенах;

внешний и внутренний осмотр здания, при необходимости очистка помещения и оборудования от пыли, посторонних предметов и загрязнений;

осмотр прилегающей территории с целью выявления несогласованных строительных работ, складирования материалов и др.

Технический осмотр проводится двумя рабочими.

Засоренность фильтра определяется регистрирующим дифманометром или показывающими манометрами, установленными до и после фильтра.

Разработка и очистка кассеты фильтра производится вне помещения в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ не менее чем на 5 м.

При настройке и проверке параметров предохранительных клапанов не должно изменяться рабочее давление газа после регулятора. Для этого предусматриваются дополнительные приспособления. На патрубке перед сбросным клапаном врезается штуцер, к которому подключаются через тройник насос и манометр. Настройка производится при закрытом запорном устройстве перед клапаном.

Для настройки предохранительного запорного клапана от него отключается импульсная линия и производится настройка с использованием тройника.

При техническом обслуживании ГРП (ГРУ) выполняются:

проверка хода и плотности закрытия задвижек и клапанов;

контроль плотности всех соединений и арматуры, устранение утечек газа;

смазка трущихся частей и перенабивка сальников;

определение плотности и чувствительности мембран регуляторов давления и регулятора управления;

продувка импульсных трубок к приборам, регулятору, клапанам;

испытание разделительных уплотнений, установленных в трубах электропроводки на герметичность воздухом давлением 0,25 МПа в течение 3 мин, при этом падение давления должно быть не более 0,05 МПа;

проверка настройки запорных и сбросных клапанов.

При ежегодном текущем ремонте выполняют:

разборку регуляторов давления и клапанов с очисткой от коррозии и загрязнений; проверку плотности прилегания клапанов к седлу; контроль состояния мембран; смазку трущихся частей; ремонт или замену изношенных деталей; проверку надежности крепления конструкционных узлов, не подлежащих разборке;

разборку запорной арматуры, не обеспечивающей герметичности закрытия;

осмотр и очистку фильтра;

работы, которые должны выполняться при техническом обслуживании.

Отключающие устройства на линии регулирования при разборке оборудования должны быть в закрытом положении.

На границах отключенного участка после отключающего устройства перед регулятором и перед отключающим устройством после регулятора должны устанавливаться заглушки, рассчитанные на максимальное давление газа. При отсутствии заглушек разборка запрещается.

Работы по планово-предупредительному осмотру и ремонту оборудования ГРП (ГРУ) являются газоопасными и выполняются под руководством специалиста. Они проводятся по наряду на выполнение газоопасных работ и специальному плану, утвержденному главным инженером газового хозяйства. В плане работ указываются: лицо, ответственное за проведение планово-предупредительного осмотра или ремонта оборудования ГРП (ГРУ); потребность в механизмах, приспособлениях, приборах и материалах; последовательность и условия проведения работ; схема расстановки людей; мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность работ.

Численность бригады, выполняющей работы по планово-предупредительному ремонту оборудования ГРП (ГРУ), устанавливается руководителем предприятия, но не менее трех человек.

Получив наряд на проведение планово-предупредительного осмотра или ремонта ГРП (ГРУ), руководитель работ обязан: ознакомить бригаду с планом проведения работ; обеспечить бригаду необходимым для производства работ инструментом, оборудованием, приборами, запасными частями и материалами; средствами личной защиты, предварительно проверив их исправность; предупредить о предстоящих работах потребителей газа.

На месте выполнения работ руководитель работ обязан произвести инструктаж рабочих, включающий разбор порядка проведения планово-предупредительного осмотра или ремонта, конкретную задачу каждого члена бригады, рассмотрение плана ликвидации возможных аварий при выполнении работ, безопасное ведение работ с учетом требований правил и инструкций. Все члены бригады после инструктажа расписываются в наряде.

Работа в периодически обслуживаемых ГРП относится к категории газоопасных. В связи с этим должны строго соблюдаться меры по технике безопасности: запрещается курение и пользование огнем в помещении ГРП и на расстоянии до 10 м от него, осмотр ГРП производится двумя и более рабочими, снабженными шланговыми противогазами (один рабочий должен оставаться снаружи и наблюдать за вошедшими в помещение, которое предварительно необходимо проветрить), при сильном запахе газа входить в помещение можно только в шланговом противогазе.

При производстве ремонтных и других работ не допускается искрообразование, поэтому рабочая часть инструмента должна выполняться из цветных металлов или обильно смазываться техническим вазелином. На период работы полы во избежание искрения от падения деталей застилаются резиновыми ковриками.

Во избежание воспламенения или взрыва воспрещается выявлять утечки газа в разъемных соединениях газопроводов и оборудования с помощью огня. Определять утечки следует по запаху, звуку вытекающего газа или промазыванием мыльным раствором, в который зимой для предохранения от замерзания добавляется спирт. При сильной утечке газа эксплуатацию ГРП

следует прекратить. ГРП должны быть снабжены первичными средствами пожаротушения (песок, асбестовая кошма, огнетушитель и др.). Работа вентиляционных устройств должна систематически контролироваться.

Доступ в ГРП посторонним лицам запрещен. В период отсутствия обслуживающего персонала ГРП (ГРУ) должен быть закрыт на замок. На видном месте должны быть сделаны предупредительные надписи, запрещающие пользоваться огнем.

В процессе профилактических ремонтов и осмотров оборудования ГРП (ГРУ) для бесперебойного снабжения газом потребителя используют обводную линию (байпас). *Для перевода работы ГРП (ГРУ) с регулятора на байпас* необходимо:

предупредить обслуживающий персонал о переходе на байпас;

снизить регулятором давление примерно на 10 % заданного;

открыть наполовину первый по ходу потока газа запорный орган и, медленно открывая второй, установить по манометру прежнее давление;

выключить регулятор давления из работы, вывернув регулировочную пружину до отказа;

полностью закрыть запорный орган перед регулятором, а затем после регулятора;

закрыть предохранительный запорный клапан (ПКН) и краны на импульсных трубопроводах;

установить непрерывный контроль за манометром, показывающим давление в выходном газопроводе, поддерживая на заданном уровне регулировкой вручную степень закрытия второго запорного органа на байпасе;

сообщить обслуживающему персоналу о том, что переход на байпас закончен;

установить заглушки на ремонтируемом участке.

По окончании ремонта оборудование ГРП (ГРУ) переводят работу с байпаса на регулятор. Для этого необходимо:

снять заглушки с ремонтируемого участка;

предупредить обслуживающий персонал о переходе работы ГРП (ГРУ) на регулятор давления;

проверить настройку ПКН на срабатывание по максимуму и минимуму и поднять его запорный орган;

проверить настройку срабатывания ПКН;

осмотреть регулятор давления, убедиться в его исправности и открытии запорной арматуры на импульсных трубопроводах;

открыть запорный орган за регулятором;

снизить давление газа в выходном газопроводе на 10 % за счет прикрытия второго запорного органа на байпасе;

медленно открыть запорный орган перед регулятором, наблюдая за показаниями манометра на выходном газопроводе;

установить в выходном газопроводе требуемое давление, медленно нагружая регулировочную пружину регулятора;

медленно закрыть запорный орган на байпасе, следя за давлением в выходном газопроводе;

увеличить давление регулятором в случае необходимости (по шуму дросселируемого потока газа будет слышно, что регулятор давления взял работу на себя);

полностью закрыть оба запорных органа на байпасе;

убедиться, что регулятор работает устойчиво;

сообщить обслуживающему персоналу, что переход на регулятор закончен.

При текущем ремонте здания ГРП (ГРУ) выполняют следующие работы:

ремонт строительных конструкций;

проверку и прочистку дымоходов (один раз в год перед отопительным сезоном);

ремонт системы отопления, включая отопительную установку (один раз в год перед отопительным сезоном);

побелку или окраску стен здания и окраску кровли (не реже одного раза в три года);

ремонт средств связи и освещения (немедленно после выявления неисправностей).

Проверку сопротивления заземляющего устройства с выборочным вскрытием грунта, осмотром состояния заземлителей выполняют через год после начала эксплуатации, а затем не реже одного раза в шесть лет.

Включение ГРП (ГРУ). После кратковременного перерыва в работе (на ночь или выходные дни) ГРП (ГРУ) включается в следующем порядке:

при входе в помещение нужно убедиться, что оно не загазовано, и обстоятельно проветрить его открытием двери или окон; проверить состояние и положение запорных устройств ГРП (ГРУ). Все они (кроме запорных устройств после регулятора, до и после счетчиков, а также на продувочном трубопроводе после регулятора) должны быть закрыты;

открыть краны перед манометрами на вводе и после регулятора;

осторожно открыть задвижку на вводе в ГРП (ГРУ) и проверить наличие давления газа, достаточного для работы;

осмотром проверить исправность регулятора. У регуляторов РД-32М и РД-50М контролирует ослабление регулировочной пружины, открытие крана на импульсной трубке; у пилотных регуляторов — ослабление пружины пилота (регулировочный винт пилота должен быть вывернут) и открытие кранов на импульсных трубках;

осмотреть ПКН, рычагом поднять его тарелочку и закрепить в этом положении защелкой. Ударный молоточек пока не устанавливать, так как зацепление его с рычагом мембраны без давления газа под ней невозможно. Проверить, чтобы краны на байпасе и импульсной трубке были закрыты. Если в ГРП (ГРУ) установлен клапан ПКК-40МС, то следует немного вывернуть пусковую пробку и, выждав несколько секунд, завернуть ее обратно;

при наличии жидкостного сбросного клапана убедиться, что он залит водой до установленного уровня;

открыть запорные устройства после счетчиков (если были закрыты) и очень медленно, наблюдая за показаниями манометра после регулятора, открыть запорное устройство перед ним;

убедившись в устойчивой работе регулятора, поднять ударный молоточек ПЗК, зацепить его за рычаг мембраны, до этого открыв кран на импульсной трубке ПЗК;

убедившись, что газ поступает к потребителям, закрыть продувочный трубопровод и перед уходом выключить водяные и ртутные манометры, так как в случае неисправности регулятора жидкость из манометра может быть выброшена, а помещение ГРП (ГРУ) загазовано.

Первичный пуск ГРП (ГРУ) производят после испытания его трубопроводов и оборудования приемочной комиссией и подписания акта приемки, а также после контрольной опрессовки и продувки газопровода перед ГРП (ГРУ).

При подготовке к первичному пуску проверяют также состояния помещения и всего газового оборудования ГРП (ГРУ) согласно изложенному выше.

ПЗК настраивают на срабатывание при максимальном и минимальном давлениях, указанных в эксплуатационной инструкции. Жидкостный сбросной клапан заполняют жидкостью до установленного уровня. Затем осторожно открывают запорное устройство на вводе и на 20...30 с приоткрывают запорное устройство на байпасе ГРП (ГРУ), а затем производят продувку при давлении газа, допускаемом инструкцией для данного регулятора. После этого включают в работу регулятор и устанавливают натяжением регулировочной пружины или пилотом необходимое выходное давление. Убедившись в исправной работе регулятора, поднимают ударный молоточек ПКН и открывают кран на импульсной трубке к нему.

Если установлен клапан ПКК-40МС, то включают его открытием и последующим закрытием пусковой пробки. По окончании настройки регулятора счетчики и их обводные трубопроводы продувают совместно с газопроводами от ГРП (ГРУ) к агрегатам: сначала по обводным трубопроводам счетчиков в течение 3...5 мин, а затем через счетчики 1...2 мин. Для включения счетчиков медленно открывают запорное устройство после них, затем перед ними и закрывают запорное устройство на обводном трубопроводе.

При наличии расхода газа через продувочные трубопроводы потребителей включают счетчики и закрывают кран на продувочном трубопроводе ГРП. При наличии жидкостного сбросного клапана открывают перед ним кран и проверяют его работу подъемом давления газа после регулятора до необходимого для его срабатывания. Аналогично проверяют настройку пружинного сбросного клапана.

Таблица 8.1. **Характерные неисправности регуляторов давления**

Неисправность	Вероятные причины неисправности	Способ устранения
	РД-32М и РД-50М	
Давление газа на выходе резко повышается	Разорвана мембрана	Отвернуть крышку колпака и при наличии запаха газа заменить мембрану
Уменьшение нажима настроечной гайки на пружину не понижает давления газа на выходе	Заклинило рычажную передачу	Разобрать и прочистить сочленения рычажной передачи
При отсутствии расхода газа давление на выходе постепенно растет	Перекосился клапан. Выпала из гнезда или сильно изношена уплотнительная резина	Устранить перекос. Заменить резину иовой большего диаметра или поставить ее на клей № 88
Давление газа на выходе резко или постепенно снижается	Сломалась пружина настройки. Заклинило рычажную передачу или толкатель	Заменить пружину. Разобрать и прочистить сочленения рычажной передачи
	Засорился или обледенел клапан или фильтр	Отделить корпус и прочистить отверстие клапана. Произвести ревизию фильтра
Выходное давление пульсирует	Велико трение в направляющей толкателя	Прочистить направляющую толкателя клапана
Регулятор «качает»	Недостаточный расход газа	Увеличить расход газа или уменьшить перепад давления частичным перекрытием входного отключающего устройства. Заменить сопло клапана меньшим по диаметру
	Неправильно выбрано место отбора импульса выходного давления	Осуществить отбор импульса из обводного газопровода. Врезать в импульсную трубку игольчатый вентиль
Регулятор не работает, давление на выходе резко колеблется	Засорились импульсная или дыхательная трубка	Продуть трубки
	Не уплотнен предохранительный клапан	Перебрать клапан
	Велика длина дыхательной трубки, недостаточен ее диаметр.	Изменить размеры дыхательной трубки
	Засорена дыхательная трубка	Прочистить дыхательную трубку
	РДУК-2	
При полностью ослабленной пружине пилота давление на выходе повышается более чем на 20 % номинального	Негерметичен клапан регулятора	Произвести ревизию клапана и сменить резиновую прокладку
Прекратилось поступление газа в сеть	Порвалась мембрана на клапане	Заменить мембрану
Регулятор не реагирует на изменение давления	Порвалась мембрана пилота	То же

Продолжение табл. 8.1

Неисправность	Вероятные причины неисправностн	Способ устранения
на выходе, которое непрерывно возрастает		
Регулятор на среднем давлении газа на выходе (20...60 кПа) работает неустойчиво	Велика чувствительность мембраниого полотна пилота	Заменить пружину пилота КН пружиной от пилота КВ
Регулятор при малом расходе не поддерживает постоянства давления газа на выходе	Регулятор выбран с большим запасом по пропускной способности	Заменить регулятором, рассчитаиным на меньший расход, или уменьшить размеры седла и тарелки клапана
Давление газа на выходе изменяется вместе с изменением давления на входе	Регулятор не имеет сбросного дросселя газа из пилота или не имеет демпфирующего дросселя	Если нет дросселей, установить их
Выходиое давление падает. Поджатие пружины пилота не повышает давления	Засорена импульсная трубка пилота	Произвести чистку фильтра в верхней части регулятора, продуть импульсиую трубку
Регулятор работает неустойчиво	Импульс к пилоту отбирается из газопровода с большой скоростью потока	Перенести отбор на участок газопровода, в котором нет большой скорости
Давление газа на выходе резко возрастает или падает, не возвращаясь к исходному	Засорены дроссели	Вывериуть дроссели и прочистить их продувкой
Возросшее давление на выходе не снижается	Неплотно закрывается клапан пилота	Заменить прокладку в клапаие

После включения ГРП (ГРУ) в работу необходимо проверить плотность всех соединений мыльным раствором и обнаруженные утечки немедленно устранить.

Выключение ГРП (ГРУ). Для выключения ГРП (ГРУ) следует:

осторожно вывести из зацепления молоточек ПЗК и закрыть кран на его импульсной линии;

закрыть запорное устройство на вводе в ГРП (ГРУ) и убедиться в понижении давления газа на входе до нуля;

закрыть запорное устройство перед регулятором, ослабить регулировочную пружину в регуляторах типа РД-32М и 50М, в пилотных регуляторах вывернуть до отказа винт пилота;

закрыть ПКН;

выключить манометры и открыть кран на свечу после регулятора;

если ГРП (ГРУ) работал на байпасной линии, закрыть задвижки на вводе и затем на байпасной линии.

