

**Слесарь аварийно-
восстановительных
работ в газовом
хозяйстве**

ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ».

1. Основные положения Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»:
 - промышленная безопасность опасных производственных объектов - состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий;
 - авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;
 - инцидент - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса;
 - технические устройства, применяемые на опасном производственном объекте, - машины, технологическое оборудование, системы машин и (или) оборудования, агрегаты, аппаратура, механизмы, применяемые при эксплуатации опасного производственного объекта.

2. Опасные производственные объекты в зависимости от уровня потенциальной опасности аварий на них для жизненно важных интересов личности и общества подразделяются на четыре класса опасности:

- I класс опасности - опасные производственные объекты чрезвычайно высокой опасности;
- II класс опасности - опасные производственные объекты высокой опасности;
- III класс опасности - опасные производственные объекты средней опасности;
- IV класс опасности - опасные производственные объекты низкой опасности.

3. Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;
- допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;
- приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

- осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварии;
 - принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на опасном производственном объекте.
4. Работники опасного производственного объекта обязаны:
- соблюдать положения нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
 - проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;
 - незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте на опасном производственном объекте;
 - в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
 - в установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии на опасном производственном объекте.

5. В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;
- иметь резервы финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- обучать работников действиям в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
- создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддерживать указанные системы в пригодном к использованию состоянии.

Тема 2. Физико-химические свойства природного газа и СУГ.

- **Физико-химические свойства природного газа.**
- Природный газ - это газ чисто природных месторождений, добываемый из недр земли.
- Природный газ состоит:
- Метан (CH_4)- составляет основную часть горючую часть природного газа-75 %
- Остальное - тяжелые углеводороды, углекислый газ (CO_2), азот (N_2), кислород (O_2).
- Горючую часть природного газа составляют метан и тяжелые углеводороды.
- Показатели:
- плотность (удельный вес) $0,73 \text{ кг/ нм}^3$ (нм - нормальной вес) удельный вес воздуха $1,293 \text{ кг/ нм}^3$
- минимальная $t^0 \text{ C}$ воспламенения 645^0 C
- максимальная $t^0 \text{ C}$ горения 2043^0 C (при идеальных условиях)
- пределы взрываемости (воспламеняемости) 5-15% к объему помещения
- на организм человека природный газ действует удушающее, уменьшая удельный вес O_2 в помещении.
- Природный газ без цвета, вкуса, запаха. Минимальный предел взрываемости

- Максимальный предел взрываемости 15%. Это значит, что газозвудушная смесь взрывается в пределах от 5 до 15%, до 5% смеси мало газа, больше воздуха и смесь не горит и не взрывается.
- Свыше 15% наоборот газа больше, чем воздуха.
- Сущность удушающего свойства природного газа заключается в следующем:
 - природный газ при утечках вытесняет из помещения кислород, постепенно заполняя все помещение, наступает кислородное голодание - удушье.
- **Положительные свойства природного газа:**
 - экологически чистый вид топлива и продукты его сгорания
 - удобство транспортировки и ее дешевизна
 - высокая $t^{\circ}\text{C}$ сгорания
 - достижение высокого КПД при использовании газоиспользующего оборудования
 - не загрязняет воздушный бассейн городов и населенных пунктов
 - удобство пользования газом населения.

● Недостатки природного газа:

- взрывоопасен (5-15%)

- пожароопасен

- при неполном сгорании выделяет опасный для организма яд - угарный газ, который действует на организм отравляюще (природный газ действует удушающе).

● Одоронизация.

- Так как газ не имеет запаха, то для придания ему запаха с целью определения его при утечках, его одорируют, т.е. добавляют сильно пахнущее вещество этилмеркаптан в количестве 1б-36гр на 1тыс.м³. Запах газа мы должны ощущать при 1/5 от нижнего предела взрываемости, т.е. при 1%. Удушье обычно наступает при содержании в воздухе газа свыше 20%, 1% -запах, 5% - взрыв, 20% - смерть.

● Свойства одоранта

- придавать газу специфический запах

- полностью сгорать при горении газа

- не действовать коррозионно на металл газопроводов, газового оборудования и арматуры,

- не вызывать отрицательных явлений в организме человека.

- Чтобы получить 1 Гкал тепла, нужно сжечь 125,1 м₃ газа.

Физико-химические свойства сжиженного углеводородного газа

- Сжиженные углеводородные газы (СУГ) получают на нефтеперерабатывающих заводах из жирных природных или попутно-нефтяных газов и газов нефтеперерабатывающих заводов в результате термической обработки нефти. Сжиженные газы представляют собой смесь тяжелых углеводородов, в основном пропана - C_3H_8 и бутана - C_4H_{10} .
- При нормальных условиях ($0^\circ C$ и 760 мм рт. ст.) они находятся в газообразном состоянии, но уже при относительно небольшом повышении давления и понижении температуры переходят в жидкость.
- Для коммунально-бытового потребления по ГОСТу 20448-75 предусматриваются следующие марки газов:
- СПБТЗ - смесь пропана и бутана техническая зимняя, не менее 75% пропана;
- СПБТЛ - смесь пропана и бутана летняя, не более 60% бутана.
- Температура кипения (испарения) пропана - $-40 - -42^\circ C$.
- Температура кипения (испарения) бутана - $-0 - -0,5^\circ C$.
- Жидкая фаза СУГ легче воды почти в два раза (плотность газа - 580 кг/м^3 , плотность воды - 1000 кг/м^3).
- Паровая фаза СУГ тяжелее воздуха почти в два раза - плотность газа - $2,2 \text{ кг/м}^3$, (плотность воздуха - $1,2 \text{ кг/м}^3$).
- Газ взрывоопасен и пожароопасен. Нижний и верхний концентрационные пределы распространения пламени (нижний и верхний пределы взрываемости газа): от 1,6% до 9,8% .

- Температура воспламенения (самовоспламенения) газа- 400-460°С
- Теплота сгорания сжиженного углеводородного газа -96250-122500 кДж,
(калорийность) - (22000-28000 ккал/м³)
- Количество воздуха, необходимого для полного сгорания 1м³ газа - 22 м³ -28 м³
- Сжиженный углеводородный газ, как и природные газы, не имеет запаха, поэтому для придания газу специфического запаха в него добавляется одорант - этилмеркаптан- 60-90 г. одоранта на 1 тонну СУГ.
- В баллонах и сосудах сжиженный газ находится в двух состояниях одновременно - жидкая и паровая фазы, а используется в газообразном состоянии (паровая фаза).
- Жидкая фаза газа обладает высоким коэффициентом объемного расширения и в случае переполнения сосудов или баллонов при повышении температуры, расширяясь, может привести к разрыву сосудов, баллонов. Поэтому степень заполнения сосудов, баллонов жидкой фазой СУГ не должна превышать 85% объема.
- Сжиженный углеводородный газ имеет высокую степень изменения объема при переходе из жидкого состояния в

- Сжиженный углеводородный газ не содержит в своем составе отравляющих компонентов, но действует на организм человека удушающе и наркотически. Содержание газа в закрытом объеме или помещении более 30% приводит к кислородной недостаточности (голоданию) и пострадавший может погибнуть от удушья.
- Признаками наркотического отравления являются недомогание и головокружение, вслед за этим наступает состояние опьянения, сопровождаемое веселостью и потерей сознания.
- При неполном сгорании СУГ (т.е. при нехватке первичного или вторичного воздуха , отсутствии тяги в дымоходе) действуют на организм человека отравляюще, т.к. выделяется оксид углерода (СО, окись углерода, угарный газ).
- Опасная концентрация газа - загазованность, превышающая 10% нижнего предела взрываемости (НКПР, т.е. 0.4% по объёму).

Тема 3. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ, НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ И ПРЕДПРИЯТИЙ

- Система газораспределения города (населенного пункта) включает:
- газопроводы от газораспределительных станции (ГРС) до потребителей;
- ГРП;
- сооружения на газопроводах и средства защиты от электрохимической коррозии;
- газопроводы, газовое оборудование промышленных и сельскохозяйственных производств, котельных, административных, общественных и жилых зданий.
- На подходе к городу сооружают ГРС, из которой газ после замера его количества и снижения давления подается в распределительные сети города.
- Газопроводы, прокладываемые в городах, населенных пунктах и предприятиях, классифицируют по следующим показателям:
- по виду транспортируемого газа: природного, попутного нефтяного, сжиженного углеводородного, искусственного, смешанного;
- давлению газа: низкого, среднего, высокого;
- местоположению относительно земли: подземные (подводные),

- назначению в системе газораспределения:
- городские магистральные, распределительные, вводы, вводные газопроводы (ввод в здание), импульсные, продувочные;
- расположению в системе планировки: наружные, внутренние;
- материалу труб: металлические и полиэтиленовые.
- В зависимости от максимального рабочего давления газа газопроводы подразделяются на следующие группы:
- низкой давления — до 5000 Па;
- среднего давления — свыше 0,005 до 0,3 МПа;
- высокого давления — свыше 0,3 до 1,2 МПа.
- На территории городов и населенных пунктов газопроводы, как правило, укладывают в грунт. На территории промышленных предприятий рекомендуется надземная прокладка газопроводов.
- Газопроводы низкого давления предназначены для подачи газа жилым и общественным зданиям, а также коммунально-бытовым потребителям.
- Газопроводы среднего давления служат для питания распределительных газопроводов низкого давления через ГРП, а также подают газ в газопроводы промышленных и коммунально-бытовых предприятий (через местные ГРП и ГРУ).

- По газопроводам высокого давления поступает газ для городских ГРП, местных ГРП крупных предприятий, а также предприятий, технологические процессы которых требуют применения газа высокого давления (до 1,2 МПа). Газопроводы различных давлений связаны между собой через ГРП.
- Система газоснабжения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа всем потребителям, быть простой, удобной и безопасной в обслуживании, предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов для производства аварийных и ремонтных работ.
- Системы газоснабжения городов и населенных пунктов могут быть тупиковыми, кольцевыми и смешанными.
- По числу ступеней давления, применяемых в газовых сетях, системы газоснабжения подразделяют:
- на одноступенчатые - с подачей потребителям газа только одного давления;
- двухступенчатые - с подачей потребителям газа по газопроводам двух давлений: среднего и низкого, высокого и низкого, высокого и среднего;
- трехступенчатые - с подачей потребителям газа по газопроводам трех давлений: низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа);
- многоступенчатые - с подачей потребителям газа по газопроводам низкого, среднего и высокого (до 0,6 и до 1,2 МПа) давлений.

- Все сети различных давлений связаны между собой через ГРП. Расположенные в городе крупные потребители газа (промышленные предприятия, электростанции, отопительные котельные) питаются газом от сетей высокого и среднего давлений.
- Вводы газопроводов после линии застройки, дворовая разводка, ГРП или ГРУ, газовое оборудование предприятий находятся на балансе этих предприятий, обслуживаются и ремонтируются ими или территориальными эксплуатационными газовыми хозяйствами по дог

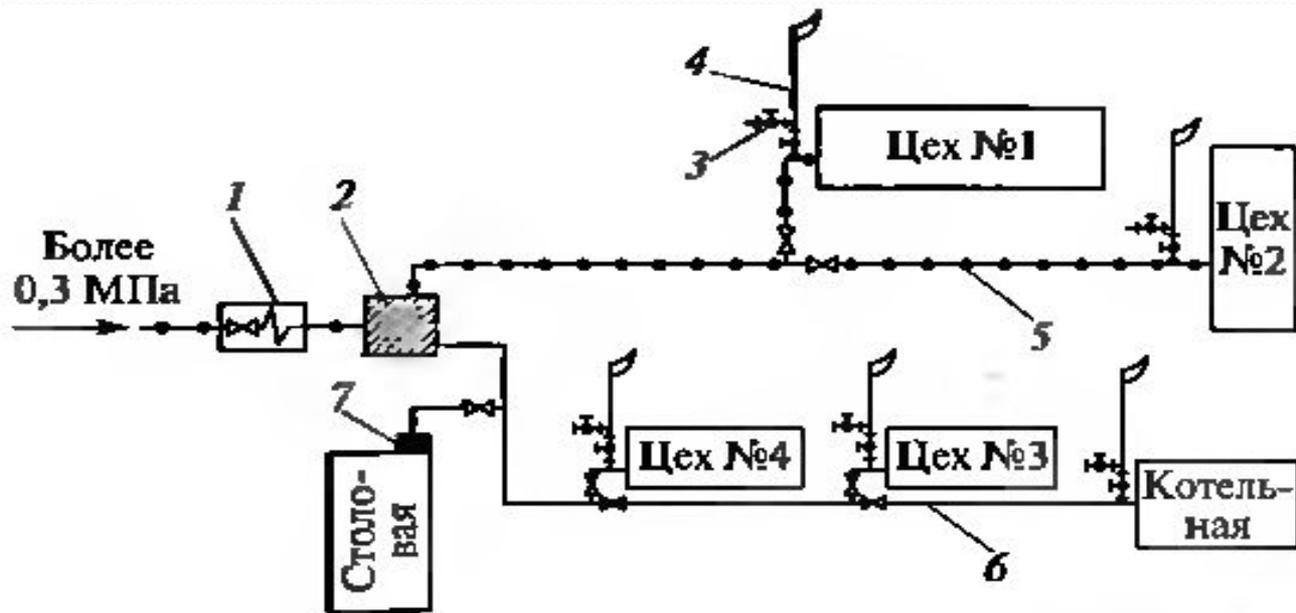


Рис. 49. Схема газоснабжения промышленного предприятия:
 1 — отключающее устройство в колодце, 2 — центральный ГРП, 3 — штуцер с краном для отбора проб; 4 — продувочный трубопровод; 5 — газопровод высокого давления; 6 — газопровод среднего давления, 7 — шкафная ГРУ