При выключении ГРП (ГРУ) и подключении сбросного клапана к газопроводу после счетчиков запорное устройство за регулятором допускается оставлять открытым, чтобы предупредить

возможность разрыва мембраны регулятора (если она не имеет встроенного предохранительного клапана) или пилота повышенным давлением газа в случае его пропуска золотником регулятора и запорным устройством перед ним.

В табл. 8.1 приведены основные неполадки регуляторов давления РД и РДУК.

Кроме того, следует обращать внимание на возможные дефекты пилотов управления КН (КВ) во время пуска в работу и при ремонте регуляторов.

Ход клапана должен быть 1,5...2 мм. Если он окажется больше, то следует укоротить шпильку толкателя, при ходе менее 1,5 мм — шпильку заменить на более длинную. Шпилька изготовляется строго прямой из стальной пружинной проволоки диаметром 1,4 мм с концами сферической формы.

При отсутствии нажима пружины (стакан вывернут) тарелка золотника должна плотно закрывать отверстие седла. Утечка газа через клапан не допускается.

Клапан должен легко двигаться в направляющих.

Смещение центра мембраны более чем на 1 мм не допускается. Правильность расположения центра проверяется через резьбовое отверстие крышки мембраны.

Неперпендикулярность торцов пружины к ее оси не должна превышать 0,5 мм.

Внутренний диаметр пружины должен быть равен 27,5...28 мм. Высота полностью сжатой пружины для КН2 — не более 32 мм, КВ2 — не более 38 мм.

Не допускаются утечки из внутренних полостей пилота.

8.6. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ

Предприятия, эксплуатирующие газопроводы из полиэтиленовых труб, должны обеспечиваться эксплуатационно-технической документацией, аналогичной документации для газопроводов из стальных труб (см. разделы 8.1 и 8.2).

К эксплуатации полиэтиленовых трубопроводов допускаются работники, сдавшие экзамены по правилам и инструкциям эксплуатации и ремонта газопроводов из полиэтиленовых труб, а также по Правилам безопасности в газовом хозяйстве и имеющие соответствующие удостоверения. Сварщики должны иметь специальную подготовку и практический опыт работы по сварке труб из полиэтилена.

Все работы, связанные с эксплуатацией и ремонтом полиэтиленовых газопроводов, выполняются в соответствии со специально разработанными инструкциями.

Обход трасс полиэтиленовых газопроводов в первый год их эксплуатации производится на газопроводах низкого давления не реже одного раза, а на газопроводах среднего и высокого давления не реже двух раз в неделю. При обходе трассы и про-

верке загазованности сооружений следует руководствоваться сведениями разд. 8.4.

При техническом обследовании полиэтиленовых газопроводов проверяют герметичность газопроводов с помощью высокочувствительного газоискателя (в застроенной части поселка — не реже одного раза в год, преимущественно в весенний период, в незастроенной части — не реже одного раза в пять лет).

При дальнейшей эксплуатации сроки обхода трасс определяются эксплуатационной организацией на основании условий прокладки, состояния газопроводов и опыта обслуживания.

Поврежденные участки полиэтиленовых газопроводов, узлы неразъемных соединений и соединительные детали, не обеспечивающие герметичности, должны вырезаться и заменяться новыми.

Ремонтные работы должны выполняться согласно нормам «Альбома технологических карт строительства распределительных газопроводов из полиэтиленовых труб», разработанным Саратовским институтом Гипрониигаз.

Состояние полиэтиленовых труб, их соединений и изоляции стальных вставок определяется шурфовым осмотром, производимым только в местах установки стальных вставок. На 1 км распределительных газопроводов и на каждой квартальной разводке проверяется не менее одной вставки. Для возможности осмотра соединений полиэтиленового газопровода со стальной вставкой длина расходного участка газопровода должна быть 1,5 м. Засыпка газопровода после шурфового осмотра выполняется песком или мягким грунтом без комьев и твердых включений на высоту не менее 20 см от верхней образующей трубы с тщательной подбивкой пазух. Последующая засыпка производится обычным порядком.

Ремонт полиэтиленовых газопроводов в зависимости от степени разрушения выполняется без замены или с заменой поврежденного участка. При локализации аварий для ликвидации утечек газа из полиэтиленовых газопроводов всех давлений в качестве временной меры допускается применение бандажей, хомутов и муфт с уплотнением из маслобензостойкой резины по ГОСТ 1338—78*, а для газопроводов низкого давления — липкой синтетической ленты по ТУ 102-320-82, ТУ 102-166-82 или глиняного пластыря.

При нарушении стыков полиэтиленовых труб, а также при значительных механических повреждениях трубопровода (более 35 мм) ремонт должен производиться путем вырезки дефектных участков и вварки полиэтиленовых катушек длиной не менее 500 мм.

Допускается ремонт газопроводов низкого и среднего давления с помощью стальной вставки на неразъемных соединениях с полиэтиленовыми трубами. При обнаружении неплотностей в неразъемных соединениях полиэтиленовых труб со стальными эти соединения вырезаются и заменяются новыми. Качество ре-

монтных работ определяется наружным осмотром и проверкой плотности соединений приборным методом или пневматическим испытанием всей системы.

При капитальном ремонте полиэтиленовых газопроводов производится замена участков с дефектными трубами или стыками, ремонт колодцев, арматуры, переходов и т. п.

Присоединение вновь построенных газопроводов к действующим, заполнение их газом, а также продувка после выполнения врезки являются газоопасными работами и должны выполняться в соответствии с требованиями Правил безопасности в газовом хозяйстве. Работы по присоединению (врезке) новых газопроводов к действующим газопроводам из полиэтиленовых труб должны выполняться специализированными бригадами или службами предприятий газового хозяйства или организациями, выполняющими их функции.

Испытание газопровода проводят под руководством специально выделенного специалиста. Лица, участвующие в работах по испытанию, должны быть предварительно проинструктированы. При испытании запрещается ходить по газопроводу, садиться на него, прислонять к нему переходные мостики, обстукивать и отрывать трубы от земли или оттягивать от стенок траншеи.

На время проведения пневматических испытаний трубопроводов должна устанавливаться охраняемая зона. Минимальное расстояние в любом направлении от испытываемого трубопровода до границы зоны при подземной прокладке — 10 м. Наблюдение за охраняемой зоной осуществляют контрольные посты: для наружных трубопроводов в условиях хорошей видимости ставят один пост на 200 м трубопровода; в остальных случаях число постов определяют с учетом местных условий. В вечернее и ночное время охраняемая зона должна быть хорошо освещена.

Пребывание людей в охраняемой зоне во время подъема давления в трубопроводах при испытаниях на прочность запрещена. Компрессор, используемый при проведении испытаний, следует расположить вне охраняемой зоны. При подъеме давления в газопроводе необходимо непрерывно наблюдать за показаниями манометров. В случае повышения давления в трубопроводе (вследствие его нагрева) производится сброс воздуха. При обнаружении трещин или других повреждений, утечек воздуха на разъемных соединениях испытания прекращаются до устранения неисправностей и повреждений. Перед продувкой трубопроводов после испытаний у концов труб устанавливают щиты для защиты людей от выдуваемых твердых частиц и предметов.

8.7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВОК СЖИЖЕННОГО ГАЗА

При эксплуатации установок сжиженного газа выполняют слив газа в резервуар установки (по графику); замену баллонов (по заявке); техническое обслуживание и ремонт.

Техническое обслуживание установок сжиженного газа про-

водится для своевременного выявления и устранения повреждений, которые могут повлечь за собой утечки газа или нарушения нормальной подачи газа потребителям.

Обслуживание газового оборудования при газоснабжении от индивидуальных шкафных, групповых резервуарных и шкафных установок в жилых домах, общественных зданиях, предприятиях бытового и коммунального назначения проводится в следующие сроки:

Техническое обслуживание:	
газовых водонагревателей и отопительных приборов	не реже одного раза в год
газовых плит	не реже одного раза в три года
Профилактическое обслуживание газового оборудования при газоснабжении от индивидуальных газобаллонных установок, размещенных внутри зданий	при замене баллонов
отключающих устройств на вводах, вводных газопроводах низкого давления в здания	при техническом обслуживании (плановом ремонте, ревизии)
внутридомового газопровода и газового оборудования общественных зданий, предприятий бытового и коммунального назначения	не реже одного раза в квартал
Обход групповых резервуарных установок и подземных газопроводов, проложенных от них	не реже одного раза в четыре дня
Проверка техинического состояния и регулировка оборудования групповых резервуарных установок	не реже пяти раз в год
Ревизия оборудования групповых резервуарных устаиовок	не реже одного раза в год
Окраска баллонов для установок сжиженного газа и нанесение надписи «пропан-бутан»	не реже одного раза в пять лет
Гидравлическое испытание баллонов установок сжиженного газа	то же
Осмотр и гидравлическое испытание резервуаров групповых установок	не реже одного раза в десять лет
Проверка плотности подземиой части вводов газопроводов низкого давления пневматическим испытанием или приборным контролем	не реже одного раза в три года
Проверка рабочих манометров контрольным манометром	один раз в 6 мес
Устранение неисправностей по вызовам абонентов	немедленно

Установки сжиженного газа закрепляются за определенной группой работников для систематического контроля и выполнения необходимого объема работ.

Специалисты и рабочие несут персональную ответственность за качество выполняемых работ и состояние оборудования.

При текущем ремонте индивидуальных баллонных установок дополнительно проверяется правильность установки шкафа для баллонов и его крепление, крепление и окраска газопроводов, проходящих по наружным стенам зданий и шкафов; устраняются обнаруженные дефекты.

Замена баллонов. В установках сжиженного газа у потребителей замена баллонов выполняется работниками предприятия га-

зового хозяйства по производственным инструкциям, утвержденным главным инженером предприятия.

Допускается замена баллонов газобаллонных установок лицами (абонентами) не моложе 18 лет, прошедшими практическое обучение и получившими разрешение на проведение этих работ от предприятий газового хозяйства. НПО Укргаз разработано Типовое положение по замене газовых 50-литровых баллонов абонентами.

У абонентов, самостоятельно производящих замену баллонов, профилактическое обслуживание установок выполняется один раз в год.

Запрещается эксплуатация установок сжиженного газа при неисправностях регуляторов, предохранительных устройств, КИП и утечках газа.

Манометры должны проверяться и пломбироваться Госстандартом УССР один раз в год.

Ремонт, осмотр и испытание баллонов и резервуаров производятся в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Началом эксплуатации баллона является его наполнение. Все операции по наполнению баллонов должны выполняться по специальной инструкции и только в местах и на установках для этого предназначенных.

Недолив газа до заданного количества приносит ущерб потребителю, а перелив сверх допустимых пределов может привести к разрыву баллона с тяжелыми последствиями.

Для пропан-бутановой смеси (70 % пропана и 30 бутана) избыточное давление в баллоне зависит от условий заполнения, состава газа и наружной температуры следующим образом:

Заполнение баллона, %	74	80	85	90	95
Перепад температуры, при которой баллон заполняется полностью, °С	104	77,7	55	34,6	16,3
Избыточное давление, возникающее в баллоне, заполненном жидкостью, при повышении температуры на 1 °С, МПа			0,805		
Избыточное давление в баллоне, МПа, при температуре, °С:					
+50	14,5	14,5	14,5	124	271
+60	18,1	18,1	18,1	204	352

Из приведенных данных видно, что при заполнении баллона до 85 % даже при температуре 50 °С давление в баллоне не повышается выше рабочего (1,6 МПа), что значительно ниже разрушающего давления для баллонов (8...13 МПа). При заполнении баллона на 95 % и перепаде температуры в 15...17 °С произойдет полное заполнение баллона жидкостью. Поэтому строго должны соблюдаться нормы заполнения баллонов и предотвращаться перегрев баллонов.

Максимальное рабочее давление газа после регуляторов групповых баллонных и резервуарных установок не должно превы-

шать 400 даПа. Сбросные и запорные предохранительные клапаны установок настраиваются на давление, равное 1,15 и 1,25 максимального рабочего.

Проверка исправности и параметров настройки регуляторов давления и предохранительных клапанов проводится не реже одного раза в 2 мес.

Предохранительные клапаны подземных резервуаров подвергаются проверке на исправность не реже одного раза в год.

Слив сжиженного газа в резервуарные установки выполняется по производственным инструкциям, утвержденным главным инженером предприятия. Слив газа в резервуарные установки запрещается при выявлении неисправностей, истечении очередного освидетельствования резервуаров, остаточном давлении в них менее 0,05 МПа и отсутствии на установках первичных средств пожаротушения.

Автоцистерны сжиженного газа и резервуары в период слива — налива должны соединяться резинотканевыми рукавами по жидкой и паровой фазам. Автоцистерна и рукава должны заземляться.

Максимальный уровень наполнения резервуаров не должен превышать 85 % их вместимости.

Удалять избыток газа из резервуаров и баллонов выпуском его в атмосферу запрещается.

Установки сжиженных газов должны обеспечиваться первичными средствами пожаротушения: площадка резервуарной установки — ящиком с песком вместимостью 0,5 м^3, двумя лопатами, асбестовым полотном размером 2×2 м; помещение групповой баллонной установки — огнетушителем типа ОУ-2 или ОП-5.

Выполнение газовой сварки, резки и других видов газопламенной обработки с применением сжиженного газа в колодцах, шахтах, в цокольных и подвальных помещениях и других подземных коммуникациях запрещается.

8.8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ И ЦЕХОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Внутриплощадочные сети и ГРП промышленных предприятий, а также внутрицеховое газовое оборудование находятся на балансе предприятий, которые осуществляют эксплуатацию всего газового хозяйства и несут ответственность за его состояние.

На газифицированных промышленных и коммунальных объектах приказом руководителя назначается ответственный за газовое хозяйство, отвечающий за состояние газопроводов и приборов, за правильность их обслуживания, обеспечение предприятия необходимыми инструкциями и плакатами и т. д.

На крупных предприятиях персонал, занятый обслуживанием и ремонтом газового хозяйства, организуется в специальную газовую службу во главе с начальником. Газовая служба каждого предприятия оснащается необходимым инструментом, прибора-

ми контроля (газовой аппаратурой, манометрами и др.) и средствами защиты (противогазами, спасательными поясами и др.). Начальник газовой службы ведет необходимую техническую документацию по газовому хозяйству (паспорта, наряды, акты и т. д.). Он также располагает исполнительными чертежами на все подземные, надземные и внутрицеховые газопроводы, ГРП (ГРУ) и другие объекты газового хозяйства.

Каждое предприятие должно иметь инструкции по эксплуатации оборудования, разработанные применительно к местным условиям с учетом требований Правил безопасности в газовом хозяйстве и утвержденные руководителем предприятия. Кроме инструкций, составляются схемы газопроводов с указанием мест установки запорной арматуры, средств измерений, регулирующих и предохранительных устройств, газопотребляющих приборов, установок и агрегатов. Арматура, оборудование и средства измерения должны быть пронумерованы.

Инструкции и схемы вывешиваются на рабочих местах (в ГРП (ГРУ), на газопотребляющих агрегатах и др.). В цехах предприятий вывешивают предупредительные надписи или плакаты по технике безопасности при эксплуатации оборудования и агрегатов на газовом топливе. Если в цеху предприятия установлены однотипные газопотребляющие агрегаты, то инструкции для них вывешивают общие (в одном экземпляре).

Главный инженер предприятия утверждает план предотвращения и ликвидации аварий в газовом хозяйстве, который подлежит ежегодному пересмотру.

Профилактическое обслуживание газового оборудования (периодические осмотры, текущий и капитальный ремонты) проводятся во время обслуживания и ремонта газопользующих установок.

При отсутствии указаний заводов-изготовителей газопроводы и газовое оборудование подвергаются техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц; текущему ремонту — не реже одного раза в год. Проверка и прочистка газоходов проводятся при ремонте газового оборудования и при нарушении тяги.