Тема 4. ОСНОВНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- На вопросах безопасности сосредоточены требования свода Правил СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002, Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления и ФНП «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».
- При эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления используют Стандарты: ГОСТ Р 54960-2012 (Пункты газорегуляторные Общие требования), ГОСТ Р 54961-2012 (Сети газопотребления), ГОСТ Р 54983-2012 (Сети газораспределения) и ГОСТ Р 54982-2012 (Системы газораспределительные. Объекты сжиженных углеводородных газов. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация устанавливающие общие требования к эксплуатации).
- Для слесарей по ЭРГО или АВР разрабатываются производственные инструкции, которыми они в первую

Тема 5. ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ

- **Металлические трубы и соединительные детали.** На начальном этапе развития газового хозяйства для сооружения газопроводов применялись чугунные трубы. По мере развития научно-технического прогресса на смену чугунным трубам пришли стальные, а на смену стальным приходят полиэтиленовые трубы. В настоящее время в эксплуатации находятся как металлические, так и полиэтиленовые трубы.
- Металлические трубы изготавливают из хорошо сваривающихся низколегированных и малоуглеродистых сталей. Максимальное содержание углерода в стали не должно превышать 0,25, серы - не более 0,05, фосфора - не более 0,46%. Этим требованиям в большой степени удовлетворяют спокойные мартеновские стали. При выборе стальных труб для газопроводов руководствуются действующей «Инструкцией по применению стальных труб для строительства систем газоснабжения».
- По способу изготовления стальные трубы подразделяют:
 - на сварные трубы - со спиральным или продольным прямым швом;
 - бесшовные трубы - холодноотянутые, холоднокатаные, горячекатаные.
- Размеры труб характеризуются:
 - внутренним и наружным диаметрами;
 - толщиной стенки;

- Под условным проходом D понимают номинальный внутренний диаметр трубы. Этой величиной пользуются при подборе арматуры, фасонных частей и при выполнении соответствующих расчетов. Величина условного прохода обычно имеет округленные значения: 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50 мм и т. д.
- Наружный диаметр труб D зависит от толщины стенки трубы и бывает разным для одного условного диаметра.
- Внутренний диаметр D - величина, производная от наружного диаметра и толщины стенки.
- Для подземных газопроводов применяют трубы с минимальным условным диаметром 50 мм и толщиной стенки 3 мм. Заводские трубы имеют сертификаты (паспорта), в которых указывают: номинальный размер труб, ГОСТ, по которому изготовлены трубы, марку стали, результаты гидравлических и механических испытаний, номер партии труб, отметку ОТК завода о соответствии труб ГОСТу.
- Стальные трубы для подземных газопроводов защищают противокоррозионной изоляцией.
- **Соединение стальных труб.** Основной способ соединения стальных труб - сварка, обеспечивающая прочность, плотность, надежность и безопасность эксплуатации газопроводов. При этом применяют только методы сварки, которые обеспечивают:

- надежную плотность сварного соединения;
- предел прочности сварного соединения не менее нижнего предела прочности металла труб;
- угол загиба не менее 120° при всех видах электродуговой сварки и не менее 100° при газовой и контактной сварке.
- Для сооружения распределительных и внутриобъектовых газопроводов наибольшее распространение получила ручная электродуговая и газовая сварки.
- При ручной электродуговой сварке под действием теплоты электрической дуги, образующейся между электродом, подсоединяемым к одному полюсу, и свариваемым материалом, подсоединяемым к другому полюсу источника тока, оплавляются кромки свариваемых материалов и конец электрода. Сварку можно вести на постоянном и переменном токах. Источником постоянного тока служат передвижные агрегаты САК, ПАС, имеющие генераторы постоянного тока и приводимые в действие двигателями внутреннего сгорания. Источником переменного тока служат сварочные трансформаторы.
- Ручная электродуговая сварка обеспечивает хорошее качество сварных соединений и широко распространена в газовом хозяйстве.

- На рис. 11, показаны типы сварных соединений. Наибольшее распространение получило V-образное соединение встык (рис. 11, а), которое используют в трубах различных диаметров и при разных методах сварки при толщине стенки более 4 мм. Такое соединение требует тщательной обработки концов свариваемых труб.
- Для ускорения процесса сварки и повышения надежности провара шва применяют подкладные кольца (рис. 11, б, в). Подкладное кольцо, создавая местные сужения, увеличивает сопротивление потоку газа.

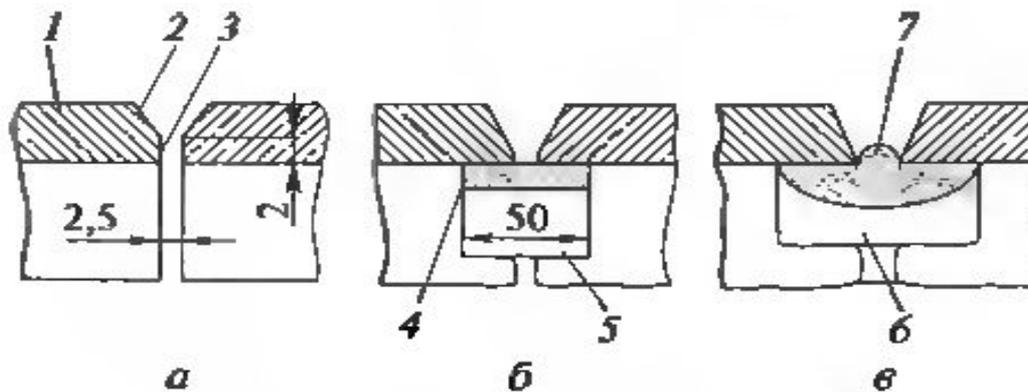


Рис. 11. Типы сварных соединений.

а – сварной V-образный стык; *б* – сварной стык с цилиндрическим подкладным кольцом; *в* – сварной стык с фасонным подкладным кольцом; *1* – газопровод; *2* – скошенная кромка трубы; *3* – притупление кромки; *4* – сварочная прихватка; *5* – цилиндрическое подкладное кольцо; *6* – буртик кольца; *7* – фасонное подкладное кольцо

- При неправильной технологии сварочных работ шов может иметь дефекты (рис. 12). Некоторые дефекты обнаруживают с помощью внешнего осмотра. К таким дефектам относят подрез, чрезмерное или малое усиление шва, наружную трещину, пористость и зашлакованность шва.

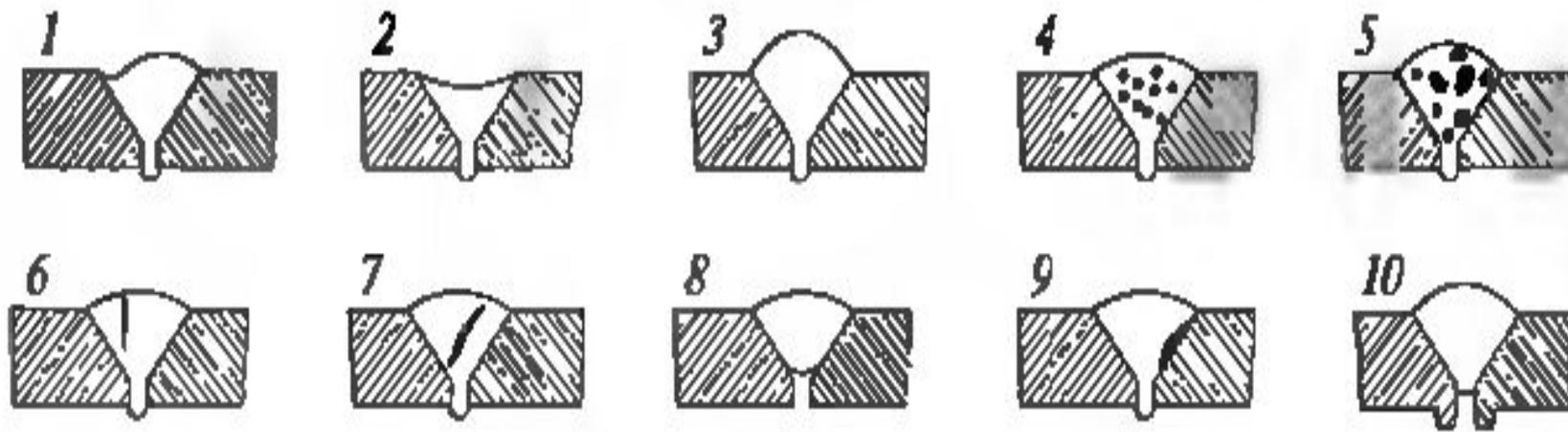


Рис. 12. Дефекты сварных стыков

1 – подрез, 2 – отсутствие усиления; 3 – чрезмерное усиление, 4 – пористость, 5 – шлаковые включения; 6 – наружная трещина, 7 – внутренняя трещина, 8 – непровар корня шва, 9 – боковой непровар; 10 – прожог

- Скрытые дефекты сварных швов выявляют физическими методами контроля (просвечиванием). К скрытым дефектам относят непровар корня, боковой непровар, прожог, внутренние трещины.

Наиболее опасны такие дефекты, как трещины, непровар корня шва, боковой непровар шва.

- К производству сварочных работ на газопроводах допускаются сварщики, сдавшие соответствующий экзамен и имеющие специальные удостоверения. Каждому сварщику присваивают шифр, который он проставляет на расстоянии 50 мм от сваренных стыков. Качество сварочных работ периодически контролируют.
- На каждый участок строящегося газопровода составляют сварочную схему, на которой указывают наименование объекта, номер стыка, расстояние между стыками, шифр сварщика, привязку стыков в характерных точках, стыки, проверенные физическими методами, а также места, в которых вырезаны стыки для механических испытаний.
- Помимо сварных соединений на газопроводах применяют разъемные соединения, которые используют в местах установки отключающих устройств, компенсаторов, регуляторов давления, КИП и другой арматуры.

- К соединительным частям и деталям газопроводов и газового оборудования относятся отводы, тройники, переходы, фланцы, заглушки, муфты, контргайки, сгоны и др.
- **Отводы** бывают гнутыми и сварными. Гнутые делают из бесшовных труб диаметром до 400 мм. Сварные отводы изготавливают для газопроводов диаметром более 150 мм. Предпочтительнее использовать гнутые отводы, так как у них меньше сварочных соединений, и они создают незначительные сопротивления потоку газа.
- **Тройники или крестовины** применяют для устройства ответвлений от газопровода в одну или в две стороны. Они могут быть проходными и переходными. Переходы применяют в тех случаях, когда необходимо изменить d



Фланцевые соединения являются наиболее распространенным типом присоединения к трубопроводам запорной, регулирующей арматуры, фильтров и другого оборудования. Различают следующие типы стальных фланцев (рис. 13): плоские приварные, приварные встык, свободные на приварном кольце, свободные на отбортованной трубе. Фланцы, приваренные встык, для соединения с трубой имеют разделанную кромку под сварку. Свободные фланцы не приваривают к трубам, а опирают на приварное кольцо или бурт отбортованной трубы. Фланцы крепят болтами, количество которых зависит от диаметра присоединяемых труб.

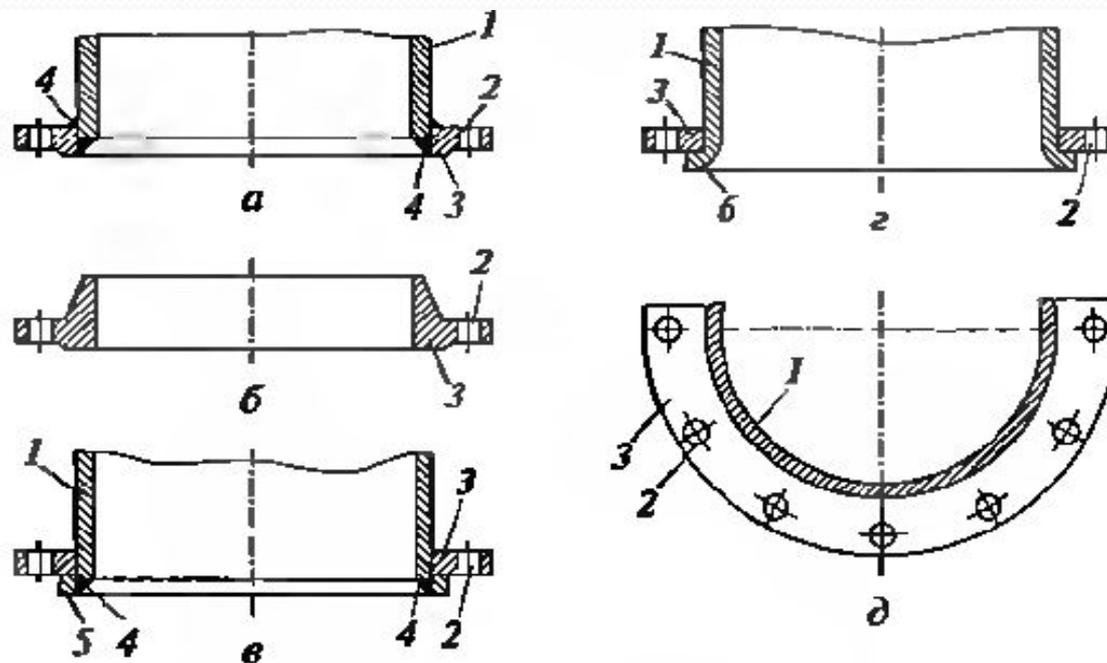


Рис. 13. Стальные фланцы.

а – плоский приварной, *б* – приварной встык; *в* – свободный на приварном кольце; *г* – свободный на отбортованной трубе; *д* – на приварном кольце и отбортованной трубе, *1* – труба; *2* – отверстие для болта, *3* – фланец, *4* – сварной шов; *5* – приварное кольцо; *б* – бурт

- На качество фланцевых соединений влияет подготовка уплотнительных поверхностей, поэтому на каждом фланце делают не менее двух уплотнительных канавок. Герметичность фланцевых соединений обеспечивают различными прокладками толщиной 3-5 мм. Кроме паронита применяют маслобензостойкую резину, алюминий и медь.
- Изолирующие фланцы (рис. 14) устанавливают на газопроводах для предотвращения движения блуждающих токов из одной части трубопровода в другую. Во фланцевом соединении, состоящем из свободных фланцев на приварных кольцах, устанавливают электрические прокладки из паронита, текстолита, клингерита и др. Между приварными кольцами помещают текстолит, а для изоляции болтов

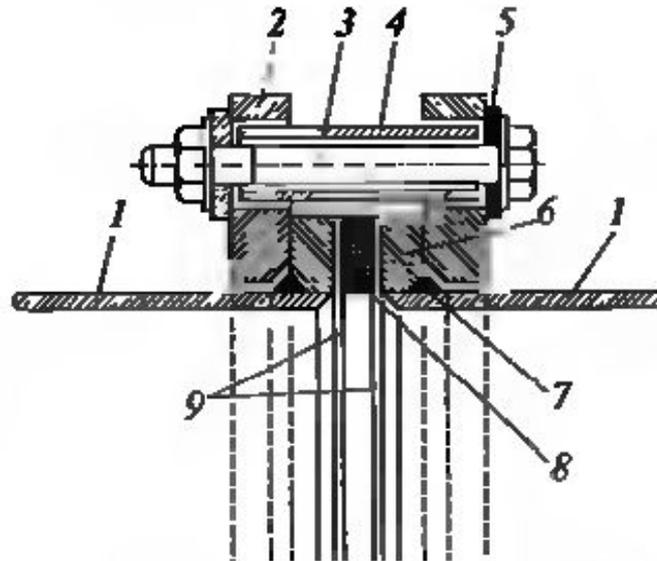


Рис. 14. Изолирующий фланец.

1 – стенка трубы; *2* – свободный фланец; *3* – болт с гайкой и шайбой, *4* – текстолитовая втулка; *5* – текстолитовая шайба, *6* – приварное кольцо, *7* – сварной шов, *8* – текстолитовое кольцо; *9* – клингеритовые прокладки

- На надземных вертикальных участках вводов и выводов ГРП и шкафных ГРП (ШРП), а также перед ГРУ для защиты от блуждающих токов монтируют изолирующие соединения. Наиболее распространенными изолирующими соединениями являются фланцевые соединения ИФСТ, ИФС, СИ, ИС.
- На рис. 15 показана конструкция изолирующего соединения типа ИФС, которая монтируется после запорной арматуры по ходу газа. Во фланцевом соединении кроме двух основных фланцев 8 и 9, приваренных к концам соединяемого газопровода, имеется третий фланец 10, толщина которого зависит от диаметра газопровода. Между фланцами в целях их электрической изоляции установлены паронитовые (винипластовые или фторопластовые) прокладки 1, покрытые электроизолирующим бакелитовым лаком. В разрезе втулки 2 из фторопласта заключены стягивающие шпильки 7, а между шайбами 5, гаек 6 и фланцами 8, 9 также предусмотрены изолирующие прокладки 4 из паронита, покрытого бакелитовым лаком. По периметру специального фланца 10 имеются резьбовые гнезда, в которые вворачиваются винты 3 для проверки электрического сопротивления между основными фланцами 8, 9

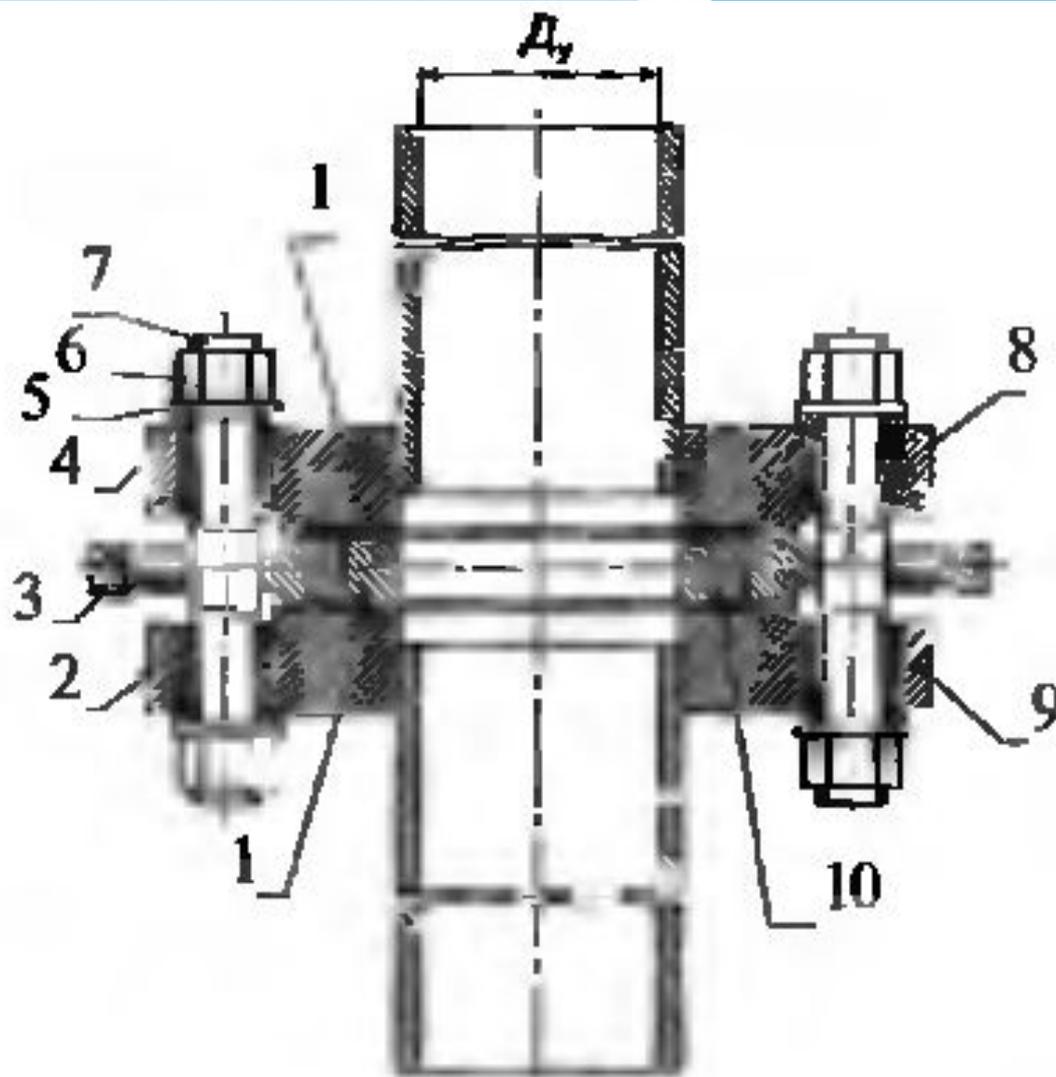
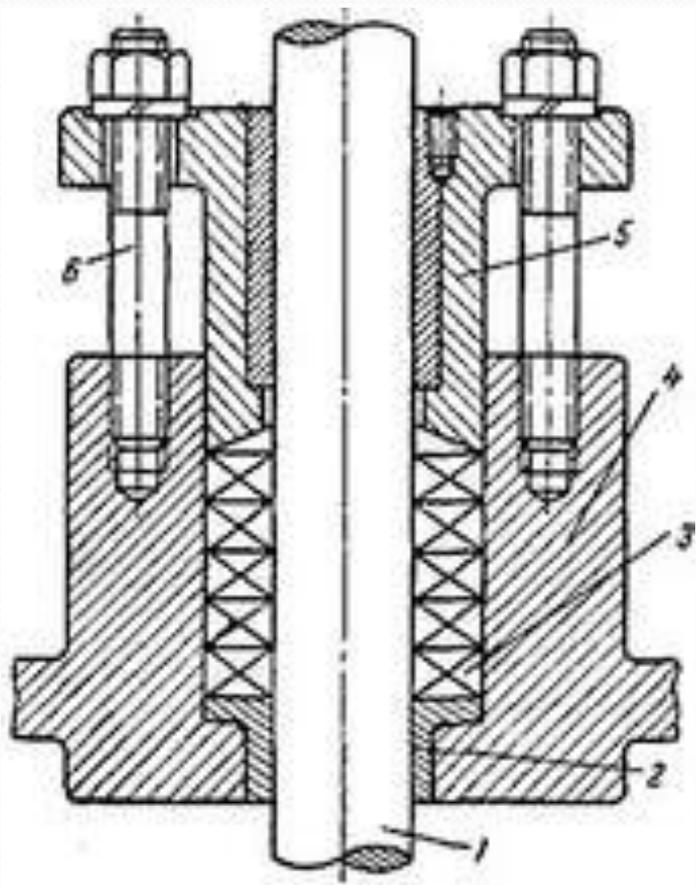


Рис 15. Изолирующее фланцевое соединение.

1 – прокладка, *2* – втулка; *3* – винт; *4* – прокладка, *5* – шайба, *6* – гайка; *7* – шпилька, *8*, *9* – фланцы; *10* – специальный фланец.

- **Уплотнительные материалы.** Согласно ГОСТ, для уплотнения фланцевых соединений арматуры с газопроводом и крышки с корпусом следует применять плоские прокладки из паронита, резины, металла, картона, фторопласта марки «Фторопласт-4» и композиционных материалов на их основе.
- Для уплотнения резьбовых соединений рекомендуется применять льняную чесаную прядь, пропитанную специальной газовой смазкой, ленты из фторопласта марки «Фторопласт-4» и другие уплотнительные материалы, обеспечивающие герметичность соединения.
- При эксплуатации арматуры с сальниковой набивкой особое внимание следует уделять набивочному материалу - размерам, правильности укладки в сальниковую коробку.
- Высота сальниковой набивки должна быть такой, чтобы грундбукса в начальном положении входила в сальниковую коробку не более чем на $1/6$ ее высоты, но не менее чем на 5 мм. В качестве набивочного материала для сальников запорной арматуры наиболее эффективно применение фторопластового уплотнительного материала марки ФУМ-В.



Плунжер и сальник: 1 - шток; 2 -
грундбукса;
3 - мягкая набивка; 4- корпус, 5 – стяжная
грундбукса.

- Перенабивку сальников газовой арматуры разрешается производить вне помещений при давлении в газопроводе не более 0,01 МПа. Замену прокладок фланцевых соединений арматуры и газопровода можно производить при давлении не ниже 40 и не выше 200 даПа.
- **Полиэтиленовые трубы.** Внедрение полиэтиленовых труб – одно из актуальных направлений повышения эффективности капитального строительства и снижения его материало- и трудоемкости.
- Опыт строительства и эксплуатации полиэтиленовых газопроводов выявил следующие преимущества полиэтиленовых труб:
- удешевление строительно-монтажных работ и увеличение темпов строительства;
- отсутствие необходимости в изоляционных работах и в сооружении систем защиты газопроводов от коррозии;
- физические и химические свойства полиэтилена обеспечивают долговечность, герметичность и высокую стабильность в течение всего срока эксплуатации газопроводов;
- повышенная пропускная способность благодаря гладкой внутренней поверхности;
- перемещения полиэтиленовых труб при монтаже не требуют большого количества работников и грузоподъемных механизмов.
- Таким образом, благодаря свойствам полиэтиленовых материалов повышается надежность газопроводов, увеличивается срок их эксплуатации.