Подача газа на газоиспользующую установку должна прекращаться немедленно в случаях, предусмотренных инструкцией по эксплуатации, а также:

при погасании контролируемого пламени горелок;

недопустимом повышении или понижении давления газа;

отключении дутьевых вентиляторов или недопустимых отклонениях в подаче воздуха для сжигания газа на горелках с принудительной подачей воздуха;

отключении дымососов или недопустимом снижении разрежения в поточном пространстве;

появлении неплотностей в обмуровке и газоходах;

прекращении подачи электроэнергии или исчезновении напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления, на средствах измерения;

Таблица 8.2. Сроки проведения профилактических осмотров и ремонтов [22]

Объект	Краткое содержание работ	Срок проверки
	Планово-предупредительный осмотр	
Все оборудование и приборы	Внешний осмотр	Ежедневно
Запорная арматура	Проверка плавности хода и плотности закрытия	Один раз в месяц
Фильтр газовый	Проверка засоренности без вскрытия	Один раз в месяц
Предохранительный запорный клапан	Проверка параметров настройки	После ремонта и один раз в два месяца
	Проверка срабатывания и плотности закрытия	То же
Регулятор давления	Проверка плавности регулирования и плотности закрытия	»
Сбросные устройства	Проверка на срабатывание при заданном режиме и плотности закрытия клапана	»
	Проверка уровня жидкости	Ежедневно
Узел измерения расхода газа	Заливка масла в коробки шестерен ротационного счетчика	Один раз в неделю
	Проверка уровня жидкости в дифманометре	Ежедневно
	Проверка перепада давления на ротационном счетчике	Один раз в месяц
	Промывка ротационных счетчиков	После остановки длительностью более одного месяца
Узел измерения расхода газа	Промывка фильтра счетчика	Один раз в год
	Проверка импульсных линий расходомеров на герметичность	Один раз в месяц
	Проверка расходомеров по перепаду	То же
Разъемные соединения, сальники	Проверка на герметичность	Один раз в неделю
Газопровод	Проверка состояния и прочности опор и креплений	Один раз в месяц
Помещение ГРП	Проверка загазованности помещений на запах или газоиндикатором	При посещении
	Отбор пробы воздуха для лабораторного анализа	Два раза в месяц
Помещение котельной	Проверка загазованности помещения на запах	Постоянно при работе оборудования
	Отбор проб воздуха для лабораторного анализа	Один раз в месяц
Системы отопления и вентиляции	Проверка работоспособности	Один раз в неделю
Системы электрооборудования, освещения и связи КИП	Проверка изоляции	Один раз в год
	Проверка работоспособности	Ежедневно
	Замена диаграмм, заправка перьев чернилами, завод ча-	Ежедневно

Продолжение табл. 8.2

Объект	Краткое содержание работ	Срок проверки
	совых механизмов, проверка нуля приборов	
	Проверка наличия и сроков проверки клейма Госстандарта	Один раз в три месяца
Газогорелочные устройства	Проверка плавности регулирования подачи воздуха	Ежедневно
	Планово-предупредительный ремонт	
Запорная арматура	Разборка, очистка, смазка, замена сальникового уплотнения, проверка плавности хода и плотности закрытия	Один раз в год
Фильтр газовый	Разборка, очистка кассеты	Один-четыре раза в год
Предохранительный запорный клапан	Разборка, очистка, проверка состояния уплотнения клапана и мембраны. Замена сальникового уплотнения	Один раз в год
Сбросные устройства	Разборка, очистка, проверка состояния уплотнения клапана и мембраны	Один раз в год
	Очистка водоуказательных стекол и штуцеров у гидропредохранителя	Четыре раза в год
Регулятор давления	Разборка, очистка, проверка уплотнения клапана, мембраны, рычагов и штоков	Один раз в год
Узел измерения расхода газа	Государственная проверка ротационного счетчика	Один раз в два года
	Проверка остроты кромки измерительной диафрагмы и ее государственная проверка	Один раз в год
	Продувка импульсных линий и конденсатосборников	Один раз в год
Газогорелочные устройства	Ремонт устьев горелки, стабилизаторов горения, проверка чистоты газовыходных отверстий	Один раз в год

неисправности КИП, средств автоматизации и сигнализации;
выходе из строя предохранительных блокировочных устройств;
неисправности горелок,
обнаружении утечек газа;
взрыве в топочном пространстве или газоходах;
пожаре, угрожающем персоналу или оборудованию, а также цепям дистанционного управления запорной арматурой.

При взрыве или пожаре в цехе или в котельной немедленно перекрывают отключающие устройства на вводе газопровода. Для максимальной безопасности при использовании газа широко применяют автоматику и допускают к эксплуатации агрегатов только опытный и обученный персонал.

Более 50 % несчастных случаев и аварий при эксплуатации газифицированных котлов и печей приходится на розжиг горелок, поэтому подготовку агрегатов к пуску и розжиг горелок следует выполнять особенно тщательно.

Сроки проведения профилактических осмотров и ремонтов газового оборудования приведены в табл. 8.2.

Запрещается подача газа на горелку при отсутствии запального пламени у ее устья.

Особенно тяжелыми разрушениями сопровождаются взрывы в топках агрегатов с большим объемом. Для предупреждения таких аварий по предложению Донецкой газотехнической инспекции на Угледарской и Зуевской ГРЭС были внедрены *схемы по контролю за утечками газа* в топку через горелку перед розжигом.

Основной принцип работы такой схемы состоит в том, что до подачи газа на агрегат включается схема контроля. При этом с помощью побудителя расхода через импульсную линию, врезанную после последнего запорного устройства перед горелкой, происходит отсос среды и подача ее на автоматический газосигнализатор.

Схема работает весь период подготовки агрегата к пуску. При утечке газа в топку через запорную арматуру газосигнализатор сработает и выдаст сигнал (световой и звуковой), все автоматические устройства (запорные клапаны, электрифицированные задвижки) автоматически закроются, при наличии электрозапальника — блокируется его пуск. Данная схема исключает включение электрозапальников и возможность розжига горелки при утечке газа через запорную арматуру. Схема автоматически отключается после устранения утечки и наличия в топке пламени.

В каждом отопительном сезоне ввод в действие котельных разрешается при наличии актов о ремонте и испытании газопроводов, газового оборудования, автоматики безопасности, КИП, дымоотводящих устройств, систем вентиляции и электроосвещения, а также о пригодности котлов для эксплуатации, газонепроницаемости перекрытия и стен (для встроенных котельных), акта проверки готовности котельной, составленного комиссией.

8.9. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ И КОНТРОЛЯ

Электрооборудование. На каждом предприятии в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей должны быть разработаны производственные инструкции и инструкции по технике безопасности.

Осмотр электрических машин и аппаратов, другого электрооборудования и электропроводки во взрывоопасных помещени-

ях и наружных установках должен проводиться в начале каждой смены — обслуживающим персоналом и дежурным электрослесарем, кроме того, еженедельно — ответственным за электрохозяйство предприятия.

Электромагнитные расцепители автоматов и тепловые элементы магнитных пускателей и автоматов следует проверять ежегодно. Электропроводку и разделительные уплотнения, установленные в стальных трубах, нужно испытывать при текущем ремонте газового оборудования.

Техническое обслуживание взрывозащищенного оборудования проводится не реже одного раза в квартал с открытием крышек оболочек, разборкой вводов, осмотром электрических частей электрооборудования и выполнением необходимого ремонта.

Эксплуатация взрывозащищенного электрооборудования запрещается при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, заземлении, нарушении схем управления защиты и поврежденных кабелях, а также при открытых крышках оболочек, при наличии на взрывозащищенных поверхностях вмятин, царапин, сколов, при отсутствии знаков и надписей взрывозащиты, снятии пломб лицами, не имеющими на это права.

Запрещается производить уплотнение кабеля изоляционной лентой, сырой резиной, обрезками оболочки гибких резиновых трубок.

После каждого вскрытия при вторичной сборке взрывонепроницаемых оболочек должна быть проверена ширина щели (зазора). В плоских соединениях между наружными частями оболочки при нормальной затяжке крепежных болтов толщина щупа должна быть на 0,05 мм больше ширины щели, указанной в инструкции по эксплуатации электрооборудования.

Проверка проводится не менее чем в четырех точках, расположенных по периметру соединения.

Исправность защиты от статического электричества и вторичных проявлений молнии контактов, соединительных проводов, перемычек шин проверяется не реже одного раза в шесть месяцев.

КИП и средства автоматизации. Контроль за работой приборов и средств, проверка герметичности импульсных линий и запорной арматуры на них проводится при осмотрах и техническом обслуживании газового оборудования.

Исправность и правильность измерений КИП проверяется не реже одного раза в смену кратковременным отключением приборов и возвращением показывающей стрелки к нулевому делению.

Не реже одного раза в два месяца приборы проверяются другим (контрольным) прибором с идентичными шкалой и классом точности.

Кроме того, все КИП проверяются в лабораториях Госстандарта. Сроки проверки устанавливаются паспортом завода-изготовителя.

Значение установок срабатывания автоматики безопасности и

средств автоматизации должно соответствовать параметрам, указанным в техническом отчете наладочной организации. При этом сигнализаторы, контролирующие состояние воздушной среды, должны срабатывать при возникновении в помещении концентрации газа не выше 1/5 нижнего предела взрываемости.

Срабатывание автоматики безопасности блокировок, приборов и средств сигнализации проверяют не реже одного раза в месяц.

Проверка сигнализаторов загазованности выполняется с помощью контрольных смесей. Контроль работы сигнализатора путем преднамеренного загазовывания помещения запрещается.

При снятии приборов для ремонта или проверки необходимо немедленно их заменять резервными.

Допускается в исключительных случаях по письменному разрешению руководителя предприятия кратковременная работа отдельных установок и агрегатов с отключением защиты при условии дополнительных мер, обеспечивающих безаварийность и безопасность работ. Обслуживающий установки персонал должен быть проинструктирован.

До замены автоматических сигнализаторов загазованности непрерывного действия контроль за содержанием газа в воздухе помещения проводится переносными приборами через каждые 30 мин работы смены.

Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийной защиты и сигнализации в загазованных помещениях запрещаются.

8.10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ АВТОМОБИЛЬНОГО ТРАНСПОРТА НА ГАЗОВОМ ТОПЛИВЕ

Общие сведения. Особенностью автомобилей на газовом топливе является наличие газобаллонной установки, которая представляет собой комплект газового бензинового или дизельного оборудования, монтируемого на базовый автомобиль для обеспечения его работы как на газовом топливе, так и на бензине или дизельном топливе. Газ на таком газобаллонном автомобиле хранится под высоким давлением, а подается в двигатель при давлении, близком к атмосферному.

Конструктивные решения газобаллонных установок отличаются большим многообразием. Схема газобаллонной установки автомобиля ГАЗ-24-17 «Волга» показана на рис. 37. Установка содержит газовый баллон *5* для хранения газа (пропан-бутан), размещенный в багажнике автомобиля, двухступенчатый газовый редуктор-испаритель *1*, газосмесительное устройство *6*, фильтр *11* с электромагнитным клапаном. На газовом баллоне монтируют расходные вентили *7* жидкостной и паровой фазы, датчик *4* указателя уровня газа в баллоне, а также заправочное устройство *8* с контрольным и предохранительным клапанами.

Техническое обслуживание газового оборудования, расположенного на автомобилях, включает в себя ежедневные осмотры,

первое техническое обслуживание, второе и сезонное обслуживание.

Ежедневные осмотры выполняются перед выездом автомобиля на линию и после возвращения его в АТП.

При этом внешним осмотром проверяются крепление газовых баллонов к кронштейнам, состояние узлов и арматуры газовой системы питания, по манометру убеждаются в наличии газа в баллонах. После плавного открытия вентиля на баллоне проверяются герметичность газовой системы питания, легкость пуска двигателя и его работа на газовом топливе в режиме холостого хода и при различной частоте вращения коленчатого вала.

После возвращения автомобиля на АТП арматура баллонов и агрегаты газовой системы питания очищаются от грязи, проверяется герметичность арматуры газового оборудования, сливается отстоянная жидкость из газового редуктора.

При подготовке автомобиля к техни-

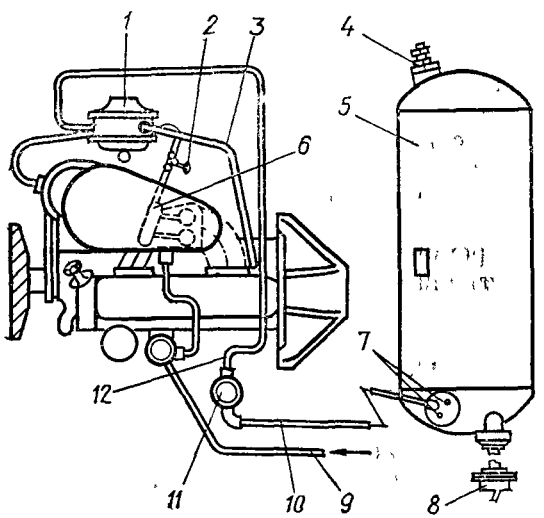


Рис. 37. Схема газобаллонной установки автомобиля ГАЗ-24-17 «Волга»:

1 — редуктор-испаритель; *2* — регулировочный винт; *3* — шланг, *4* — датчик указателя уровня газа в баллоне; *5* — баллон, *6* — газосмесительное устройство; *7* — расходный вентиль, *8* — заправочное устройство, *9* — трубопровод бензина; *10*, *12* — трубопроводы газа; *11* — фильтр очистки газа.

ческому обслуживанию необходимо въезд на технические участки, посты, линии обслуживания, а также движение по ним проводить только при работе двигателя на бензине; после постановки автомобиля на стоянку необходимо закрыть расходный вентиль баллона, израсходовать все газовое топливо из системы до полной остановки двигателя, выключить зажигание, затем закрыть линейный вентиль.

Первое техническое обслуживание (ТО-1). При проведении ТО-1 нужно:

проверить состояние и крепление газовых баллонов, оборудования и газопроводов. Момент затяжки болтов, стягивающих хомуты, равен 15...20 Н·м. Затягивать хомуты до соприкосновения концов не допускается (разрешается только для автомобилей на сжатом природном газе);

проверить предохранительный клапан газового баллона (один раз в три месяца);

проверить состояние и крепление газового баллона к кронштейнам рамы, состояние и крепление редукторов высокого и низкого давления газа;

проверить герметичность трубопроводов бензиновой системы питания;

очистить фильтрующие элементы фильтра редуктора и линейного фильтра.

После ТО-1 следует проверить герметичность газовой системы питания сжатым азотом или сжатым воздухом, пуск и работу двигателя на газовом топливе, а также на бензине при разной частоте вращения коленчатого вала.

Проверить и, если требуется, отрегулировать содержание CO в отработавших газах при работе на газе и на бензине.

Второе техническое обслуживание (ТО-2). Все работы ТО-2 выполняются на поточной линии ТО или унифицированных тупиковых постах. Перед постановкой автомобиля на ТО-2 его моют на специальном посту.

При ТО-2 необходимо:

снять редуктор высокого давления, предварительно отсоединив подводящие трубопроводы; направить редуктор на участок ремонта газовой аппаратуры, где проверить давление на выходе редуктора высокого давления, определить пропускную способность фильтра редуцирующего клапана, отрегулировать давление редуктора высокого давления, проверить давление срабатывания предохранительного клапана, после чего редуктор высокого давления может быть установлен на автомобиль;

слить отстоянную жидкость из редуктора низкого давления;

присоединить его к установке К-227. На вход редуктора низкого давления подается давление, находящееся в пределах 0,8... 1,2 МПа;

на неработающем двигателе проверить и отрегулировать давление в первой ступени редуктора низкого давления, оно должно быть в пределах 0,18...0,2 МПа;

проверить герметичность клапана первой ступени редуктора;

проверить герметичность клапана второй ступени редуктора низкого давления и на неработающем двигателе отрегулировать давление во второй ступени, оно должно быть в пределах 50... 70 Па,

проконтролировать срабатывание клапана экономайзера, он должен срабатывать при давлении 6,65 кПа;

проверить состояние и правильность действия привода дроссельных заслонок карбюратора-смесителя и пусковой ситемы;

установить угол опережения зажигания при работе двигателя на газовом топливе;

проверить состояние и крепление баллона к кронштейнам, а также кронштейнов к лонжеронам рамы;

проверить состояние агрегатов и приборов газового оборудования, соединительных газопроводов, а также работу датчика указателя уровня газа;

проверить состояние агрегатов и приборов бензиновой системы питания; герметичность топливопроводов и крепление карбюратора-смесителя;

очистить и промыть бензином фильтрующие элементы газового редуктора и линейного фильтра;

смазать резьбу вентилей — линейного, расходного и наполнительного;

слить конденсат из газового редуктора;

снять и промыть воздушный фильтр карбюратора-смесителя, залить свежее масло в ванну воздушного фильтра.