- Трубы выпускаются в соответствии с ГОСТ Р 50838-2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия», в котором приведены технические требования и основные эксплуатационные характеристики, сортамент труб, методы испытания, требования к полимерным материалам и другие характеристики продукции.
- Минимальный средний наружный диаметр соответствует номинальному наружному диаметру.
- Полиэтиленовые трубы изготавливают в прямых отрезках, бухтах и на катушках, а трубы диаметром 200 мм и более – только в прямых отрезках. Трубы диаметром до 225 мм, выпускаемые в отрезках, связывают в пакеты массой до 3 т и скрепляют их в нескольких местах.
- Условное обозначение полиэтиленовых труб состоит из слова «труба», сокращенного наименования материала ПЭ80, ПЭ100, слова «ГАЗ», стандартного размерного отношения SDR, тире, номинального диаметра, толщины стенки трубы и обозначения действующего стандарта на полиэтиленовые трубы. Например, труба из полиэтилена ПЭ80, SDR 17,6, номинальным диаметром 180 мм и номинальной толщиной стенки 10 мм будет иметь следующее условное обозначение:

Полиэтиленовые трубы должны иметь маркировку, которая наносится на их поверхность методом термотиснения с окрашиванием наносимого тиснения, методом цветной печати или другим способом, не ухудшающим качество трубы. Маркировка включает товарный знак предприятия, условное обозначение трубы, месяц и год изготовления. Бухты, катушки, пакеты и блок-пакеты снабжаются ярлыком с нанес

Таблица 9

Основные параметры полиэтиленовых труб

Номинальный наружный диа- метр, d , мм	Расчетная масса 1 м труб, кг				
	SDR 17,6	SDR 17	SDR 13,6	SDR 11	SDR 9
20	—	—	—	0,132	0,162
25	—	—	—	0,169	0,210
32	—	—	0,229	0,277	0,325
40	0,281	0,292	0,353	0,427	0,507
50	0,436	0,449	0,545	0,663	0,790
63	0,682	0,715	0,869	1,05	1,25
75	0,970	1,01	1,23	1,46	1,76
90	1,40	1,45	1,76	2,12	2,54
110	2,07	2,16	2,61	3,14	3,78
125	2,66	2,75	3,37	4,08	4,87
140	3,33	3,46	4,22	5,08	6,12
160	4,35	4,51	5,50	6,67	7,97
180	5,52	5,71	6,98	8,43	10,1
200	6,78	7,04	8,56	10,4	12,5
225	8,58	8,94	10,9	13,2	15,8
250	10,6	11,0	13,4	16,2	19,4
280	13,2	13,8	16,8	20,3	24,4
315	16,7	17,4	21,3	25,7	30,8

Примечания:
 Стандартное размерное отношение (SDR) — отношение номинального наружного диаметра трубы d к номинальной толщине стенки e .

- Трубы должны иметь коэффициент запаса прочности не менее 2,5. Если газопроводы прокладываются в местности с уровнем сейсмической активности более 7 баллов или в районах многолетнемерзлых грунтов, то должны применяться трубы с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8, а сварные стыковые соединения должны проходить 100% контроль физическими методами.
- При применении труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа на территориях поселений с преимущественно одно- и двухэтажной жилой застройкой. На территории малых сельских поселений разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,6 МПа с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5, а глубина прокладки должна быть не менее 0,8 м до верха трубы.
- До начала монтажа полиэтиленовых газопроводов должны быть выполнены следующие подготовительные работы:
 - разбивка и планирование трассы газопровода;
 - земляные работы; отбор полиэтиленовых труб;
 - транспортировка труб к месту укладки в траншею;
 - раскладка труб по трассе;
 - установка сварочного оборудования.

- Полиэтиленовые газопроводы прокладывают на глубине не менее 0,8 м с уклоном в сторону конденсатосборника, при этом на 1 м длины газопровода подъем должен составлять не более 5 см.
- При укладке труб в траншею под трубы делают постель из песка толщиной не менее 10 см и засыпают также песком слоем 20 см, а потом местным грунтом, если он не песчаный. Допускается прокладка в одной траншее двух полиэтиленовых газопроводов и более, а также полиэтиленового и стального газопроводов. В этом случае расстояние между газопроводами принимается с учетом возможности производства ремонтных работ. Требования по разрыву между полиэтиленовыми газопроводами и другими коммуникациями, а также зданиями регламентированы СНиП.
- Соединения полиэтиленовых труб со стальными трубами или арматурой выполняются разъемными (с помощью фланцев) или неразъемными. Для труб диаметром до 50 мм допускается применение соединений «полиэтилен - сталь» с резьбовым металлическим концом.
- Для разъемных соединений труб, а также для их соединения с металлическими газопроводами используют фланцы. Основные элементы для соединения полиэтиленовых труб – уплотнительное кольцо и конические фланцы (рис. 16). При стягивании болтами фланцы движутся по конусной поверхности уплотнительного кольца и обеспечивают плотность соединения.

Соединения полиэтиленовых труб между собой выполняются различными методами: в раструб; встык; встык с подкладным металлическим кольцом; с помощью приводного патрубка (рис. 17).

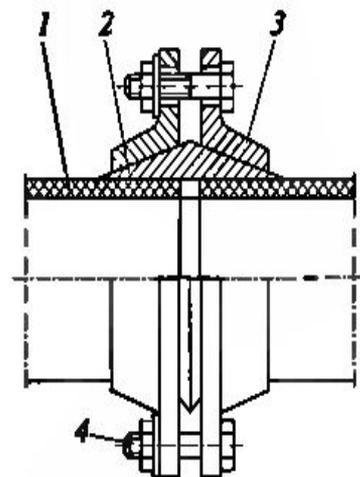


Рис. 16. Универсальное клиновое соединение:
 1 – соединяемые трубы, 2 – уплотнительное кольцо,
 3 – конические фланцы, 4 – соединительные болты

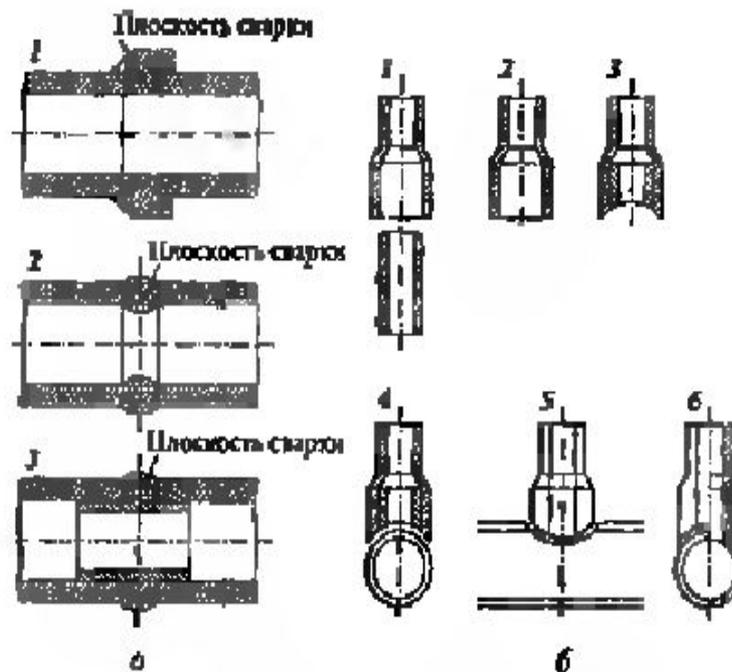


Рис. 17. Соединения полиэтиленовых труб:
 а – типы соединений. 1 – в раструб; 2 – встык, 3 – встык с подкладным
 металлическим кольцом; б – соединение с помощью приводного патрубка.
 1–6 – последовательность изготовления приводного патрубка

- При этом в зависимости от диаметра и материала труб применяются различные способы сварки (табл. 10).

Таблица 10

Способы сварки

Номинальный наружный диаметр, мм	Тип материала трубы	Способ сварки
20–225	ПЭ63, ПЭ80, ПЭ100	С помощью соединительных деталей с закладными нагревателями
20–110	ПЭ80	Нагретым инструментом в раструб
63–225	ПЭ63, ПЭ80, ПЭ100	Нагретым инструментом встык

Для сварки применяют сварочные аппараты, работающие от сети переменного тока, от аккумуляторных батарей или от передвижных источников питания.

Стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов, выполненные сварочной техникой со средней и высокой степенями автоматизации, проверяются методом ультразвукового контроля в объеме от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком (не менее одного стыка), в зависимости от давления газа в газопроводе. А сварные стыки полиэтиленовых газопроводов, протянутых внутри стальных, должны подвергаться 100%-ному контролю.

- Применение резьбовых соединений допускается только в случаях, если конструкции изделия обеспечивают безопасность при рабочем давлении.
- Соединение стального газопровода с полиэтиленовым должно, как правило, быть неразъемным по типу «полиэтилен - сталь», а разъемные соединения «полиэтилен - сталь» допускается устанавливать в местах присоединения арматуры, имеющей фланцы или резьбовые соединения.
- Наряду с использованием полимерных труб для строительства новых газопроводов широкое распространение получает применение полимерных изделий при ремонте и восстановлении ветхих стальных газопроводов.
- Наиболее распространенным методом является протяжка полиэтиленовых труб в ветхих стальных газопроводах, выполняющих роль футляра. Протяжка выполняется с помощью лебедки с барабана от рабочего котлована к приемному котловану, которые сооружаются в начале и в конце восстанавливаемого участка газопровода, а также в местах ответвления.
- Присоединение вновь проложенных полиэтиленовых газопроводов и стальных газопроводов, реконструированных методом протяжки полиэтиленовых труб, к газораспределительной сети может осуществляться:
- к стальным газопроводам - с использованием неразъемных соединений «полиэтилен - сталь» и другим методом, утвержденным в установленном порядке;
- полиэтиленовым газопроводам - с помощью соединительных деталей из

Присоединение полиэтиленовых ответвлений без отключения давления в действующем газопроводе выполняется:

- к стальным газопроводам - с применением неразъемных соединений «полиэтилен - сталь»;
- полиэтиленовым газопроводам - с применением седелок крановых и другим методом, утвержденным в установленном порядке.

Неразъемные соединения полиэтилен-сталь для газопроводов



Врезка стальных ответвлений в полиэтиленовый газопровод производится через стальные вставки длиной не менее 0,8 м.

В соответствии с требованиями безопасности периодичность обхода полиэтиленовых газопроводов давлением до 1,2 МПа устанавливается руководством газораспределительной организации, но не реже:

- 1 раза в 3 месяца для газопроводов низкого давления в застроенной части поселений;
- 1 раза в 6 месяцев для газопроводов всех давлений в незастроенной части поселений, а также меж поселковых.

Тема 5. ГАЗОВАЯ АРМАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ

- **Газовой арматурой** называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, аппаратах и приборах, с помощью которых осуществляют включение, отключение, изменение количества, давления или направления газового потока, а также удаление газов.
- **Классификация газовой арматуры.** По назначению существующие виды газовой арматуры подразделяются:
- на запорную арматуру - для периодических герметичных отключений отдельных участков газопровода, аппаратуры и приборов;
- предохранительную арматуру - для предупреждения возможности повышения давления газа сверх установленных пределов;
- арматуру обратного действия - для предотвращения движения газа в обратном направлении;
- аварийную и отсечную арматуру - для автоматического прекращения движения газа к аварийному участку при нарушении заданного режима.
- Вся арматура, применяемая в газовом хозяйстве, стандартизирована. По принятому условному обозначению шифр каждого изделия арматуры состоит из четырех частей. На первом месте стоит номер, обозначающий вид арматуры (табл. 11). На втором – условное обозначение материала, из которого изготовлен корпус арматуры (табл. 12). На третьем — порядковый номер изделия. На четвертом - условное обозначение материала уплотнительных колец: б - бронза или латунь; нж - нержавеющая сталь; р - резина; э - эбонит; бт - баббит; бк - в корпусе и на

Таблица 11

Условные обозначения вида арматуры

Вид арматуры	Обозначение	Вид арматуры	Обозначение
Краны для трубопроводов	11	Клапаны обратные поворотные	19
Вентили запорные	14 и IS	Клапаны регулирующие	25
Клапаны обратные	16	Задвижки запорные	30,31
Клапаны предохранительные	17	Затворы	32

Таблица 12

Условные обозначения материалов корпуса арматуры

Материал корпуса	Обозначение материала	Материал корпуса	Обозначение
Сталь углеродистая	с	Латунь и бронза	б
и нержавеющая	нж	Винипласт	вп
Чугун серый	ч	Сталь легированная	лс
Чугун ковкий	кч	Алюминий	а

- Например, обозначение крана 11б10бк расшифровывается так: 11 - вид арматуры (кран), б - материал корпуса (латунь), 10 — порядковый номер изделия, бк — тип уплотнения (без колец).
- Большинство видов арматуры состоит из запорного или дроссельного устройства. Эти устройства представляют собой закрытый крышкой корпус, внутри которого перемещается затвор.
- Перемещение затвора внутри корпуса относительно его седел изменяет площадь отверстия для прохода газа, что сопровождается изменением гидравлического сопротивления.
- В запорных устройствах поверхности затвора и седла, соприкасающиеся во время отключения частей газопровода, называют **уплотнительными**. В дроссельных устройствах поверхности затвора и седла, образующие регулируемый проход для газа, называют **дроссельными**.
- **Запорная арматура.** К запорной арматуре относят различные устройства, предназначенные для герметичного отключения отдельных участков газопровода. Они должны обеспечивать герметичность отключения, быстроту открытия и закрытия, удобство в обслуживании и малое гидравлическое сопротивление.
- В качестве запорной арматуры на газопроводах применяют задвижки, краны, вентили.

- Наиболее распространенный вид запорной арматуры - задвижки, в которых поток газа или полное его прекращение регулируют изменением положения затвора вдоль уплотняющих поверхностей. Это достигается вращением маховика. Шпindel может быть выдвижным или невыдвижным. Невыдвижной шпindel при вращении маховика перемещается вокруг своей оси вместе с маховиком. В зависимости от того, в какую сторону вращается маховик, нарезная втулка затвора перемещается по резьбе на нижней части шпинделя вниз или вверх и соответственно опускает или поднимает затвор задвижки. Задвижки с выдвижным шпинделем обеспечивают перемещение шпинделя и связанного с ним затвора путем вращения резьбовой втулки, закрепленной в центре маховика.
- Для газопроводов давлением до 0,6 МПа используют задвижки из серого чугуна, а для газопроводов давлением более 0,6 МПа - из стали.
- Затворы задвижек могут быть параллельными и клиновыми (см. рис. 18). У параллельных затворов уплотнительные поверхности расположены параллельно, между ними находится распорный клин.

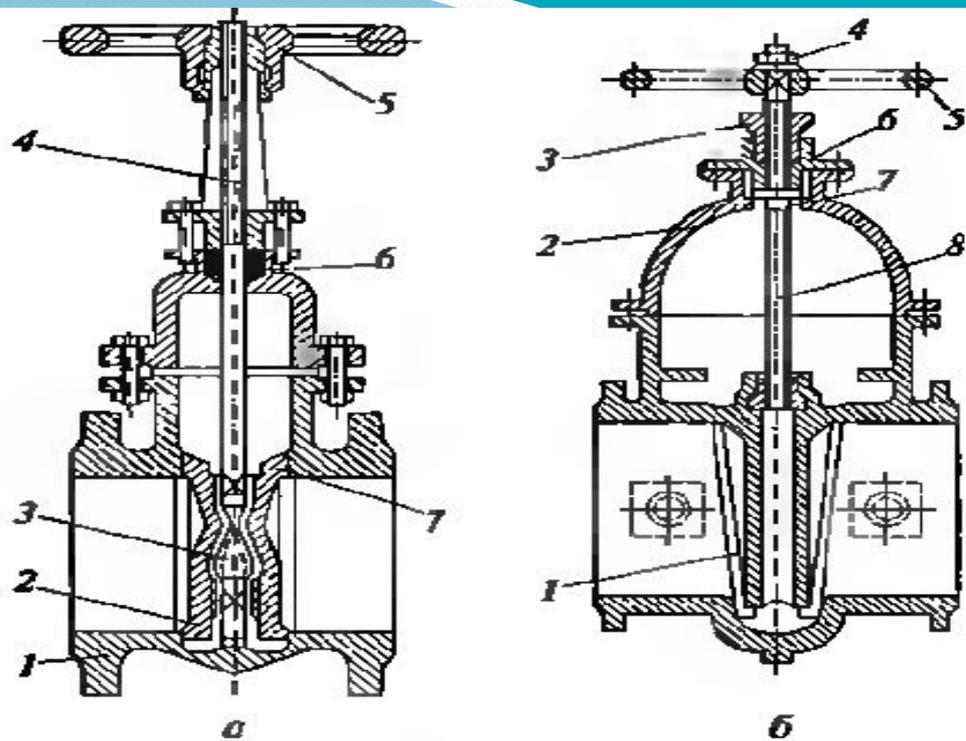


Рис. 18. Задвижки*

а — параллельная с выдвижным шпинделем: 1 — корпус; 2 — запорные диски; 3 — клин; 4 — шпиндель; 5 — маховик; 6 — сальниковая набивка; 7 — уплотнительные поверхности корпуса, 8 — клиноватая с невыдвижным шпинделем: 1 — клин; 2 — крышка; 3 — втулка, 4 — гайка; 5 — маховик; 6 — сальник; 7 — буртик, 8 — шпиндель

При закрытии задвижки клин упирается в дно задвижки и раздвигает диски, которые своими уплотнительными поверхностями создают необходимую плотность. В клиновых затворах боковые поверхности затвора расположены не параллельно, а наклонно. Причем эти задвижки могут быть со сплошным затвором и затвором, состоящим из двух дисков. На подземных газопроводах нецелесообразно устанавливать параллельные задвижки.

- Все отремонтированные и вновь устанавливаемые задвижки необходимо проверять на плотность керосином. Для этого задвижку следует установить в горизонтальное положение и залить сверху керосин, с другой стороны затвор окрашивают мелом. Если задвижка плотная, то на затворе не будет керосиновых пятен.
- На подземных газопроводах задвижки монтируют в специальных колодцах (рис. 19, а) из сборного железобетона или красного кирпича. Перекрытие колодца должно быть с ... в процессе ремонтных работ.

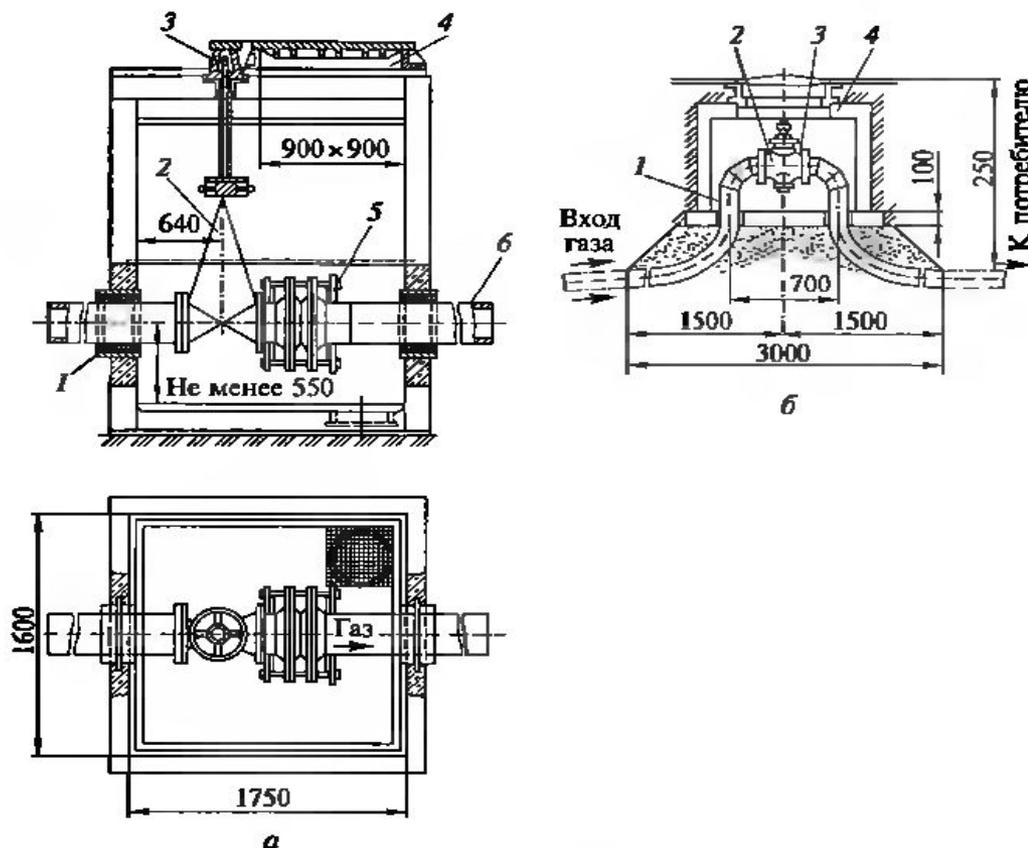


Рис. 19. Устройство газовых колодцев*

а — установка задвижки в колодце: 1 — футляр, 2 — задвижка; 3 — ковер, 4 — люк, 5 — линзовый компенсатор; б — газопровод, б — устройство малогабаритного колодца. 1 — отвод; 2 — кран; 3 — прокладка, 4 — стенка колодца

- Колодцы имеют люки, которые легко открываются для осмотра и производства ремонтных работ. На проезжей части дороги люки устанавливают на уровне дорожного покрытия, а на незащищенных проездах — выше уровня земли на 5 см с устройством вокруг люков отмостки диаметром 1 м. Там, где возможно, рекомендуется управление задвижкой вывести под ковер.
- В местах пересечения газопроводами стенок колодца устанавливают футляры, которые для плотности заделывают битумом. Колодцы должны быть водонепроницаемыми. Эффективное средство против проникновения грунтовых вод - гидроизоляция стенок колодцев. На случай проникновения воды в колодцах устраивают специальные приямки для ее сбора и удаления.
- На газопроводах диаметром до 100 мм при транспортировании осушенного газа устраивают малогабаритные колодцы (рис. 19, б) с установкой арматуры в верхней части, что обеспечивает обслуживание арматуры с поверхности земли. В таких колодцах вместо задвижек устанавливают краны.

Шаровые краны ГШК

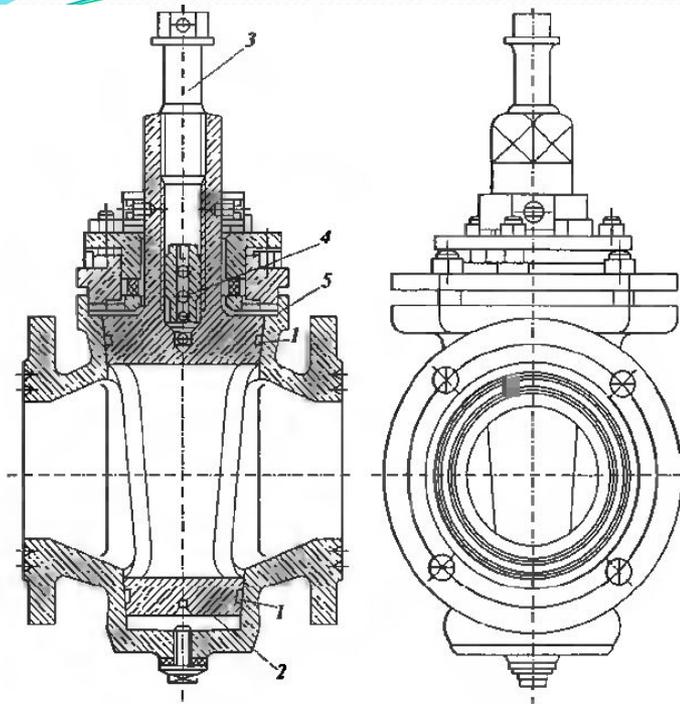


Рис. 20. Чугунный кран со смазкой под давлением.
1 – каналы; 2 – основание пробки, 3 – болт,
4 – шариковый клапан; 5 – прокладка



Помимо кранов со смазкой применяют простые поворотные краны, которые подразделяют на натяжные, сальниковые и самоуплотняющиеся. Эти краны устанавливают на надземных и внутриобъектовых газопроводах и вспомогательных линиях (импульсные и продувочные газопроводы, головки конденсатосборников, вводы).