После завершения ТО-2 проверяют герметичность всей газовой системы сжатым воздухом или сжатым азотом, работу двигателя на газе при различных частотах вращения коленчатого вала. Затем регулируют минимальную частоту вращения коленчатого вала при режиме холостого хода, проверяют и, если требуется, регулируют смеситель так, чтобы содержание CO в отработавших газах было минимальным; проверяют работу двигателя на бензине. В случае необходимости нужно отрегулировать минимальную частоту вращения коленчатого вала при режиме холостого хода.

Сезонное обслуживание (СО). Перед проведением СО при подготовке к зимней эксплуатации нужно слить или выпустить газ из баллона для проверки состояния деталей арматуры газового баллона. Проведение СО должно быть совмещено с очередными ТО-2.

При подготовке к зимней эксплуатации один раз в год снимают редуктор, испаритель, линейный вентиль, карбюратор и бензиновый насос. Затем разбирают эти приборы, проверяют состояние деталей (неисправные заменяют), очищают, собирают, проверяют и регулируют с использованием специальных стендов и приспособлений.

После этого снимают крышки с наполнительного, расходного вентилей и вентиля максимального наполнения газового баллона. Затем, не вывертывая корпусов из баллонов, разбирают вентили, проверяют состояние деталей, а при необходимости заменяют детали и собирают их.

Один раз в год снимают бензиновый бак, проверяют и промывают его, а также проверяют кронштейны, хомуты и стяжки крепления баллона.

Один раз в два года необходимо провести переосвидетельствование газового баллона. Проверить и продуть сжатым воздухом газопроводы и топливопроводы резервной системы питания, снять карбюратор и промыть керосином, дизельным топливом или специальным моющим раствором газовые фильтры и фильтр карбюратора. Необходимо проверить давление срабатывания предохранительного клапана газового баллона (один раз в полгода) и действие ограничителя максимальной частоты вращения коленчатого вала двигателя, приводов дроссельных и воздушных заслонок смесителя и карбюратора.

Таблица 8.3. Конструктивные недостатки газобаллонных автомобилей

Элемент конструкции	Характеристика отказа или недостатка конструкции	Последствия при эксплуатации автомобиля с неисправностью
Магистральный электромагнитный клапан с фильтром газа (ГАЗ-24-17 и ЛиАЗ-677-МГ)	Заклинивание штока клапана в открытом положении продуктами коррозии медной вставки направляющего цилиндра	Клапан не перекрывает поступление газа из баллона в магистраль при отключенной системе зажигания. Возможно попадание его в подкапотное пространство и салон автомобиля, отравление людей, взрыв и возгорание автомобиля
Пусковой электромагнитный клапан (ЛиАЗ-677-МГ)	Заклинивание штока в открытом положенни продуктами коррозии направляющего цилиндра из медного сплава или неплотное запирание (внутренняя утечка газа) в закрытом положении	Повышение расхода топлива, поступление газа в салон автомобиля, взрыв, возгорание автомобиля
Газопроводы высокого давления от испарителя к редуктору и от баллона к электромагнитному клапану (ГАЗ-24-17)	Уменьшение из-за коррозии толщины стенки медной трубы в 5...10 раз и ее разрушение (микротрещины или внезапное разрушение от вибрации автомобиля при движении)	Повышение расхода газа, поступление его в подкапотное пространство и салон автомобиля, взрыв и возгорание автомобиля
Расходные вентили паровой и жидкой фаз газового топлива (ГАЗ-24-17)	Быстрый износ фторопластовой уплотнительной шайбы, выпадение ее из гнезда штока	Потеря герметичности сопряжения и утечки газа в багажник и салон автомобиля, отравление людей, взрыв и возгорание автомобиля
	Быстрый износ и деформация резиновой уплотнительной прокладки штока вентиля	То же
Газовый редуктор (ГАЗ-24-17 и ЛиАЗ-677-МГ)	Отложение на поверхности клапана и его седла мелких частиц (сера, продукты коррозии медных сплавов, используемых для изготовления деталей газовой аппаратуры)	Негерметичность клапана, утечки газа в подкапотное пространство, отравление людей, взрыв и возгорание автомобиля
Фильтр газа (ГАЗ-24-17 и ЛиАЗ-677-МГ)	Необеспечение необходимой очистки газа	Отложение серы на дегалях и элементах газового редуктора, испарителя, карбюратора. Нарушение работы и герметичности газовой аппаратуры, утечки газа в подкапотное пространство, отравление людей, взрыв, возгорание автомобилей
Баллоны для сжиженного углеводородного газа (ГАЗ-24-17 и ЛиАЗ-677-МГ)	Конструкция не позволяет при нахожденни баллоиов на автомобиле сливать газ и полностью	Обморожение и отравление газом водителей и ремонтников при техническом обслуживании и ремонте автомо-

Продолжение табл. 8.3

Элемент конструкции	Характеристика отказа или недостатка конструкции	Последствия при эксплуатации автомобиля с неисправностью
	освобождать баллон от неиспарившихся остатков газа; полностью дегазировать баллон до снятия его с автомобиля (правилами безопасности запрещается снимать баллон с газом с автомобиля)	биля. Возможны взрыв возгорание
	В технических условиях на изготовление не установлен предельный срок эксплуатации баллонов	Возможны внезапные утечки газа, взрыв и возгорание автомобиля в результате выхода из строя баллона
Газовая система питания в целом (ГАЗ-24-17 и ЛиАЗ-677-МГ)	Конструкция не позволяет ежедневно проверять внутреннюю герметичность системы. Отсутствует надежная система, предотвращающая попадание газа в подкапотное пространство во второй ступени редуктора через воздушный фильтр	Негерметичность расходных вентилей, магистрального и пускового клапанов, клапанов первой и второй ступени редуктора, вызывающая утечки газа в подкапотное пространство, отравление людей, взрыв и возгорание автомобиля
Конструкция автомобиля (ГАЗ-24-17 и ЛиАЗ-677-МГ)	При утечках газа по любой причине из подкапотного пространства у ЛиАЗ-677-МГ и ГАЗ-24-17 и из багажника ГАЗ-24-17 газ неизбежно попадает в кабину и салон автомобилей. В нарушение ГОСТ 12.1.005—88 в кабине и салоне отсутствуют быстродействующие и малоинерционные газоанализаторы непрерывного контроля за содержанием вредных веществ (сероводород, оксид углерода, окислы азота и др.). В нарушение ГОСТ 12.1.007—76 * отсутствуют средства дегазации, активные и пассивные средства взрывозащиты и взрывоподавления.	Отравление водителя и пассажиров. Нанесение материального ущерба автопредприятиям
	В нарушение ГОСТ 1.3—85 * технические условия на изготовление автомобилей не согласованы с Минздравом СССР и Госпроматомнадзором СССР	То же

Закончив СО, проверяют герметичность системы сжатым воздухом или азотом при давлении 1,6 МПа (для автомобилей, работающих на сжиженном газе). После этого заправляют баллон сжиженного газа, проверяют работу двигателя при режиме холостого хода с различной частотой вращения коленчатого вала на газовом топливе и бензине.

В случае необходимости регулируют работу смесителя при режиме холостого хода, а также по максимальному содержанию СО в отработавших газах при малой частоте вращения коленчатого вала двигателя.

Анализ работы автотранспорта с использованием газового топлива, проведенный в Ленинграде, выявил ряд конструктивных недостатков газобаллонных автомобилей (табл. 8.3).

Исходя из данных таблицы, эксплуатационникам необходимо использовать газы, предназначенные для автомобильных двигателей, в аппаратуре применять специальные смазки и уплотнительные материалы. Недопустимо использование самодельной, не прошедшей сертификационные испытания газовой аппаратуры.

Для повышенной надежности и безопасной эксплуатации в автомобилях целесообразно устанавливать датчики, контролирующие негерметичность газовой системы питания при включенном зажигании с выводом индикации на панель приборов.

ГЛАВА 9

ВЕНТИЛЯЦИЯ И ОТВОД ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ГАЗА

9.1. ТРЕБОВАНИЯ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ К ОТВОДУ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ГАЗА

Общие требования. При сжигании природного или искусственного газа образуются продукты сгорания, состоящие из углекислого газа (CO_2), водяных паров (H_2O) и азота (N_2), оставшегося после химических реакций кислорода воздуха с горючими компонентами сжигаемого газа. Если процесс сжигания производился с избытком воздуха, то в продуктах сгорания будет и «лишний» кислород (O_2), не вступивший в реакцию с горючим.

Кроме того, при сжигании газов образуется большое количество продуктов сгорания. Так, при нормальном сжигании 1 м^3 при-

родного газа расходуется около 9,5 м³ воздуха и образуется примерно 8,5 м³ продуктов сгорания газа и около 2 м³ водяных паров.

Согласно Правилам безопасности газового хозяйства требуется отводить продукты сгорания газа от каждого прибора, агрегата или печи по обособленному дымоходу, находящемуся, как правило, во внутренних стенах зданий. Нарушение условий строительства и эксплуатации приводит к тому, что часть продуктов сгорания попадает в помещение и может быть причиной отравления людей. Продукты сгорания газа с температурой выше 150 °С имеют плотность значительно меньшую, чем плотность атмосферного воздуха. Это обусловливает возможность их отвода по вертикальному каналу (дымоходу) от газового прибора наружу. При этом, чем больше разница между температурами уходящих газов и наружного воздуха, тем с большей скоростью уходящие газы будут проходить вверх по дымоходу. Следовательно, разность температур является одним из параметров, характеризующих величину расхода воздуха через дымоход.

Другим параметром служит площадь сечения дымохода. При заниженной площади сечения дымоход не сможет пропустить все выделяющиеся из прибора продукты сгорания газа.

Дымоходы могут быть прямоугольного и круглого сечения.

Если дымоход выполнен приставным снаружи здания, не выдержана толщина стенок дымохода при строительстве или они не утеплены, то уходящие газы будут сильно охлаждаться в зимнее время, разность температур между ними и атмосферным воздухом будет уменьшаться, а значит будет уменьшаться и расход воздуха через дымоход. В особенно холодные дни охлаждение уходящих газов может быть настолько значительным, что водяные пары из продуктов сгорания будут конденсироваться (превратятся из пара в воду) и оседать на стенках дымохода, в результате наступит закупорка дымохода кристаллами льда. Сильное охлаждение отводящих газов может произойти и за счет подсоса наружного воздуха в дымоход через его неплотности, а также через тягопрерыватель газового прибора.

Образование неплотностей (трещин) или засорений дымохода может произойти также в результате разрушения его стенок при воздействии на них отходящих газов, если дымоход выполнен из непрочных материалов. Поэтому категорически запрещается строить дымоход из силикатного кирпича, шлакобетонных и других неплотных или пористых материалов. Потоку отходящих газов в дымоходе оказывает сопротивление шероховатость стенок, наличие внутренних сужений, выступов, выемок и изгибов, допущенных при небрежном строительстве.

Завышенное сечение дымохода, а также его вытянутая прямоугольная форма (одна сторона сечения больше другой в два раза) вызывают турбулизацию потока уходящих газов и тем самым повышают сопротивление дымохода потоку уходящих газов.

Любой дымоход можно оценить по его суммарному, результи-

рующему показателю, выражающемуся в величине разрежения, которое создается в начале дымохода при потоке отходящих газов. Это разрежение называют тягой дымохода.

Для каждого газового прибора устанавливается экспериментально минимально необходимая тяга, при которой обеспечивается нормальная работа прибора и полный отвод продуктов сгорания газов. Так, например, минимально необходимая тяга в дымоходе для водонагревателя КГИ-56 должна быть равной 3 Па, для АГВ-80 — 2 Па.

Если размер дымохода равен размеру подводящего патрубка к прибору, но не создает требуемой тяги, то в этом случае недостаточна высота дымохода. Следовательно, дымоход должен обеспечить тягу у места подключения прибора, достаточную для преодоления сопротивления газового прибора проходу продуктов сгорания газа и преодоления сопротивления самого дымохода. Третьим параметром, характеризующим работоспособность дымохода, является его высота.

Правилами безопасности в газовом хозяйстве предъявляется ряд требований к устройству дымохода.

При устройстве дымохода в наружных стенах толщина стенок должна определяться расчетом с тем, чтобы температура продуктов сгорания на выходе из дымохода была не ниже температуры точки росы.

Присоединение газового оборудования к дымоходу. В существующих зданиях допускается предусматривать присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей или отопительных печей, расположенных на одном или разных этажах здания при условии выполнения конструктивных требований по месту ввода продуктов сгорания в дымоход, изложенных в разд. 9.2.

В отдельных случаях в существующих зданиях при отсутствии дымоходов в стенах разрешается устройство приставных дымоходов, которые при необходимости теплоизолируются.

Допускается присоединение к дымоходу отопительной печи одного автоматического газового водонагревателя или другого газового прибора при условии достаточного сечения дымохода для удаления продуктов сгорания от присоединяемого газового прибора: при этом пользоваться печью и газовым прибором следует разновременно.

Присоединение дымоотводящей трубы газового прибора к оборотам дымохода отопительной печи не допускается.

Площадь сечения дымохода не должна быть меньше площади патрубка газового прибора, присоединяемого к дымоходу.

Приборы коммунально-бытового назначения (ресторанные плиты, пищеварочные котлы и др.) допускается присоединять как к обособленным, так и к общему дымоходу.

Площади сечений дымоходов и соединительных труб определяют расчетом.

Дымоходы должны быть вертикальными.

Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других газовых агрегатов допускается предусматривать горизонтальные участки дымоходов общей длиной не более 10 м. Допускается устройство дымоходов в полу. Они должны быть доступны для очистки.

Присоединение газовых водонагревателей и других газовых приборов к дымоходам должно предусматриваться трубами из кровельной стали. Диаметр труб должен приниматься не менее диаметра дымоотводящего патрубка газового прибора. Длина вертикального участка трубы, считая от низа дымоотводящего патрубка газового прибора до оси горизонтального участка трубы, должна приниматься не менее 0,5 м. В помещениях высотой до 2,7 м для приборов со стабилизаторами тяги допускается уменьшение длины вертикального участка трубы до 0,25, а для приборов без стабилизаторов тяги — до 0,15 м.

Суммарная длина горизонтальных участков соединительной трубы во вновь строящихся зданиях должна приниматься не более 3, в существующих зданиях — не более 6 м.

Уклон трубы должен составлять не менее 0,01 в сторону газового прибора.

Ниже места присоединения дымоотводящей трубы от прибора к дымоходам в кирпичных стенах предусматривается устройство «кармана» с люком для чистки.

Конструктивные особенности. Расстояние от соединительной дымоотводящей трубы до негорючего потолка или негорючей стены должно приниматься не менее 5, до деревянных оштукатуренных (трудногорючих) потолков и стен — не менее 25 см. Допускается уменьшение указанного расстояния с 25 до 10 см при условии обивки трудногорючих стен или потолка кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм. Обивка должна выступать за габариты дымоотводящей трубы на 15 см с каждой стороны.

На дымоотводящих трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы.

Дымоотводящие трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, при необходимости должны быть покрыты теплоизоляцией.