● **Конденсатосборники.** Для сбора и удаления конденсата и воды в низких точках газопроводов сооружают конденсатосборники (рис. 21). В зависимости от влажности транспортируемого газа конденсатосборники могут быть большей емкости - для влажного газа и меньшей - для сухого газа. В зависимости от величины давления газа их разделяют на конденсатосборники низкого, среднего и высокого давле

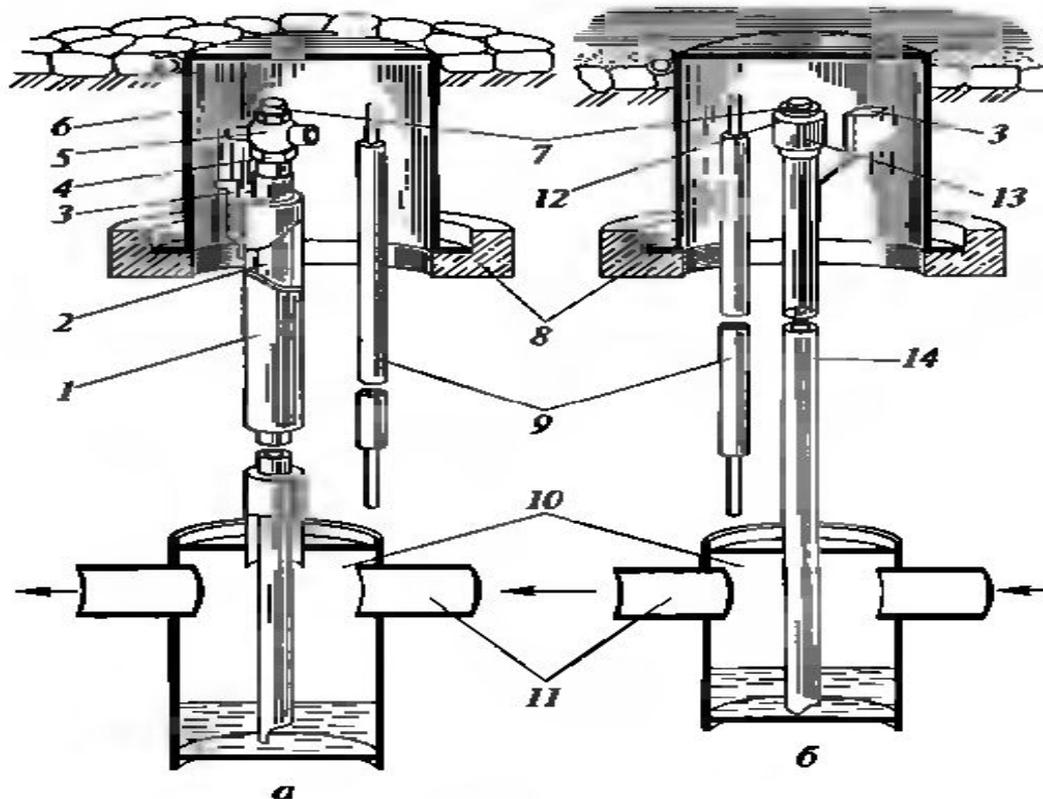


Рис. 21. Конденсатосборники:
а — высокого давления; *б* — низкого давления; 1 — кожух; 2 — внутренняя трубка; 3 — контакт; 4 — контргайка; 5 — кран; 6 — ковер; 7 — пробка; 8 — подушка под ковер железобетонная; 9 — электрод заземления; 10 — корпус конденсатосборника; 11 — газопровод; 12 — прокладка; 13 — муфта; 14 — стояк

- Конденсатосборник низкого давления представляет собой емкость, снабженную дюймовой трубкой, которая выведена под ковер и заканчивается муфтой и пробкой. Через трубку удаляют конденсат, продувают газопровод и замеряют давление газа.
- Конденсатосборники среднего и высокого давлений по конструкции несколько отличаются от конденсатосборников низкого давления. В них имеется дополнительная защитная трубка, а также кран на внутреннем стояке. Отверстие в верхней части стояка служит для выравнивания давления газа в стояке и футляре. Если бы отверстия не было, то конденсат под давлением газа постоянно заполнял бы стояк. При пониженных температурах возможны замерзание конденсата и разрыв стояков.
- Под действием давления газа происходит автоматическая откачка конденсата. При закрытом кране газ оказывает противодействие на конденсат, который под действием своей массы опускается вниз. При открывании крана противодействие прекращается и конденсат выходит на поверхность.

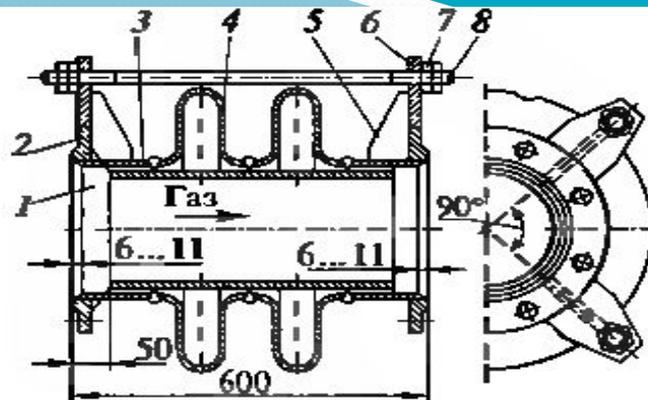


Рис. 22. Линзовый компенсатор:
 1 – патрубок, 2 – фланец; 3 – рубашка, 4 – полулинза;
 5 – ребро; 6 – лапа, 7 – гайка, 8 – тяга

- **Компенсаторы.** В процессе эксплуатации газопроводов величина изменения температуры может достигать нескольких градусов, что вызывает напряжения в несколько десятков МПа. Поэтому для предотвращения разрушения газопровода от температурных воздействий необходимо обеспечить его свободное перемещение. Устройствами, обеспечивающими свободное перемещение труб, являются компенсаторы - линзовые, лирообразные и П-образные. На подземных газопроводах наибольшее распространение получили линзовые компенсаторы (рис. 22).
- Линзовые компенсаторы изготавливают сваркой из штампованных полулинз. Для уменьшения гидравлических сопротивлений и предотвращения засорения внутри компенсатора устанавливают направляющий патрубок, приваренный к внутренней поверхности компенсатора со стороны входа газа. Нижняя часть линз через отверстия в

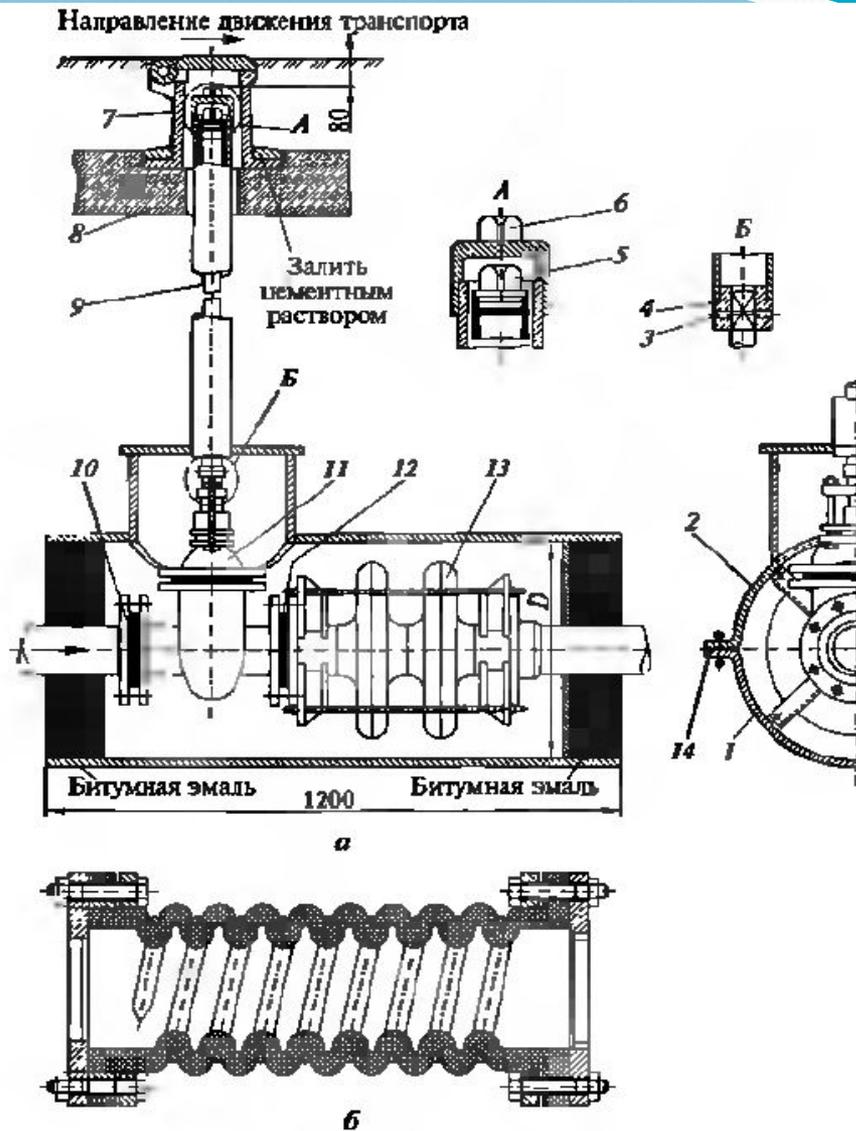


Рис. 23. Установка компенсаторов:

а – линзового с задвижкой, *б* – резиноканевого, *1* – нижний кожух, *2* – верхний кожух; *3* – штифт; *4* – муфта, *5* – насадка, *6* – колпак, *7* – ковер малый; *8* – подушка под ковер; *9* – труба водогазопроводная усиленная; *10* – фланец приварной, *11* – задвижка; *12, 14* – прокладки; *13* – компенсатор двухлинзовый

При монтаже компенсатора в зимнее время его необходимо немного растянуть, а в летнее – сжать стяжными тягами. После монтажа тяги надо снять. Компенсаторы при установке их рядом с задвижками или другими устройствами обеспечивают возможность свободного демонтажа фланцевой арматуры и замены прокладок (рис. 23, а).

- В связи с тем, что компенсаторы выполнены из тонкостенной стали толщиной 3-5 мм, они не могут быть равнопрочны трубе. Ограниченность давления - основной недостаток линзовых компенсаторов. Для увеличения допустимого давления компенсаторы изготавливаются из более прочной стали, с большим количеством волн, но меньшей высоты.
- Существуют компенсаторы, выполненные из гнутых, обычно цельнотянутых труб (П-образные и лирообразные). Основным недостатком таких компенсаторов - большие габариты. Это ограничивает их применение на трубопроводах больших диаметров. В практике газоснабжения гнутые компенсаторы распространения не получили и совершенно не применяются в качестве монтажных компенсаторов при установке задвижек.
- Большим достоинством обладают резинотканевые компенсаторы (рис. 23, б). Они способны воспринимать деформации не только в продольном, но и в поперечном направлениях. Это позволяет использовать их для газопроводов, прокладываемых на территориях горных выработок и в сейсмоопасных районах.

Тема 6. Инструменты и приспособления.

- Измерительный инструмент
- В зависимости от рода выполняемых слесарных работ измерительные инструменты бывают:
 - для линейных измерений;
 - снятия и переноса размеров с изделия на масштабную линейку;
 - с линейным корпусом;
 - микрометрические и рычажно-механические.
- **Рулетки измерительные металлические** изготовляют пяти типов и трех классов точности длиной 1, 3, 5, 10 и 25 м.
- **Линейки измерительные металлические** 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** 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.

- **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 служат для установления горизонтальности поверхности.
- **Отвесы стальные строительные** применяют для проверки вертикального положения деталей. Они состоят из шнура и веска. **Угольники поверочные** – для проверки углов.
- **Калибры резьбовые нерегулируемые** применяют для контроля метрической, дюймовой и трубной цилиндрической резьбы.
- **Шаблоны резьбовые** представляют собой стальную пластину с зубцами и служат для определения шага резьбы изделия. Они комплектуются в виде двух наборов:
- набор № 1 используется для определения шага метрической резьбы и состоит из 20 резьбовых шаблонов с шагом 0,4—6 мм;
- набор № 2 служит для нахождения шага трубной резьбы и состоит из 16 резьбовых шаблонов с числом ниток на 1": 28, 20, 19, 18, 16, 14, 12, 11, 10, 9, 8, 7, 6, 5, 4^{1/2}, 4.

Инструмент для сверления, зенкерования и развертывания

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

- **Зенкеры** применяют для обеспечения точности сверления отверстий, для обработки черновых отверстий, цилиндрических и конусных углублений с плоским дном, для подрезки торцовых поверхностей бобышек.

- **Развертки** используют для получения точных отверстий, предварительно обработанных сверлом. По конструкции развертки бывают цельные, регулируемые и со вставными зубьями. Различают черновые и чистовые развертки.

Инструмент для нарезания резьбы

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

- Треугольная резьба бывает дюймовая и метрическая.

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

- 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 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, нарезаая ее вручную и на станках. Диаметры сверл и отверстий для нарезания метрической резьбы определяют по соответствующим таблицам, а для трубной цилиндрической резьбы - по табл. 12.
- Основными инструментами для нарезания резьбы являются метчики и плашки.
- **Метчик** состоит из рабочей (режущей) части и хвостовика. В рабочей части находятся продольные прямые канавки, благодаря которым образуются острые кромки, производящие нарезку. Передняя рабочая часть конусообразно обтачивается и называется заборным конусом. Хвостовик имеет квадратное сечение и служит для закрепления метчика в патроне или в воротке во время

**Диаметры отверстий и сверл для нарезания
трубной цилиндрической резьбы**

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

- Для получения нарезки в отверстиях пользуются комплектом из трех метчиков: черного (№ 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

- **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.
- Клупп газовый Сестрорецкого инструментального завода им. Воскова (рис. 20), предназначенный для нарезания резьбы на трубах диаметром до 2", снабжается тремя комплектами режущих плашек (по четыре штуки) для диаметров 1/2-3/4", 1-1¹/₄" и 1-2". Клупп обеспечивает точную установку и регулировку плашек.