На дымоотводящих трубах от ресторанных плит, кипятильников, варочных плит и других установок и газовых приборов коммунально-бытового назначения без стабилизаторов тяги должны предусматриваться отключающие шиберы (заслонки) с отверстиями диаметром не менее 15 мм.

На дымоходах от приборов со стабилизаторами тяги установка шиберов не допускается.

Отвод продуктов сгорания от газовых приборов коммунально-бытовых потребителей допускается предусматривать по стальным дымовым трубам. Стальные трубы вне здания должны иметь тепловую изоляцию.

У котлов, работающих на газе, в верхней части шибера должно предусматриваться отверстие диаметром не менее 50 мм. Управление шиберами должно быть выведено на фронт котлов и иметь фиксаторы положения, обеспечивающие плавную регулировку разрежения, и указатели положения «открыто» и «закрыто».

На котлоагрегатах, работающих на газовом топливе, и на боровах от них предусматриваются взрывные клапаны, расположение и число которых назначают в зависимости от конструкции котлоагрегатов.

Для паровых котлов с давлением пара свыше 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой воды свыше 115 °С взрывные клапаны предусматриваются в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, утвержденных Госгортехнадзором.

9.2. УСТРОЙСТВО ДЫМОВЫХ И ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ КАНАЛОВ, ТРУБ

Разновидности дымовых труб и каналов. Дымовые трубы выполняют из обыкновенного глиняного кирпича (полнотелого), асбестоцементных или гончарных труб, а также блоков из жароупорного бетона. Для отвода продуктов сгорания топлива применяют гончарные или асбестоцементные трубы с гладкой поверхностью внутренних стенок, что значительно уменьшает сопротивление движению уходящих газов и дольше сохраняет плотность наружных стенок по сравнению с кирпичными.

Насадные дымовые трубы опирают на печи или камины с толщиной стенок не менее 0,5 кирпича. Тяжелые насадные трубы устанавливают на железобетонную плиту, монтируемую на перекрытии печи. Наиболее рационально устраивать асбестоцементные насадные трубы: они легче кирпичных и при капитальном ремонте печей нет необходимости в разборке этих труб, их можно прочно закрепить на чердаке здания.

В одноэтажных зданиях для отвода продуктов сгорания топлива и воздухообмена помещений применяют кирпичные и асбестоцементные дымовые трубы, пристроенные к внутренним или наружным стенам здания.

Внутренние и наружные кирпичные дымовые трубы устанавливают на отдельных фундаментах. Глубина заложения фундамента должна быть не менее глубины промерзания грунта. В местах сопряжения существующей стены здания и кирпичной дымовой трубы укладывают слой асбеста для создания осадочного шва. Приставные асбестоцементные наружные и внутренние дымовые трубы крепят к стенам здания по типу крепления водосточных труб или с опиранием на консоль.

При сооружении малоэтажных зданий широко используют сборно-блочные дымовые трубы, которые устанавливают в виде отдельных стояков или встраивают в стенку здания. Блоки таких труб изготовляют из жароупорного бетона.

В местах вывода дымовой трубы через кровлю оставляют воздушный промежуток шириной не менее 130 мм. Сопряжение покрытия дымовой трубы с существующей кровлей здания выполняют при помощи специальных фартуков из оцинкованной стали.

При устройстве каналов в наружных стенах следует учитывать, что во избежание переохлаждения дымовых газов и выпадения конденсата на внутренних стенках каналов, который приводит к насыщению кладки влагой и ослаблению тяги, расстояние от внутренней поверхности каналов до наружной поверхности стен должно быть 1,5 кирпича при расчетной температуре наружного воздуха — 20 °С и выше, 2 кирпича от —20 до —30 °С и 2,5 кирпича — при температуре ниже —30 °С.

Устройство каналов из щелевого, дырочного или силикатного кирпича, а также из шлакобетонных и других термически непрочных или крупнозернистых материалов строго запрещается. Если кладка стен здания выполнена из шлакоблоков, дырчатого, щелевого или силикатного кирпича, то участки стен с каналами выкладывают из обыкновенного глиняного кирпича. Особенно эффективно загильзовывать дымовые каналы асбестоцементными трубами, которые обладают повышенной плотностью.

Основные требования к трубам и каналам. Дымовые трубы и каналы выкладывают без уводов и уступов. Их внутренняя поверхность должна быть ровной и гладкой. Такая поверхность получается при тщательном выполнении кладки с применением деревянных или металлических буйков и последующей швабровке стенок влажной тряпкой.

Плотность и обособленность дымового канала определяют задымлением. Для этого в его нижней части (чистке) сжигают смолистое вещество (толь, рубероид, тряпки, смоченные в мазуте). При появлении дыма над устьем дымовой трубы канал плотно закрывают мешочком с песком или куском фанеры. Появление дыма в соседних каналах или в прилегающих к проверяемому каналу помещениях свидетельствует о его неплотности. Канал считается обособленным, если дым из него через подключение печей не попадает в соседние или вышерасположенные помещения.

Важнейшим требованием при устройстве дымовых каналов является соблюдение их плотности.

В случае засорения в одном из каналов, расположенных в массиве дымовой трубы, уходящие газы через неплотности могут проникнуть в соседние вентиляционные каналы или в помещения других этажей и вызвать отравление продуктами сгорания. При нарушении плотности в стыках соединений асбестоцементных или гончарных труб и в кирпичной кладке в дымовой канал подсасывается холодный воздух из вентиляционных каналов или из смежных, не работающих в данный момент дымоходов. Это приводит к резкому падению температуры уходящих газов, а следовательно, к снижению разрежения.

Площадь сечения дымовой трубы должна соответствовать пло-

щади сечения выходного патрубка печи. Минимальный размер сечения трубы, выполненной в кирпичной кладке,— 140×140 мм (0,5×0,5 кирпича), круглой трубы — 150 мм.

Для кладки дымовых труб, а также дымовых и вентиляционных каналов в стенах зданий применяют известково-песчаный или известково-цементный раствор. Оголовки дымовых труб (выше кровли) выкладывают на цементном растворе. Наружные поверхности дымовых труб в чердачных помещениях затирают или оштукатуривают, а затем белят. Толщина швов кладки на известково-песчаном или сложном растворе — не более 10 мм.

Подключение двух устройств к одному дымовому каналу. При использовании дымовой трубы для отвода продуктов сгорания топлива от двух или нескольких приборов воздухообмен помещений осуществляют по дымовым и вентиляционным каналам, образуемым разделением поперечного сечения дымовой трубы перегородками. Толщина перегородок между дымовыми и вентиляционными каналами в дымовой трубе — не менее 0,5 кирпича. Такое разделение дымовой трубы на обособленные дымовые и вентиляционные каналы позволяет использовать их как отдельные дымовые трубы.

Согласно требованиям Правил безопасности в газовом хозяйстве продукты сгорания топлива должны отводиться от каждой печи или другого генератора теплоты по обособленному дымовому каналу. Как исключение, в старых зданиях разрешается эксплуатация двух печных устройств, подключенных в один дымовой канал, при отводе продуктов сгорания топлива на одном или разных уровнях. В случае отвода продуктов сгорания от двух устройств на одном уровне в дымовом канале выполняют рассечку. Высота ее при подключении двух газифицированных печей в один канал — не менее 0,5, а при подключении двух печей, работающих на твердом топливе,— не менее 0,75 м.

Если продукты сгорания топлива от двух газифицированных печей необходимо отводить на разных уровнях, то расстояние между подключениями должно быть не менее 0,5 м. При подключении на разных уровнях двух печей, работающих на твердом топливе, расстояние между подключениями должно быть не менее 0,75 м.

Подключение двух печных устройств в общий дымовой канал на разных уровнях применять не рекомендуется, так как при одновременной их работе нижняя печь, у которой тяга сильнее, будет препятствовать возникновению нормального разрежения в верхней печи. Поэтому в верхней печи может наблюдаться значительное ослабление тяги, что обычно приводит к дымлению этой печи. Чтобы избежать дымления, рекомендуется печи топить в разное время суток.

Устройство кармана для чистки. В стенах дымовых труб ниже места присоединения дымовой трубы из кровельной стали или ниже места подключения печи устраивают карман для чистки глубиной не менее 0,25 м. В асбестоцементных трубах предусмат-

ривают листки для чистки. В нижней части каждого дымохода, где возможно скопление сажи и уносов золы, устраивают прочистные отверстия, закрываемые прочистными дверками или жестяными чистками, с заделкой их кирпичом на ребро. Кирпич укладывают только на глиняном растворе.

Устройство кармана обеспечивает более безопасную эксплуатацию дымовых каналов: в случае выпадения с внутренней перегородки кирпич, как правило, падает в нижнюю часть канала и не закрывает входное отверстие (подключение). Образуемый в результате разложения кирпича и выкрашивания раствора мусор также собирается в кармане. Без кармана мусор закупорит место подключения прибора в дымовой канал или значительно уменьшит его сечение, что повлечет за собой прекращение тяги и накопление продуктов сгорания в помещении.

Большая часть несчастных случаев при пользовании печами происходит от закупорки дымоходов. Поэтому устройство кармана должно быть обязательным для всех каналов, предназначенных для отвода продуктов сгорания.

Требования к вентиляционным каналам. Вентиляционные каналы располагают в помещениях, где установлены отопительные устройства. В старых жилых домах обычно в качестве вентиляционных каналов используют дымоходы неработающих печей и кухонных плит. При несовпадении места расположения канала с местом установки отопительного устройства, например, в смежном нежилом помещении, вытяжку осуществляют воздуховодами из кровельной стали. При этом вентиляционную решетку закрепляют в патрубке со стороны вентилируемого помещения, другой конец патрубка у места ввода в канал герметично заделывают.

При использовании старых каналов, которые ранее применялись для отвода продуктов сгорания от печей, работающих на твердом топливе, учитывают, что работа дымового или вентиляционного канала от газифицированных печей имеет свои особенности и отличается от работы дымового канала, отводящего продукты сгорания твердого топлива. Часто в каналах, которые хорошо работали от отопительных печей или кухонных очагов, создается недостаточное разрежение при использовании их под дымовые (от газифицированных печей) или вентиляционные каналы, так как разрежение, создаваемое в дымовом канале при сгорании твердого топлива, значительно выше, чем разрежение в том же канале при сгорании газообразного топлива. Кроме того, большая продолжительность топки печей, работающих на твердом топливе, обеспечнвает хороший прогрев дымового канала, в результате чего в нем долго сохраняется остаточная теплота.

Низ входного отверстия вентиляционного канала должен находиться на расстоянии не более 0,5 от потолка и не менее 1,8 м от пола в помещениях высотой 2,7 м. На входном отверстии вентиляционного канала устанавливают вентиляционную решетку размером не менее 150×150 мм.

В нижних этажах многоэтажных зданий решетки вентиляционных каналов располагают как можно выше, а в верхних этажах их устраивают на обычной высоте (0,3...0,5 м от потолка). Вентиляционные каналы, расположенные рядом с дымовыми, выводят выше кровли на таком же уровне, как и дымовые. Размер сечения вентиляционных каналов, выполненных в кирпичной кладке, должен быть не менее 140×140 мм (0,5×0,5 кирпича), а диаметр круглых каналов — не менее 150 мм.

Вентиляционный канал должен обеспечивать трехкратный воздухообмен помещения в течение часа.

В помещениях кухни, где установлены газифицированные печные устройства и есть вентиляционный канал, дополнительно устраивать механическую вентиляцию не разрешается. При работе вентилятора в помещении создается высокое разрежение, и в дымовых каналах, куда подключены печные устройства, образуется обратная тяга. Это может привести к отравлению продуктами сгорания топлива.

Запрещается устраивать механическую вентиляцию через необособленные вентиляционные каналы, так как при работающем вентиляторе в выше- или нижерасположенном вентиляционных каналах образуется обратная тяга.

Если в дымовом канале слабая или неустойчивая тяга, обычный вентиляционный канал может создать в помещении достаточно сильное разрежение и опрокинуть тягу. Обратная тяга в дымовом канале может возникнуть и в том случае, когда в помещении, где установлено печное устройство, не будет обеспечен постоянный приток воздуха.

Характерными признаками плохой работы вентиляционных каналов являются отсутствие отложений и налипаний пыли на вентиляционной решетке, закопченность потолков и стен в помещении, наличие конденсата или мокрых пятен на стенах и потолках в подсобных помещениях, ощущение стойких посторонних запахов.

9.3. ВЕНТИЛЯЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

Вентиляционные устройства и системы в жилах зданиях должны обеспечивать воздушный баланс в помещениях и требуемые санитарно-гигиенические условия в них. В соответствии с Правилами безопасности в газовом хозяйстве помещения, в которых устанавливаются газовые приборы (плиты, водогрейные колонки, квартирные отопительные котлы и др.), должны иметь постоянно действующие вытяжные вентиляционные каналы. Помещения, которые имеют выходы топливников печей или котлов, работающих на газе, должны иметь вытяжные вентиляционные каналы.

В связи с этим при переводе печей, водогрейных колонок и квартирных котлов на газ необходимо следить за взаимодействием работы вентиляционных устройств и систем дымоудаления от газовых приборов.

Нормальное разрежение в дымоходе будет только при обеспечении воздушного баланса в помещении, где расположено газовое оборудование. Для этого необходимо обеспечить свободный доступ воздуха из смежных помещений в то помещение, где установлен газовый прибор. В противном случае значительная доля тяги, создаваемая дымовой трубой, будет расходоваться на преодоление различных сопротивлений при просачивании воздуха через неплотности строительных ограждений помещения, и работа дымохода может ухудшаться. Нарушение условий воздушного баланса в ванной комнате или на кухне часто становится причиной отравления продуктами сгорания.

Нарушение воздушного баланса может происходить по ряду причин. Так, часто допускаются ошибки в устройстве приточных отверстий ванных комнат или кухонь, в которых установлен газовый водонагреватель. Например, вместо сплошной щели под дверью высотой 5 см делают несколько круглых отверстий в ней диаметром не более 1,5...2 см. В результате этого воздух в помещение ванной фактически не поступает. По нормам площадь живого сечения жалюзийных решеток в приточных отверстиях должна быть не менее 0,02 м². Этой площади эквивалентна суммарная площадь 66 круглых отверстий диаметром 2 см.

Нарушение притока воздуха в помещения, где установлены газовые приборы с отводом продуктов сгорания в дымоход, нередко связано с тем, что жильцы закрывают чем-либо приточные отверстия под дверью, опасаясь сквозняков. Ведь допустимая скорость движения воздуха в «обслуживаемой зоне», т. е. в пределах расстояния от пола до 2-метровой высоты, в жилых зданиях составляет не более 0,3 м/с. В рассматриваемых же условиях у щели под дверью она достигает 0,6...0,7 м.

В газифицированных кухнях должно быть обеспечено удаление (вытяжка) воздуха не менее 60 м³/ч; в ванных комнатах — 25.

При вводе в эксплуатацию вентиляционных систем и устройств газифицированных зданий, а также при газификации старых зданий, независимо от произведенного расчета этих систем, обязательно должна быть проверена их работа для установления воздушного баланса во всех помещениях, где расположены газовые приборы, и надежности тяги в дымоходах.

9.4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ДЫМОВЫХ И ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ КАНАЛОВ

Контроль за эксплуатацией каналов. К основным мероприятиям по контролю эксплуатации дымовых и вентиляционных каналов относят проверку их технического состояния и своевременную чистку. Работы по проверке и очистке дымовых каналов для отвода продуктов сгорания от газовых печей выполняются звеньями трубочистов при обязательном надзоре специалистов жилищно-эксплуатационных участков или управлений домами.

Во вновь построенных зданиях дымовые каналы проверяют производители работ, представители заказчиков и трубочисты специализированных бригад согласно договорам с подрядными строительными организациями. По окончании работ составляется акт о техническом состоянии каналов.

Периодичность производства работ по обслуживанию каналов устанавливается графиками, которые составляет заказчик. Графики на очистку дымовых каналов в домах, принадлежащих гражданам на правах личной собственности, составляют мастера или бригадиры трубоочистных бригад, которым предоставляется право выдачи актов о техническом состоянии каналов. Все графики должны быть согласованы с местными конторами, ответственными за безопасную эксплуатацию печей, и газоснабжающими организациями.

При составлении графиков необходимо учитывать, что дымовые каналы из обыкновенного глиняного кирпича подлежат проверке через каждые три месяца. Дымовые каналы от газовых печей и приборов, построенные из асбестоцементных, гончарных труб или специальных блоков жароупорного бетона, обследуют и очищают один раз в год.

При проверке технического состояния дымовых каналов в процессе эксплуатации устанавливают: расположение каналов в здании (их нумерацию на чердаке или на крыше); материал, из которого они выполнены; их состояние, плотность и обособленность; отсутствие щелей и отверстий снаружи каналов, внутри помещения, на чердаке и над кровлей здания, наличие противопожарных разделок и их состояние, состояние оголовков, защитных зонтов, кладки дымовых труб и их размещения над кровлей (наличие зоны ветрового подпора или ее отсутствие), а также относительно конька и близко расположенных высоких строений и деревьев; наличие карманов для чистки и прочистных дверок; наличие горизонтальных участков в стенах или боровов на чердаке, состояние необходимого утепления дымовых труб и штукатурки.

Дымовые и вентиляционные каналы обычно определяют по маркировке в чердачных помещениях. Все каналы жилых домов высотой в два этажа и более должны иметь отличительный знак в виде равностороннего треугольника, вершина которого направлена к основанию здания, а высота, составляющая 50 мм, совпадает с осью канала.

Маркировочный знак выполняется: для дымовых каналов отопительных печей, работающих на твердом топливе,— сплошным черным; для дымовых каналов отопительных печей, работающих на газообразном топливе,— сплошным красным; для вентиляционных каналов — голубым по контуру. Над маркировочным знаком указывают номер квартиры, из которой отводятся продукты сгорания или вытяжка воздуха. Высота цифр — 30 мм. При наличии нескольких каналов, выходящих из одной квартиры, каждому из них присваивается порядковый номер, который записы-

вают на канале рядом с номером квартиры в скобках. Высота нанесения маркировочных знаков в чердачных помещениях — 700...800 мм от уровня пола, а при совмещенных кровлях на 200... 300 мм выше кровли.

При отсутствии маркировочных знаков назначение канала определяют в следующем порядке: вскрывают место подключения прибора к каналу (обычно в этих местах устанавливают прочистные дверки или чистки); закладывают в канал смолистые материалы (толь, рубероид, тряпки, смоченные в мазуте) и зажигают их. По выходу дыма на крыше определяют дымовой канал. При осмотре состояния кирпичной кладки дымовых труб на чердаке и выше кровли обращают внимание на наличие в ней трещин, щелей или отверстий, а также незаполненных раствором швов. В штукатурке каналов не должно быть трещин и отверстий.

При проверке и очистке дымовых каналов тщательно проверяют состояние противопожарных разделок. В случае необходимости их размеры определяют вскрытием междуэтажных перекрытий, а в чердачных помещениях — непосредственным замером.

Оголовки дымовых труб должны быть в исправном состоянии, а их высота — отвечать требованиям вывода дымоходов из зоны ветрового подпора.

Очистка каналов. Правилами безопасности в газовом хозяйстве устанавливаются сроки проверки и очистки дымовых и вентиляционных каналов. Возможны дополнительные проверки и очистки дымовых и вентиляционных каналов, связанные со стихийными бедствиями (землетрясениями, ураганами, сильными ливнями, резкими изменениями температуры, обильными снегопадами и др.).

Дымовые и вентиляционные каналы чистят металлической гирей, опуская ее сверху на всю длину канала. Канал считается чистым, если гиря обнаружена в его нижней части, где обычно устанавливают прочистную дверку или чистку. Гиря должна быть шаровидной формы диаметром не менее 100 мм. Завалы, обнаруженные в канале, устраняют при помощи гири или трубочистного снаряда, опущенного на прочной веревке. Возможны случаи, когда завал не удается пробить гирей или снарядом. Тогда определяют его местонахождение и вскрывают наружную стенку канала.

Новые газовые печи и другие устройства должны подключать в дымовые каналы опытные печники-трубочисты под котролем мастера или прораба специализированного ремонтно-строительного управления. При обнаружении неисправностей в дымовых или вентиляционных каналах либо при отсутствии в них достаточного разрежения ответственные за эксплуатацию жилищного фонда принимают меры по их устранению.

После проверки и очистки составляется акт технического состояния дымовых и вентиляционных каналов. Подписи трубочистов на актах технического состояния удостоверяются специальными штампами, а специалистов эксплуатирующих организаций

и управлений домами — круглой печатью. В домах, принадлежащих гражданам на правах личной собственности, акты технического состояния заверяются подписью владельца дома.

В зимнее время не реже одного раза в месяц осматривают оголовки дымовых труб для предотвращения обмерзания и закупорки выходных отверстий каналов. Результаты проверки состояния оголовков и их ремонта отмечаются в специальном журнале.

До начала работ по ремонту дымовых каналов газифицированные печи отключает представитель предприятия газового хозяйства с оформлением акта. После каждого ремонта дымовые и вентиляционные каналы подлежат проверке и очистке с оформлением акта независимо от срока предыдущей их проверки. Организация, выполняющая ремонт дымовых каналов, обязана известить об этом предприятие газового хозяйства.

Работникам газовых хозяйств, как и печникам, надо знать, что: удовлетворительное состояние дымоотводящих устройств является одним из основных условий нормальной и безопасной работы газовых приборов с организованным отводом продуктов горения.

К основным причинам неудовлетворительной работы дымоходов, встречающимся на практике, относятся:

засорение дымоходов строительным мусором, раствором, посторонними предметами.

неплотность (негерметичность) стенок дымовых каналов выше чердачного перекрытия и над крышей, в результате чего происходит резкое падение естественной тяги;

недостаточное термическое сопротивление стенок дымохода, в результате чего преждевременно охлаждаются продукты сгорания и прекращается тяга.

Перечисленные причины могут вызывать несчастные случаи при пользовании газовыми приборами, подсоединенными к этим дымоходам. Поэтому в соответствии с правилами безопасности и техническими условиями отопительные печи, переводимые на газовое топливо, должны снабжаться автоматикой, отключающей подачу газа к ним при прекращении тяги в дымоходе и горения газа в топливнике.

Предотвращение нарушения работы дымоходов может обеспечиваться также за счет систематических наблюдений за ними и своевременных ремонтов с тщательной очисткой и проверкой тяги как после ремонта, так и в процессе эксплуатации.

ГЛАВА

10 ОХРАНА ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

10.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Охрана труда включает в себя систему законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. Она устанавливает обязательные для всех предприятий, должностных лиц и рабочих требования и правила безопасной организации труда.

Поддержание безопасных условий труда, как показывает практика, заключается в систематической проверке состояния безопасности труда на всех рабочих местах перед началом работ, в устранении производственных опасностей и контроле со стороны непосредственного руководителя и инженера по технике безопасности за состоянием оборудования, защитных приспособлений и применением безопасных способов выполнения рабочих операций.

Соблюдение требований по охране труда является обязанностью каждого работающего. Типовые инструкции по охране труда для рабочих отдельных профессий разрабатываются министерствами и ведомствами по согласованию с центральными комитетами профсоюзов, а при отсутствии таковых инструкции разрабатываются и утверждаются администрацией предприятия по согласованию с профсоюзным комитетом.

За состоянием техники безопасности и производственной санитарии в газовом хозяйстве установлен систематический государственный, ведомственный и общественный контроль, который осуществляется органами государственного надзора и общественного контроля. Государственный надзор осуществляют Госгортехнадзор Украины и его местные органы.

Основной задачей органов Госгортехнадзора является контроль за правильным выполнением требований по безопасному ведению работ и проведением профилактических мероприятий по предупреждению аварий и производственного травматизма на предприятиях и объектах, входящих в особый перечень и подконтрольных Госгортехнадзору.

Большое значение для создания здоровых и безопасных условий труда и соблюдения трудового законодательства имеют общественные формы контроля за состоянием охраны труда на предприятии.

10.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЧИН АВАРИЙ И НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Повреждения и аварии в газовом хозяйстве могут вызываться техническими и организационными причинами.

Технические причины включают: конструктивные недостатки машин, механизмов, оборудования, приспособлений и инструментов; неисправность машин, механизмов, оборудования, приспособлений и инструментов; неудовлетворительное техническое состояние зданий, сооружений и их элементов; несовершенство технологических процессов.

К *организационным причинам* относятся: нарушение технологии работы; нарушение правил дорожного движения; неудовлетворительная организация работ; отсутствие средств индивидуальной защиты; недостатки в инструктировании и обучении работающих безопасным приемам труда; использование работающих не по специальности; нарушение трудовой дисциплины; неосторожность или невнимательность работников (воздействие внешних факторов, усталость, эмоциональные переживания).

К *основным причинам аварий на газопроводах* различных объектов газового хозяйства относятся: дефекты в сварных стыках; разрывы сварных стыков; дефекты в трубах, допущенные на заводе-изготовителе; разрывы компенсаторов; провисание газопровода; некачественная изоляция или ее повреждение; коррозионное разрушение газопровода; повреждение газопроводов при производстве земляных работ; повреждение надземных газопроводов транспортом; повреждение от различных механических усилий.

Основные причины аварий резервуаров сжиженного газа — переполнение и перегрев свыше допустимых норм; низкое качество ремонта; отсутствие или неисправность КИПиА; дефекты сварных стыков; коррозионное повреждение; механическое разрушение; наличие статического электричества; неплотности в соединительных рукавах и трубопроводах; использование соединительных рукавов, не соответствующих нормативным требованиям.

Причины аварий на ГРП (ГРУ) — утечки газа через неплотности в соединениях, арматуру и оборудование; неисправность оборудования и арматуры; срабатывание ПКН; прекращение подачи газа; повышение или понижение давления газа; неисправность системы отопления; разборка оборудования без установки заглушек.

Основные причины аварий на ГНС (ГНП) — утечки газа из технологического оборудования; наполнение баллонов газом при давлении свыше допустимого; удаление избытка газа выпус-

ком в атмосферу; нарушение правил хранения и транспортирования баллонов; использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении; внесение открытого огня; неисправность блокировки, автоматики, сигнализации.

Аварийные ситуации на дымовых и вентиляционных каналах возникают: при засорении канала; образовании конденсата; обмерзании оголовка; сужении сечения канала; неплотности кладки; нарушении обособленности каналов; ветровом воздействии; недостаточной высоте; подключении к одному каналу нескольких приборов.

Причинами аварий на газовом оборудовании в квартирах являются утечки газа на кранах и резьбовых соединениях; утечки в сварных соединениях; утечки в местах присоединения вентиля и регулятора к баллону; неисправность горелки; задувание или заливание горелки; отрыв или проскок пламени; прекращение подачи газа; неполное сгорание газа; неисправность автоматики по тяге; переполнение и перегрев баллона; неисправность баллона; работа печи при закрытом шибере; неплотность кладки дымохода.

Комплекс мероприятий по устранению производственных опасностей и условий, которые способствуют возникновению травм или аварий, за определенный период работы обычно выполняется отделом охраны труда и руководителями работ.

10.3. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЕ ПРАВИЛ И НОРМ ОХРАНЫ ТРУДА

Нарушители норм и правил охраны труда могут привлекаться к следующим видам ответственности: административной, дисциплинарной, уголовной, материальной и общественной.

Административной ответственности подвергаются лица за нарушение правил и норм охраны труда при условии, что правонарушение не достигает такой степени общественной опасности, преодоление которой требует привлечения к уголовной ответственности; правонарушение не считается, как правило, дисциплинарным проступком (упущение по службе, нарушение трудовой дисциплины), а если и является таковым, то при этом нарушаются не только трудовая дисциплина, но и порядок управления. Ответственность на нарушителя в этих случаях возлагается органом, которому он подчинен в служебном порядке.

Мерами административной ответственности за несоблюдение правил и норм охраны труда являются: предупреждение, штраф, лишение отдельных прав.

Правом применения административных мер к нарушителям правил и норм охраны труда обладают: административные комиссии при исполкомах Советов народных депутатов; органы Госгортехнадзора, Госэнергонадзора, Госсаннадзора, ГАИ, технические и правовые инспекторы труда и некоторые другие.

Дисциплинарной ответственности подвергаются должностные

лица, а также рабочие и служащие за нарушение ими правил и норм охраны труда, которые не влекут за собой тяжкие последствия.

В соответствии с Основами Законодательства Союза ССР и союзных республик о труде на виновных могут накладываться следующие дисциплинарные взыскания: замечание, выговор, строгий выговор, перевод на другую нижеоплачиваемую работу на срок до 3 мес или смещение на низшую должность на тот же срок, а также увольнение.

Уголовную ответственность за несоблюдение правил и норм по охране труда несут в тех случаях, когда это нарушение повлекло или могло повлечь за собой несчастные случаи с людьми либо иные тяжкие последствия (нанесение легких и тяжелых телесных повреждений потерпевшим, гибель людей, нанесение существенного материального ущерба).

Уголовную ответственность могут нести лишь те должностные лица, на которых в силу их служебного положения или по специальному распоряжению была возложена обязанность по соблюдению требований безопасности на определенном участке работы или контролю за их выполнением.

Должностное лицо, нарушившее правила и нормы охраны труда, если при этом содеянное могло повлечь за собой несчастный случай с людьми или иные тяжкие последствия, наказывается лишением свободы на срок до одного года или исправительными работами на тот же срок, или штрафом до 100 руб., или увольнением с работы.

При нарушениях, повлекших за собой телесные повреждения или утрату трудоспособности, виновные наказываются лишением свободы на срок до трех лет или исправительными работами на срок до одного года.

Если в результате нарушения должностным лицом требований правил и норм охраны труда наступила смерть человека или нескольким лицам причинены тяжкие телесные повреждения, то такое преступление карается лишением свободы на срок до 5 лет.

В тех случаях, когда нарушение этих правил допущено иными должностными лицами, содеянное с учетом обстоятельств дела может рассматриваться как должностное преступление (халатность, злоупотребление служебным положением).

10.4. ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ

Организация работ. К газоопасным относятся работы, выполняемые в загазованной среде, или работы, во время которых возможен выход газа из газопроводов, арматуры, агрегатов и другого оборудования.

Наиболее часто выполняются следующие газоопасные работы: ввод в эксплуатацию газопроводов, ГРП (ГРУ), агрегатов и приборов; присоединение агрегатов к действующим газопроводам

без отключения их от сети; техническое обслуживание и ремонт находящихся под газом газопроводов, арматуры и газового оборудования, установка и снятие заглушек на газопроводах при отключении от сети агрегатов, оборудования и отдельных узлов, а также все виды сварочных (огневых) работ; демонтаж, консервация и расконсервация газопроводов, отключенных от сети; откачка конденсата из конденсатосборников; осмотр, ремонт газопроводов и арматуры в колодцах, проветривание последних; земляные работы при раскопке поврежденного подземного газопровода; консервация и расконсервация оборудования.

При определении числа специалистов и рабочих, которые должны привлекаться к различным газоопасным работам, следует исходить из положений:

все газоопасные работы, кроме откачки конденсата из конденсатосборников, осмотра и проветривания колодцев, должны выполняться под руководством специалиста;

все газоопасные работы должны выполняться не менее чем двумя рабочими, а работы в колодцах, топках котлоагрегатов, ГРП (ГРУ) — не менее чем тремя рабочими;

спуск трех человек и более в загазованный колодец, туннель или другой подобный объект и работа там при не отключенном от сети газопроводе запрещены;

при работе рабочего (рабочих) в колодце, внутри агрегата и на других подобных объектах на поверхности земли должны находиться не менее двух человек;

при выполнении работ в загазованном помещении в действующих ГРП (ГРУ) снаружи должен выставляться рабочий.