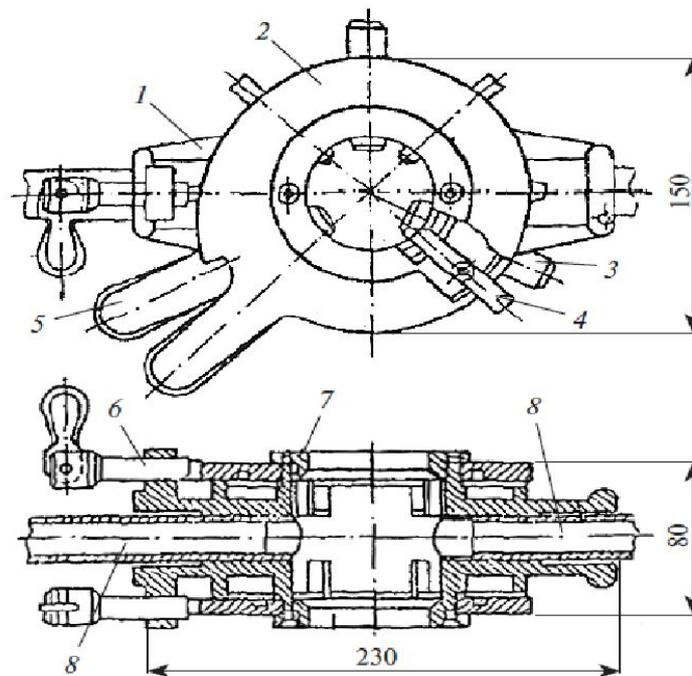


Рис. 20. Клупп газовый трубный для водогазопроводных труб:

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

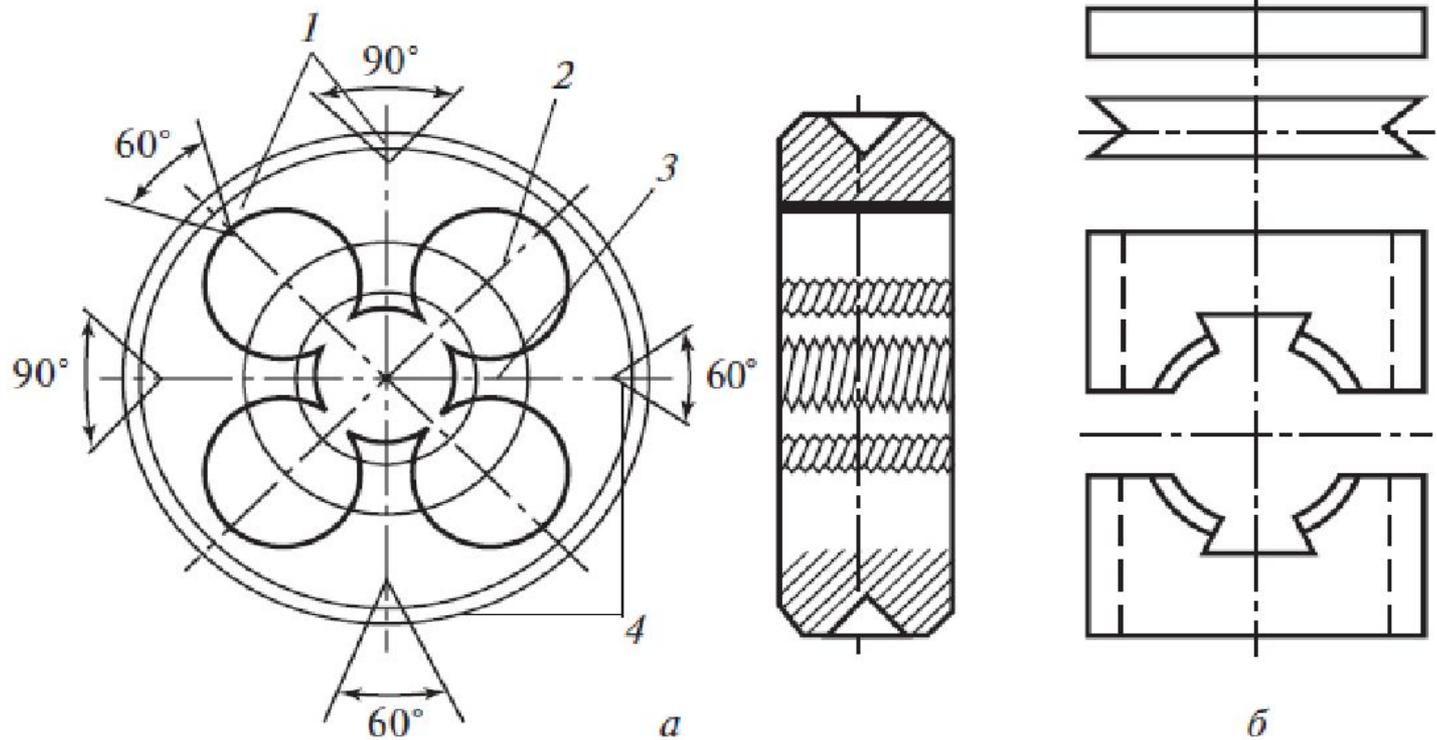


Рис. 22. Плашки:

а – круглая; *б* – раздвижная; 1 – гнезда для регулировочных винтов; 2 – стружечное отверстие; 3 – режущее перо; 4 – гнезда для крепежных винтов

- **Плашки круглые и раздвижные** (рис. 22) 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.

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

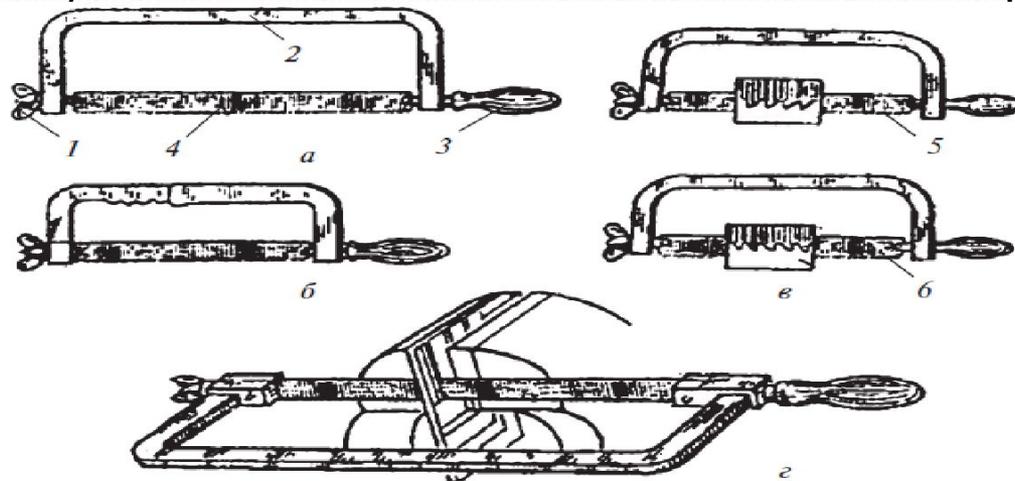


Рис. 23. Ножовки для резки металла:

а — ножовка с передвигным станком; *б* — ножовка с раздвижным станком; *в* — установка полотна ножовки; *г* — положение ножовки при отрезании длинных полос; *1* — барашек; *2* — станок; *3* — рукоятка; *4* — полотно; *5* — правильное положение; *б* — неправильное положение

- Режущей частью **трубореза** являются стальные ролики или диски. Труборезы бывают с одним или несколькими режущими дисками (рис. 24). Наибольшее применение имеют трехроликовые труборезы. При работе труборез надевают на трубу, придвигают подвижный резец до соприкосновения со стенкой трубы и, поджав резец на $У$ оборота, вращают труборез за ручку вперед и назад. После каждого оборота подвижный резец поджимают, продолжая вращение трубореза до окончания резки трубы. При резке ролика м следят за тем, чтобы риски роликов совпадали, иначе линия отреза

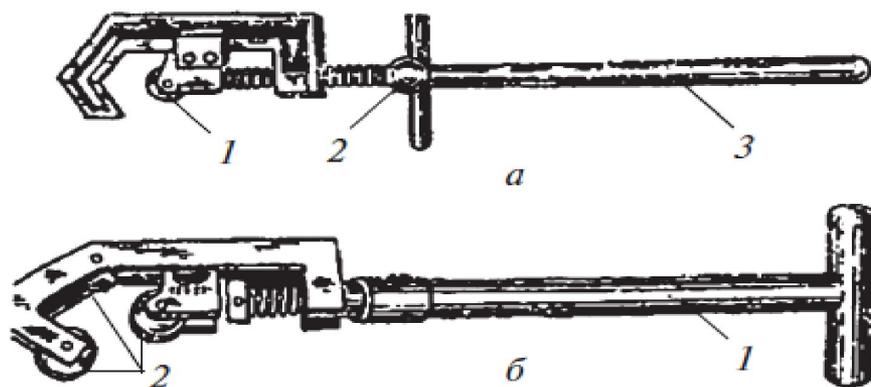


Рис. 24. Труборезы:
а — однороликовый; *б* — трех-
роликовый; *1* — ролик; *2* — за-
жим; *3* — рукоятка

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

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

Инструмент для опиливания и шлифования

- **Напильники**, предназначенные для опиливания поверхностей обрабатываемого металла, подразделяются на пять групп: общего назначения - для общеслесарных работ; специального назначения; надфили - для опиливания точных и мелких изделий; рашпили - для грубой обработки мягких материалов (металлов, кожи, резины и др.); машинные - для опилочных станков.
- При монтажных работах наиболее часто применяют напильники общего назначения с двойной насечкой.
- **Абразивный инструмент** применяют для шлифовальных работ, затачивания инструмента и других целей.

Инструмент для разметки

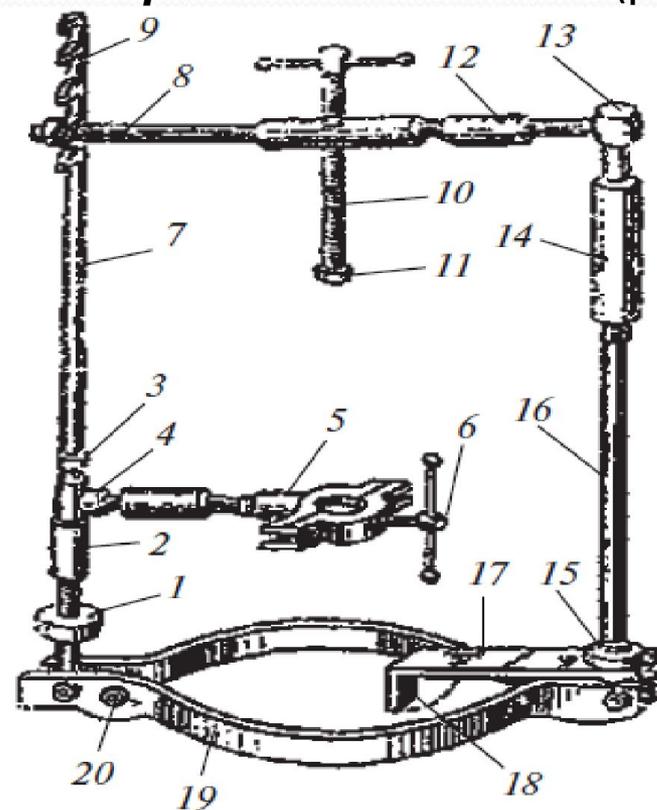
- **Кернеры** применяют для нанесения углублений (кернов) на предварительно размеченных линиях. Керны необходимы для того, чтобы риски были отчетливо видны и не стирались в процессе обработки детали.
- Кернеры бывают обыкновенные, специальные, пружинные (механические) и электрические.
- **Чертилки** 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** 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

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; ключи торцовые, предназначенные для заворачивания деталей с шестигранным углублением под «ключ». Помимо приведенного инструмента в газовом хозяйстве широко применяют различные приспособления.

Ревизия и мелкий ремонт задвижек на газопроводах, как правило, производятся с отключением газа. Применение **приспособления для ремонта задвижек** (рис. 25) позволяет производить ревизию задвижек, не прокладок и лопнувших крышек задвижек.

Рис. 25. Приспособление для ремонта задвижек: 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.