Число рабочих, привлекаемых к газоопасным работам, определяется расчетом. При ответственных работах число рабочих должно быть на одного человека (слесарь) больше расчетного, а при работах, связанных со сваркой,— на два человека больше расчетного (слесарь, сварщик).

На газоопасные работы выдается разовый наряд-допуск, заполненный и подписанный по установленной форме. Наряд должен быть зарегистрирован в специальном (пронумерованном и прошнурованном) журнале. Ответственное лицо, получая и возвращая наряд, расписывается в журнале. Срок хранения наряда один год со дня выдачи. Все газоопасные работы должны согласовываться с лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию газового хозяйства предприятия (цеха, участка).

Выдавать наряды на газоопасные работы могут только руководящие работники и специалисты, допущенные к газоопасным работам и назначенные приказом по предприятию.

На пуск газа в газопроводы с давлением более 0,6 МПа; огневые работы в ГРП (сварка, газовая резка); ремонтные огневые работы на действующих газопроводах среднего и высокого давления; отключение и включение подачи газа на предприятие, кроме наряда, разрабатывается специальный план. Этим планом определяются: последовательность работы, расстановка людей, не-

обходимые для работы механизмы и приспособления, меры безопасности во время работ, лица, ответственные за каждую, определенную данным планом газоопасную работу (на каждую газоопасную работу выдается наряд), а также лицо, осуществляющее общее руководство. Руководитель работы координирует деятельность отдельных бригад, участвующих в комплексной газоопасной работе.

В процессе газоопасной работы все указания и распоряжения рабочим могут даваться только лицом, ответственным за эту работу. Если начальник цеха либо другое должностное лицо, в том числе подписавшее наряд на работу, хочет дать распоряжение рабочему, то он должен это сделать через руководителя данной работы.

Если газоопасная работа не окончена в срок, указанный в наряде, для продолжения работ необходимо продлить срок действия наряда, а это может сделать только специалист, выдавший наряд. При продлении наряда выполняется соответствующая запись в журнале и ставятся подписи лица, продлившего наряд, и руководителя работ.

Наряд на текущие газоопасные работы выдается заблаговременно, что позволяет провести все необходимые подготовительные работы. Докладывать о ходе работ лицу, подписавшему наряд, следует ежедневно.

При возникновении в результате аварии прямой угрозы оборудованию или жизни людей она ликвидируется без наряда до устранения угрозы в любое время суток. Работы, выполняемые при ликвидации аварии, выполняются под непосредственным руководством специалиста. Аварийные газоопасные работы должны осуществляться в соответствии с планом и инструкцией по предупреждению и ликвидации возможных аварий при эксплуатации газового предприятия. Если после устранения угрозы, вызванной аварией, потребуется приведение газовой системы и оборудования в технически исправное состояние, то работы проводятся в обычном порядке с выдачей наряда-допуска.

Работы в колодцах. При работах в колодцах и траншеях необходимо соблюдать меры безопасности:

перед открытием люка следует его оградить. Если ограждение устанавливается в проходе или на проезжей части территории предприятия, а работа выполняется в темное время суток, то на ограждении должен быть красный световой сигнал. Открывать крышку люка во избежание искрения следует крючками или ломами из цветного металла (при закрывании крышки нельзя допускать ударов металла о металл по той же причине). Нельзя не только опускать голову в открытый люк, но даже низко наклоняться над ним, чтобы не вдохнуть загазованный воздух, который может быть в колодце. Если после открытия люка установлено, что колодец загазован, то его необходимо проветрить или провентилировать нагнетанием воздуха через шланг от ручного переносного вентилятора;

спускаться в колодец, траншею и другие подобные объекты можно только по стационарным скобам или по металлической лестнице. Стальные лестницы в колодцах могут привести к взрыву при ударе ее о стенку, арматуру, трубы, поэтому более безопасны лестницы из алюминиевых трубок. При спуске по скобам рабочий, прежде чем взяться за следующую скобу или переступить на нее, должен проверить прочность ее закрепления. Если для спуска применяется лестница, то она должна быть достаточной длины, с приспособлением для закрепления у верхнего края колодца. Во избежание скольжения лестницы ее нижние концы в зависимости от грунта должны иметь резиновые наконечники или быть заострены; спускающийся в колодец рабочий должен надеть спасательный пояс с веревкой и противогаз. Оставшиеся наверху должны находиться с наветренной стороны люка и, наблюдая за рабочим в колодце, держать в руках конец веревки спасательного пояса. Наблюдающие работники должны иметь при себе наготове спасательные пояса и противогазы. При длительных ремонтных работах (более одного часа) воздух в колодец следует подавать вентилятором или компрессором. Если ремонтные работы ведутся на неотключенном газопроводе, допускается одновременный спуск в колодец не более двух человек при наличии наблюдающих наверху.

В перекрытых (полностью или частично) котлованах, траншеях и газовых колодцах проведение газоопасных работ допускается только без применения сварки. Сварка и резка в указанных сооружениях, а также замена арматуры, компенсаторов, изолирующих фланцев на действующих газопроводах разрешается только после снятия перекрытия.

Перед началом сварки или газовой резки в помещениях, где расположены действующие газопроводы и газовое оборудование, а также в колодцах, коллекторах должна проводиться проверка воздуха на загазованность. Содержание газа в воздухе не должно превышать 20 % нижнего предела воспламеняемости газа.

Во время огневых работ помещение должно хорошо проветриваться, а колодец или коллектор вентилироваться нагнетанием воздуха при помощи вентилятора или компрессора.

Безопасные приемы работ и средства защиты. Запрещается пребывание посторонних лиц, курение и наличие источников открытого огня в местах проведения газоопасных работ.

Отключаемые при сносе зданий или демонтаже газового оборудования участки газопроводов должны отрезаться, освобождаться от газа и завариваться наглухо.

При внутреннем осмотре и ремонте котлы, печи и другие газифицированные агрегаты отключаются от газопровода заглушками.

Работа в топке котла или агрегата разрешается только после ее проветривания и проверки на загазованность.

Набивка сальников запорной арматуры, разборка резьбовых соединений на наружных газопроводах среднего и высокого давления допускаются при давлении не более 0,1 МПа.

Замена прокладок фланцевых соединений на наружных газопроводах допускается при давлении газа в газопроводе не более 40...150 даПа.

Смазка кранов внутридомового газового оборудования на газопроводах диаметром до 50 мм при соблюдении необходимых мер предосторожности возможна при давлении газа не более 300 даПа.

Каждый, работающий по наряду-допуску, должен иметь шланговый противогаз. Применение фильтрующих противогазов не допускается.

Воздухозаборные патрубки шланговых противогазов при работе должны располагаться с наветренной стороны от места выделения газа и закрепляться. Длина шланга должна составлять 8...15 м. Шланг не должен иметь перегибов и чем-либо защемляться.

Спасательные пояса снабжаются наплечными ремнями с кольцом со стороны спины на их пересечении для крепления веревки. Пояс подгоняется так, чтобы кольцо располагалось не ниже лопаток. Применение поясов без наплечных ремней запрещается. Спасательная веревка длиной не менее 6 м не должна иметь повреждений. Перед выдачей поясов, веревок и противогазов проводится их наружный осмотр.

Каждый пояс и веревка должны иметь инвентарный номер и бирку со сроком испытания.

Испытание поясов, карабинов и веревок проводится не реже одного раза в шесть месяцев под руководством специально назначенного специалиста. Результаты испытания оформляются актом или записью в специальном журнале.

При работах в ночное время организовывается электрическое освещение рабочих мест с обеспечением освещенности не менее чем 10 люкс. Выключатели и электропроводка, используемые для освещения мест проведения газоопасных работ, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Разрешается использовать аккумуляторные светильники шахтного типа. Допускается освещение прожекторами в нормальном исполнении при условии их размещения с наветренной стороны на расстоянии не менее 5 м. Соединения сварочных проводов должны иметь хорошие контакты.

При отсутствии у исполнителей опыта проведения газоопасных работ на действующих газопроводах с ними необходимо провести тренировочные занятия. Приспособления, установки, методы работы вначале подлежат опробованию и отработке на стендах в условиях, максимально приближенных к реальным. Тренировочные занятия проводятся с каждой бригадой в отдельности непосредственным руководителем работ.

Инструмент. При газоопасных работах применяют инструмент во взрывобезопасном исполнении. Ударные взрывобезопасные инструменты изготавливаются из цветных металлов, или их сплавов (медь, алюминий, фосфорная бронза и т. д.).

Там, где невозможно использовать инструменты из цветных сплавов и металлов (ограничения по твердости, прочности и т. д.), применяют стальной омедненный инструмент.

Инструменты для рубки металла и другие приспособления из неомедненных сталей перед употреблением во взрывоопасных условиях густо смазывают солидолом или техническим вазелином. Применение электрических инструментов, дающих искрение (дрели и др.) в загазованной среде запрещается.

10.5. УТЕЧКИ ГАЗА

Борьба с утечками газа важна для поддержания в исправности всех газовых коммуникаций, сооружений и установок, так как обеспечивает безопасность населения и производственного персонала.

Наиболее вероятными местами утечки газа могут быть:

стыковые соединения газопроводов; участки, пораженные коррозией (электрической, блуждающими токами, атмосферной);

места со скрытым (своевременно незамеченным) заводским или монтажным браком в трубах, деталях (фасонных частях);

своевременно не обнаруженные во время испытаний места недостаточно качественной работы монтажников строительных и эксплуатационных организаций;

сальниковые уплотнения арматуры;

участки, поврежденные строительно-монтажными организациями в процессе производства работ вблизи действующих газопроводов;

арматура, защищенная неправильно установленными (без плотной опоры) или недостаточно прочными коверами при наездах безрельсового транспорта;

участки газопроводов и места установки арматуры, не обеспеченные надлежащими компенсационными устройствами;

места соединений труб из разнородных материалов;

места, поврежденные случайно, по недосмотру, при производстве профилактических или аварийно-поисковых работ;

арматура сооружений, «утерянных» в процессе эксплуатации газопроводов и т. д.

Утечки вызываются в основном: коррозией труб; неисправностями резьбовых и сварных соединений; поломкой запорной арматуры или ее неплотностью; некачественной заводской сваркой газовых труб и отводов; неплотностью пробок и заглушек; установкой, вопреки техническим правилам, различных временных заглушек и соединений.

Утечки, вследствие которых могут возникнуть аварии (взрывы, пожары) при несоблюдении требований Правил безопасности в газовом хозяйстве, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, вероятны на всех этапах транспортирования, хранения и использования сжиженного газа. В этих случаях наиболее характерны утечки: в соеди-

нениях резиновых рукавов со штуцерами; сальниках вентилей, резьбовых соединениях арматуры; предохранительных клапанах; резинотканевых шлангах (рукавах), которые могут быть случайно пробиты, прорезаны или местами протерты вследствие ветхости; фланцевых соединениях; струбцинах и накидных гайках, у которых ослаблены уплотнительные прокладки; сварных швах баллонов.

Случайные утечки газа не менее опасны, чем происшедшие вследствие неисправности прибора или трубопроводов. Вследствие небрежного выполнения работ лицами, ответственными за работу агрегатов и установок, возникают утечки. Это происходит тогда, когда на рампе газовой плиты вместо крана горелки, намеченной к использованию, иногда открывают кран, пропускающий газ на горелку духового шкафа или на соседнюю горелку, которую не зажигают. Вытекающий и неподожженный газ воспламеняется при соприкосновении с горящим пламенем, происходит вспышка, а иногда и взрыв.

Причиной утечки может стать включение в работу водонагревателя или кипятильника, не имеющего блокировки безопасности. Открывают кран и с большим опозданием подносят зажженную спичку к горелке. Вытекающий в течение какого-то промежутка времени газ заполняет топку и от поднесенного пламени взрывается. Такое же явление, но в более крупных масштабах, происходит в том случае, когда топочное пространство котла или печи не провентилировано и газ пущен в горелку до внесения в топку зажженного запальника.

Наличие утечек газа определяется: по запаху газа; шуму выходящего газа; падению давления в газопроводах и у газовых приборов, что дополнительно устанавливается при контрольных опрессовках; с помощью газоанализаторов и газосигнализаторов; шурфовых и буровых осмотров на подземных газопроводах; методом нанесения мыльной эмульсии на стыковые фланцевые и резьбовые соединения.

Не разрешается для обнаружения утечек газа применять огонь.

Профилактический надзор за состоянием подземных и надземных газопроводов должен начинаться еще во время их строительства и приемки в эксплуатацию. Так, помимо контроля за качеством работ, который обязана вести строительно-монтажная организация, эксплуатационная организация, принимающая сооружение, должна производить выборочную или полную проверку качества изоляционного покрытия газопроводов, и особенно тех, которые производятся на трассе, а не в условиях центральных заготовительных мастерских.

После ввода газопровода, газового оборудования и приборов в эксплуатацию устанавливается профилактический надзор за ними в сроки, установленные Правилами безопасности в газовом хозяйстве, инструкциями по эксплуатации, другими нормативными материалами.

При профилактических или аварийных ремонтных работах нельзя допускать никаких временных исправлений. Ремонт необходимо выполнять основательно и немедленно после обнаружения утечки газа.

10.6. АВАРИЙНЫЕ РАБОТЫ

Для локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовых хозяйствах организуются аварийно-диспетчерские службы (АДС) с круглосуточной работой без выходных и праздничных дней. Аварийные работы в системах газоснабжения предприятий, которые осуществляют эксплуатацию систем газоснабжения собственной газовой службой, выполняются силами и средствами этих служб. АДС предприятий газового хозяйства в аварийных случаях должна оказывать предприятиям помощь в локализации аварий путем отключения аварийных участков от системы газоснабжения, методических указаний и контролировать ход выполнения аварийных работ. Деятельность АДС по предотвращению, локализации и устранению аварийных ситуаций должна определяться «Планом ликвидации возможных аварий» и «Планом взаимодействия служб различных ведомств» (пожарной охраны, скорой помощи, милиции, гражданской обороны и др.).

Эти планы должны быть изучены всем административно-техническим персоналом и рабочими. Каждый ознакомленный с планом должен расписаться в специальном журнале. Знание планов проверяется во время учебных работ и занятий по графикам, утвержденным главным инженером предприятия.

Задачами АДС являются: круглосуточный прием заявок, устранение утечек и аварийных повреждений на газопроводах и установках; профилактические работы по предупреждению аварий на участках газового хозяйства; контроль за давлением в газовых сетях и гидравлическим режимом их работы; учет и анализ аварий и повреждений; хранение исполнительной документации на распределительные газопроводы и внесение в нее изменений и дополнений.

Каждая служба должна быть укомплектована штатом специалистов и обученных рабочих, иметь материальную базу (мастерские, склады, механизмы, инструмент и пр.), аварийные автомобили, землеройные механизмы, сварочные агрегаты и другое оснащение, обеспечивающее незамедлительный выезд дежурной бригады на место аварии и быстрое выполнение аварийных работ.

В случае возникновения аварий на объектах городского газового хозяйства начальник смены АДС или лицо, его заменяющее, должны вызвать на место работы скорую медицинскую помощь, пожарную охрану и наряд милиции (если это необходимо по ходу развития аварийной ситуации). В особых случаях организуется эвакуация людей из загазованных помещений или по-

мещений, которым угрожает опасность взрыва, а также прекращается движение транспорта и проход пешеходов.

Решение об эвакуации населения из загазованного помещения принимается при содержании в воздухе более 1 % природного и 0,4 % сжиженного газа.

К аварийным относятся работы по ликвидации: проникиовения газа в здания и сооружения, закупорок и других повреждений, связанных с нарушением режима газоснабжения, утечек газа в различных помещениях, а также работы, выполняемые при взрывах и пожарах.

Аварийные работы требуют безотлагательных действий по их устранению. Поэтому они проводятся без наряда на газоопасные работы до момента ликвидации прямой угрозы людям и материальным ценностям, после чего работы выполняются по наряду.

В первую очередь аварийная служба проводит работы, ограничивающие распространение и размеры аварии, а ликвидацию серьезных последствий выполняют в дальнейшем силами эксплуатационного персонала.

АДС городского газового хозяйства ликвидирует аварии на наружных газопроводах города независимо от их ведомственной подчиненности (за исключением газопроводов и оборудования, находящихся на ведомственных территориях). Аварии на газопроводах и газовом оборудовании предприятий и организаций, находящихся на заводских территориях или в цехах, ликвидируются силами и средствами этих предприятий или организаций.

При получении извещения (заявки) о наличии газа в помещении дежурный АДС обязан дать инструктаж заявителю о принятии необходимых мер, предотвращающих аварию и несчастные случаи (выключение газовых приборов, проветривание помещений, запрещение пользоваться открытым огнем).

В основу организации работ по выполнению аварийных заявок должно быть положено требование о прибытии бригады АДС (в сельской местности — персонала эксплуатационного участка) на аварийный объект в предельно короткий срок, установленный положением об АДС. По всем извещениям о взрыве, пожаре, загазованности помещений к месту аварий аварийная бригада должна отбыть в течение пяти минут.

Аварии на подземных газопроводах являются наиболее опасными. Поэтому при получении сообщения об аварийном повреждении газопровода, появлении запаха газа в зданиях или сооружениях должны быть приняты немедленные меры к выявлению и устранению повреждения газопровода.

В здания и сооружения газ может проникнуть непосредственно по грунту через фундаменты (или под ними) зданий, но чаще всего газ проходит по различным подземным коммуникациям: каналам теплосети, газовым, водопроводным и канализационным вводам и т. п. Особенно опасно попадание газа в каналы теплосети и телефонные, так как по ним газ может распространяться на значительное расстояние, измеряемое сотнями метров, и одно-

временно проникать, в первую очередь по вводам, в несколько зданий. Опасность увеличивается с повышением давления в газопроводах.

Признаком повреждения подземного газопровода может быть запах газа в подвале здания, в подъезде или на лестничной клетке здания, на улице, в колодце, тоннеле.

При поступлении заявки «Запах газа в подвале жилого дома» возможными причинами аварии могут быть: нарушение целостности подземного газопровода (разрыв стыка, образование свища в результате коррозии газопровода и др.); проникновение газа через грунт и по подземным коммуникациям.

При локализации аварии рекомендуется такая последовательность проведения работ:

принимается заявка, заявитель инструктируется по мерам безопасности до прибытия аварийной бригады;

заявка регистрируется и аварийной бригаде выписывается наряд;

проводится краткий инструктаж аварийной бригаде о порядке выполнения газовых работ на объекте, подготавливается необходимая исполнительно-техническая документация;

на месте аварии расставляются предупредительные и запрещающие знаки у въезда на аварийный объект, охраняются входы в подвал и лестничные клетки для недопущения огня в загазованном помещении;

определяется концентрация горючего газа в подвале, на лестничных клетках и в помещениях первого этажа газоанализаторами и газоиндикаторами во взрывобезопасном исполнении;

при концентрации природного газа до 1 %, сжиженного до 0,4 % и отсутствии газа в помещениях первого этажа производится интенсивная вентиляция подвала, лестничной клетки и помещений первого этажа; осуществляется постоянный контроль за изменением концентрации газа; отыскиваются места утечек газа; проверяются на загазованность соседние подвалы, тоннели, колодцы и другие смежные коммуникации.

Если установить точное место повреждения газопровода быстро не удалось, а поступление газа в подвал продолжается, отрывается траншея в местах возможного поступления газа в него.

После выполнения всех перечисленных выше работ, в результате которых руководитель аварийной бригады может быть уверен в том, что ситуация на месте аварии находится под контролем бригады и опасность взрывов, пожаров, несчастных случаев и прочих осложнений полностью исключена, должны быть приняты меры к отысканию места утечки газа из подземного газопровода.

Отыскание мест повреждения и их устранение производятся согласно плану ликвидации аварий и технологических карт по ремонту повреждений на газопроводах.

Наиболее трудно отыскать утечки газа в условиях сложной системы разветвления подземных газовых сетей, находящихся

под плотным дорожным покрытием проездов и пересекающихся с большим числом других коммуникаций. Еще больше осложняет эту работу промерзание грунта. В связи с этим должны приниматься меры по проверке наличия газа во всех смежных коммуникациях, колодцах, каналах, приниматься меры по их интенсивной вентиляции. Необходимо выявить наиболее загазованную зону и наиболее вероятные участки поврежденных газопроводов.

Таблица 10.1. **Аварийные случаи и неполадки во внутрицеховом газовом хозяйстве и основные меры их ликвидации [1]**

Типичные аварийные случаи и неполадки	Возможные последствия	Меры ликвидации аварий и предупреждения несчастных случаев
Разрыв газопровода внутри котельной или цеха	Взрыв газовоздушной смеси и разрушение помещения Воспламенение газа и пожар	Немедленно закрыть общую отключающую задвижку на вводе газопровода в цех Закрыть задвижки на газопроводах агрегатов и краны у газовых горелок
Утечка газа через неплотности швов газопроводов, фланцевые соединения и сальники арматуры	То же	Немедленно открыть наружные окна и двери, а также вытяжные дефлекторы. Сообщить дежурному слесарю или мастеру. При утечке, угрожающей взрывом, необходимо кроме того: прекратить подачу газа в цех, перекрыв задвижку на вводе газопровода, закрыть рабочие краны и задвижки у горелок, открыть краны на свечах
Полный отрыв факела пламени от горелки. Прекращение горения газа в топке и появление несгоревшего газа в топках и боровах	Взрыв газовоздушной смеси в топке или боровах печи	Немедленно прекратить подачу газа к агрегату. Закрыть рабочие краны и задвижки у горелок. Провентилировать топку и газоходы. Сообщить ответственному за газовое хозяйство
Прекращение подачи воздуха к двухпроводным (дутьевым) газовым горелкам	Неполнота сгорания, прекращение горения газа. Взрыв газовоздушной смеси в топке или боровах	Уменьшить подачу газа. Шибером поддерживать разрежение в топке Открыть лючки, гляделки и окна для естественного подсоса воздуха в топку. Доложить ответственному за газовое хозяйство. Применять меры, принимаемые при взрыве (см. выше)
Срабатывание запорно-предохранительного клапана на газопроводе ГРП (ГРУ)	Неожиданная остановка агрегата и возможность утечки газа в топку	Выключить газовые горелки и агрегаты. Вызвать мастера или теплотехника и устранить причину, приведшую к закрытию клапана

При поступлении заявки «Отравление продуктами сгорания газа» возможными причинами отравления могут быть: наруше-

ние или отсутствие тяги в дымоходе от газовой колонки; нарушение правил пользования газовой колоикой (самовольная установка, отсутствие приточной вентиляции и т. д.); неправильная эксплуатация газовых приборов (не отрегулированы горелки, неверно подобран диаметр сопла, отсутствует вентиляция, нарушена плотность либо засорен дымоход, ощущается влияние зоны ветрового подпора или инверсии).

Рекомендуется следующая последовательность работ по предотвращению и локализации аварии:

по прибытии на место аварии знакомятся с обстановкой на месте;

интенсивно вентилируют квартиру и помогают пострадавшим;

определяют причины отравления;

проверяют на загазованность квартиру, смежные с ней помещения;

составляют соответствующие акты.

Согласно плану взаимодействия служб диспетчер вызывает на аварийный объект службы скорой помощи, домоуправления (при необходимости — милицию).

Отдельные случаи аварий и неполадок во внутрицеховом газовом хозяйстве предприятий приведены в табл. 10.1.

Любые аварийные работы организуются и проводятся на основе:

единоначалия и вытекающей из этого положения ответственности за каждое принятое (или не принятое) решения руководителя работ;

предварительного распределения обязанностей и объема работы среди членов аварийной бригады с их последующей корректировкой руководителем в зависимости от развития аварийной ситуации;

обязательного доклада каждым исполнителем результатов выполнения порученного дела (отдельной операции) для получения от руководителя следующего задания;

безусловного обеспечения максимальной степени безопасности для себя лично, своих товарищей и окружающей среды при минимальном расходе времени на каждую операцию в отдельности и всю работу в целом;

максимальной занятости всех членов бригады с учетом параллельного выполнения возможно большего числа операций;

личного контроля руководителя за самыми сложными и опасными операциями и участками работы.

Список использованной литературы

1. *Багдасаров В. А.* Аварийная служба городского газового хозяйства.— Л.: Недра, 1975.— 408 с.
2. *Белашов А. Д.* Особенности эксплуатации газового хозяйства в зимних условиях.— Л.: Недра, 1982.— 168 с.
3. Безопасность работ в газовом хозяйстве / Сост.: Л. В. Емельянов, Б. А. Кисилев, П. Е. Котляр.— К.: Техніка, 1985.— 300 с.
4. *Боксерман Ю. И., Мкртычан Я. С., Чириков Н. Ю.* Перевод транспорта на газовое топливо.— М.: Недра, 1988.— 224 с.
5. *Варфоломеев В. А., Торчинский Я. М., Шевченко Р. Н.* Справочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения.— К.: Будівельник, 1988.— 238 с.
6. Газоснабжение: СНиП 2.04.08-87.— М., 1987.— 65 с.
7. Инструкция по составлению планов ликвидации аварий.— М.: Недра, 1968.— 25 с.
8. Инструкция по изготовлению технологических трубопроводов из пластмассовых труб / ЦБТИ Минтяжстрой УССР.— К., 1983.— 110 с.
9. Инструкция типовая по организации безопасного проведения газоопасных работ.— М.: Недра, 1986.— 26 с.
10. *Ионин А. А.* Газоснабжение.— М.: Стройнздат, 1989.— 440 с.
11. *Колпаков Л. А., Павлов Б. П., Цветков Ю. М.* Эксплуатация и ремонт газорегуляторных пунктов и установок.— Л.: Недра, 1989.— 200 с.
12. *Коломиец А. А., Буслович Л. Г.* Справочник по печным работам.— К.: Урожай, 1987.— 128 с.
13. *Ошовский В. Д., Кулага И. И., Коношко Ю. И.* Слесарю установок сжиженного газа.— Донецк: Донбасс, 1983.— 177 с.
14. *Ошовский В. Д., Кулага И. И., Штейнбук З. Ю.* Слесарю газовой службы.— Донецк: Донбасс, 1987.— 160 с.
15. Правила производства работ и ремонт печей, дымоходов и газоходов.— М.: Стройиздат, 1986.— 70 с.
16. *Плотников В. М., Подрешетников В. А., Тетеревятников Л. Н.* Приборы и средства учета природного газа и конденсата.— Л.: Недра, 1989.— 240 с.
17. Правила безопасности в газовом хозяйстве.— М.: Недра, 1982.— 178 с.
18. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.— М.: Металлургия, 1988.— 155 с.
19. *Рагозин А. С.* Бытовая газовая аппаратура: Эксплуатация и ремонт.— М.: Недра, 1974.— 160 с.
20. *Серветник Ю. К., Ошовский В. Д., Кулага И. И.* Технический надзор при газификации объектов.— К.: Будівельник, 1983.— 76 с.
21. *Столпнер Е. Б.* Справочник эксплуатационника газифицированных котельных.— Л.: Недра, 1988.— 608 с.
22. Сборник руководящих материалов для работников газового хозяйства РСФСР: Дополнения и изменения: В 3 т.— Л.: Недра, 1987.— 1989.— 3 т.
23. *Фастов Л. М., Ширяев В. В.* Ремонтные работы на городских газопроводах.— Л.: Недра, 1989.— 151 с.
24. *Шур И. А.* Газорегуляторные пункты и установки.— Л.: Недра, 1986.— 117 с.
25. *Эстеркин Р. И.* Противоаварийные тренировки в пронзводственно-отопительных котельных.— Л.: Энергоатомиздат, 1990.— 248 с.
26. *Яновнч А. Н.* Охрана труда и техника безопасности в газовом хозяйстве.— М.: Недра, 1975.— 216 с.

Оглавление

Предисловие 3

Глава 1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ И ИХ СВОЙСТВА 4

1.1. Природные и искусственные газы 4
1.2. Основные свойства газов 5

Глава 2. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 9

2.1. Классификация газопроводов и систем газоснабжения 9
2.2. Отключающие устройства и сооружения 11
2.3. Основные требования к прокладке газопроводов 12
2.4. Устройство и оборудование ГРП и ГРУ 13
2.5. Газоснабжение сжижеиным газом 18

Глава 3. ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА 22

3.1. Классификация горелочиых устройств 22
3.2. Инжекционные горелки 24
3.3. Горелки с принудительной подачей воздуха 33

Глава 4. ГАЗОВАЯ АРМАТУРА 37

4.1. Общие положения 37
4.2. Запорные устройства 39
4.3. Предохранительная арматура 42
4.4. Регуляторы давления газа 47

Глава 5. ТРУБЫ И МАТЕРИАЛЫ 55

5.1. Стальные трубы 55
5.2. Соединительные части н детали газопроводов 59
5.3. Прокладочные, уплотнительные и лакокрасочные материалы 66
5.4. Сварочные материалы 68
5.5. Изоляционные материалы 69
5.6. Полимерные трубы 73

Глава 6. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ . . . 74

6.1. Приборы для измерения температуры 74
6.2. Приборы для измерения давления 76
6.3. Приборы для определения расхода и количества жидкостей и газа 77
6.4. Приборы для измерения загазованности и утечек газа 78

Глава 7. ИНСТРУМЕНТЫ И ПРИСПОСОБЛЕНИЯ 80

7.1. Измерительный инструмент 80
7.2. Инструмент для сверления, зенкерования и развертывания 81
7.3. Инструмент для нарезания резьбы 82
7.4. Инструмент для резки металла 85
7.5. Инструмент для опиливания и шлифования 87

7.6. Инструмент для разметки 87
7.7. Инструмент и приспособления для выполнения слесарных работ 88

Глава 8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА 96

8.1. Приемка в эксплуатацию смонтированных объектов газового хозяйства 96
8.2. Организация технического обслуживания и ремонта . . . 98
8.3. Присоединение газопроводов к действующим 100
8.4. Эксплуатация газопроводов 109
8.5. Эксплуатация ГРП (ГРУ) 113
8.6. Особенности эксплуатации газопроводов из полиэтиленовых труб 122
8.7. Эксплуатация установок сжиженного газа 124
8.8. Эксплуатация газового оборудования котельных и цехов промышленных предприятий 127
8.9. Основные положения по эксплуатации электрооборудования, средств автоматизации и контроля 131
8.10. Эксплуатация автомобильного транспорта на газовом топливе 133

Глава 9. ВЕНТИЛЯЦИЯ И ОТВОД ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ГАЗА 139

9.1. Требования Правил безопасности в газовом хозяйстве к отводу продуктов сгорания газа 139
9.2. Устройство дымовых и вентиляционных каналов, труб . . . 143
9.3. Вентиляция помещений 147
9.4. Техническое обслуживание дымовых и вентиляционных каналов 148

Глава 10. ОХРАНА ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА 151

10.1. Основные положения 151
10.2. Характеристика причин аварий и несчастных случаев в газовом хозяйстве 152
10.3. Ответственность за нарушение правил и норм охраны труда 154
10.4. Газоопасные работы 155
10.5. Утечки газа 159
10.6. Аварийные работы 161
Список использованной литературы 167

Справочное издание

Ошовский Владимир Данилович
Кулага Иван Иванович

Справочник слесаря газового хозяйства

Редактор *Л. В. Магда*
Художник обложки *Б. А. Прокопенко*
Художественный редактор *А. Ф. Давиденко*
Технический редактор *З. П. Золотарева*
Корректор *Л. И. Римаренко*

ИБ № 3317

Сдано в набор 10.09.91. Подписано в печать 10.01.92. Формат 60×90¹/₁₆ Бумага для печ. устр. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 10,5. Усл. кр. отт. 11. Уч.-изд. л. 12,06. Тираж 20000 экз. Заказ № 1—1359. Цена договорная. Заказное.
Издательство «Будівельник». 254053 Киев, ул. Обсерваторная, 25.
Киевская фабрика печатной рекламы. 252067 Киев, ул. Выборгская, 84.