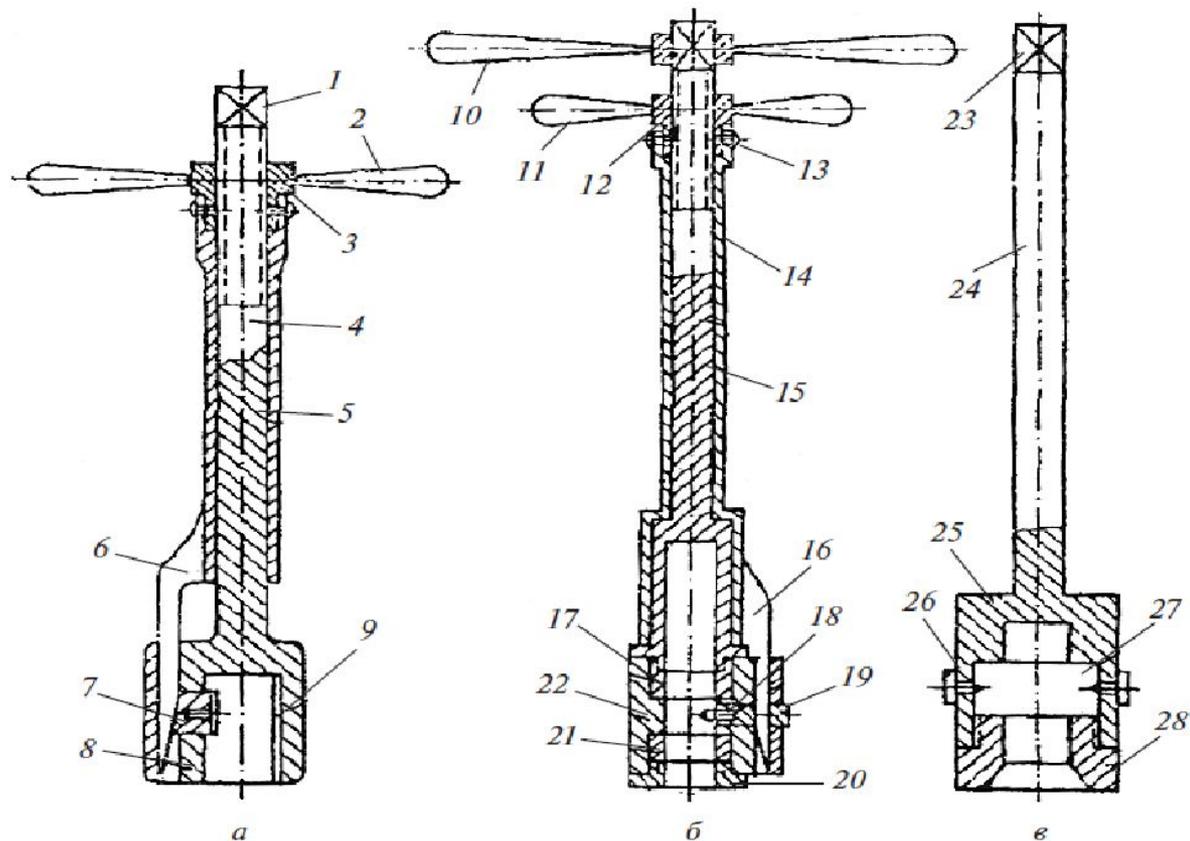


Рис. 26. Набор инструментов для ремонта сифонных стояков с конденсатосборниками низкого давления:

a – торцевой ключ; *б* – труборез; *в* – торцевой клупп; 1 – квадрат для воротка; 2 – рукоятка подачи; 3 – гайка подачи; 4, 5 – трубка подачи; 6 – клин; 7 – сухарь; 8 – головка ключа; 9 – ребра; 10 – вороток; 11 – рукоятка подачи; 12 – гайка подачи; 13 – стопор гайки; 14 – трубка подачи; 15 – шпindel; 16 – клин; 17 – кольцо скольжения; 18 – режущий ролик или резец; 19 – 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

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. Во избежание трудоемкой работы был разработан **набор инструмента для ремонта сифонных стояков с конденсатосборниками низкого давления без снятия ковера.** Набор (рис. 26) состоит из трех приспособлений: торцевого ключа, трубореза и клуппа.

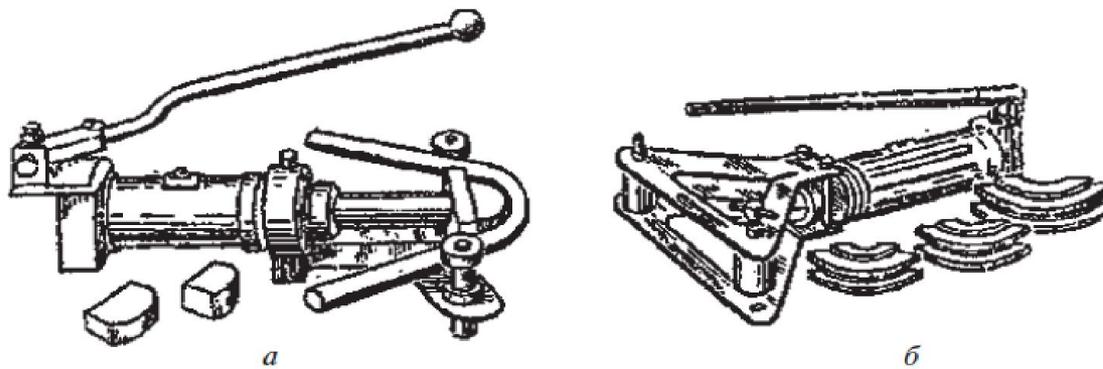


Рис. 27. Ручные гидравлические трубогибы типов ТРГ- $\frac{3}{4}$ " (а) и ТРГ-2" (б)

- 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.
- 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 для гибки труб диаметром до 25, 32 и 50 мм, а также трубогибочные станки с механическим приводом от электродвигателя.
- 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

Тема 7. Эксплуатация газопроводов и газоиспользующего оборудования

- При технической эксплуатации объектов систем газораспределения и газопотребления выполняются следующие виды работ:
- технический надзор за строительством;
- ввод в эксплуатацию газопроводов и газового оборудования;
- пусконаладочные работы;
- техническое обслуживание;
- текущий и капитальный ремонт;
- реконструкция подземных газопроводов;
- аварийное обслуживание;
- аварийно-восстановительные работы;
- включение и отключение газоиспользующего оборудования, работающего сезонно;
- техническое диагностирование;
- ведение эксплуатационной технической документации.
- Эксплуатация газопроводов и газоиспользующего оборудования промышленных предприятий осуществляется в соответствии с требованиями производственных инструкций, разработанных с учетом действующих ГОСТов и утверждаемых техническим руководством предприятия.
- Режим работы газоиспользующего оборудования должен соответствовать утверждаемым картам. Режимные карты и технологические схемы газопроводов и газоиспользующего оборудования вывешиваются у агрегатов и доводятся до сведения обслуживающего персонала.

ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

- Законченные строительством наружные и внутренние газопроводы до ввода в эксплуатацию необходимо испытать на герметичность воздухом. Для испытания газопровод следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или запорными устройствами перед газоиспользующим оборудованием, с учетом допустимого перепада давления для соответствующей арматуры
Если арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то вместо них на время испытания следует установить заглушки.
- Газопроводы производственных, общественных, жилых зданий и котельных следует испытать на участке от отключающего устройства на вводе в здание до кранов газоиспользующего оборудования.
- Испытание производится строительно-монтажной организацией в присутствии представителя эксплуатационной организации. До начала испытаний на герметичность газопроводы следует выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры грунта с температурой воздуха в газопроводе.
- Испытание производится путем нагнетания в газопровод воздуха и создания в нем необходимого испытательного давления. Время

Таблица 13

**Продолжительность испытания газопроводов
и значение испытательного давления**

Рабочее давление газа, МПа	Вид изоляционного материала	Испытательное, МПа	Продолжительность, мин
До 0,005	Независимо от вида изоляционного покрытия	0,6	24
0,005 до 0,3	Полимерная липкая лента, битумная мастика	0,6	24
0,3 до 0,6	Полимерная липкая лента, битумная мастика	1,5	24
0,6 до 1,2 0,6 до 1,6 (для СУ Г)	Независимо от вида изоляционного покрытия	1,5 2,0	24
Газовые вводы до 0,005 при их раздельном строительстве с распределительным газопроводом	То же	0,3	2

- Для проведения испытаний применяются манометры класса точности 0,15. Допускается также применение манометров класса точности 0,4, а также класса точности 0,6. При испытательном давлении до 0,001 МПа необходимо применять v-образные жидкостные манометры.
- Результаты испытаний считаются положительными, если за время испытания нет видимого падения давления на газопроводе по манометру класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также по жидкостному манометру падение давления не превышает одного деления шкалы.
- В табл. 14 приведены нормы испытания полиэтиленовых газопроводов, стальных газопроводов, газопроводов и оборудования ГРП, а также внутренних газопроводов зданий.
- Приемка законченного строительством газопровода производится специально созданной приемочной комиссией, которая должна проверить представленную исполнительную документацию и соответствие сооруженного газопровода этой документации, требованиям СНиП и ФНП. Комиссия имеет право проверить любые участки газопровода, провести разборку, просвечивание или вырезку стыков, повторное испытание газопроводов. Если объект принимается, то оформляется акт, являющийся разрешением на ввод газопровода в эксплуатацию.

**Нормы испытания подземных газопроводов, оборудования ГРП
и внутренних газопроводов**

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Продолжительность испытания, ч
Полиэтиленовые газопроводы		
До 0,005	0,3	24
0,005 до 0,3	0,6	
0,3 до 0,6	0,75	
Надземные газопроводы		
До 0,005	0,3	1
0,005 до 0,3	0,45	
0,3 до 0,6	0,75	
0,6 до 1,2	1,5	
1,2 до 1,6 (для СУ Г)	2,0	
Газопроводы и оборудования ГРП		
До 0,005	0,3	12
0,005 до 0,3	0,45	
0,3 до 0,6	0,75	
0,6 до 1,2	1,5	
Газопроводы внутри зданий, газопроводы и оборудование ГРУ		
Газопроводы жилых зданий давлением до 0,003	0,01	5 мин

- Присоединение к действующим газопроводам вновь построенных газопроводов и объектов должно производиться только перед пуском газа в эти газопроводы и объекты. До пуска газа в газопроводы необходимо осмотреть газовые сети ГРП, ГРУ и проверить исправность всего оборудования.
- Все газопроводы и газовое оборудование перед их присоединением к действующим газопроводам, а также после ремонта должны подвергаться внешнему осмотру и контрольной опрессовке бригадой, которая производит пуск газа. Контрольная опрессовка производится воздухом или инертным газом давлением 0,02 МПа, при этом падение давления не должно превышать 10 даПа за 1 ч.
- Контрольной опрессовке подвергаются также газопроводы и оборудование ГРП. Опрессовка производится давлением 0,01 МПа, при этом падение давления не должно превышать 60 даПа за 1 ч.
- Наружные газопроводы всех давлений подлежат контрольной опрессовке давлением 0,02 МПа, падение давления не должно превышать 10 даПа за 1 ч.
- Контрольная опрессовка внутренних газопроводов промышленных и сельскохозяйственных предприятий, котельных, газопроводов к оборудованию производственного характера в общественных зданиях должна производиться давлением 0,01 МПа, падение давления не должно превышать 60 даПа за 1 ч.

- Первоначальный пуск газа в газовые сети промышленных предприятий разрешается только после завершения испытаний и приемки газового хозяйства.
- На газифицируемых предприятиях кроме акта приемки газового хозяйства должны быть:
 - приказ о назначении ответственного за газовое хозяйство предприятия;
 - инструкция по эксплуатации газопроводов и газового оборудования;
 - инструкция по технике безопасности при эксплуатации и ремонте газопроводов и газового оборудования.
- Газопроводы до пуска газа должны продуваться газом до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяют путем анализа или сжигания отбираемых проб, при этом объемная доля кислорода в пробе газа не должно превышать 1 % по объему, а сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков. При необходимости освобождения от газа газопроводы должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяется путем анализа, при этом остаточная объемная доля газа в продуваемом воздухе не должна превышать 20% от нижнего предела воспламеняемости. Во время продувки газопроводов газовоздушная смесь должна выпускаться в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от огня.
- Перед пуском газа необходимо проверить состояние отключающих устройств и наличие заглушек. Подача газа в цеха и на агрегаты производится персоналом газовой службы предприятия в присутствии представителя территориального газового треста (конторы). Для пуска и наладки особо сложного газового оборудования можно привлекать специализированные пусконаладочные организации.

- Объем и последовательность работ при пуске газа в котлы, печи и агрегаты предприятия отражаются в специально разработанных и утвержденных инструкциях.
- В помещениях, где установлены газопотребляющие агрегаты, необходимо периодически контролировать содержание в воздухе газа и оксида углерода. При этом все обнаруженные неисправности и утечки газа должны немедленно устраняться, после чего производится повторная проверка воздушной среды.
- Необходимо убедиться, что переводимые на газовое топливо печи и агрегаты надежно отключены от газовой сети. Проверка проводится путем осмотра положения отключающих устройств на подводящих газопроводах агрегатов и на продувочных свечах.
- Ввод в эксплуатацию внутренних газопроводов и газоиспользующего оборудования производится после проведения пусконаладочных работ.
- Наладку ГРУ и газоиспользующего оборудования производит специализированная организация. В состав пусконаладочных работ входят:
 - наладка газоиспользующего оборудования и ГРУ, средств автоматического регулирования и безопасности;
 - наладка теплоутилизационных устройств и вспомогательного оборудования, систем контроля и управления технологическими процессами;
 - определение режимов работы газового оборудования с разработкой режимных карт, обеспечивающих эффективное использование газа.

- Перед пуском газа необходимо проверить:
- исправность топки и газоходов, запорных и регулирующих устройств;
- исправность КИП, питательных устройств, арматуры, дымососов и вентиляторов, наличие естественной тяги;
- исправность газового оборудования;
- исправность отключающих устройств, при этом необходимо убедиться, что вся запорная арматура на газопроводах закрыта, а краны на продувочных газопроводах - открыты;
- отсутствие заглушек перед и после предохранительных клапанов, на питательной, спускной и продувочной линиях;
- заполнение котла водой до отметки низшего уровня;
- отсутствие падения уровня воды в котле и пропуска воды через фланцы и арматуру.
- При пуске газа необходимо продуть газопроводы газом через продувочные свечи, установленные перед горелками, постепенно открывая задвижку на ответвлении газопровода к газоиспользующей установке, до тех пор, пока газопровод заполнится газом.
- По окончании продувки необходимо:
- закрыть кран на продувочной свече;
- убедиться в отсутствии утечек газа из газопроводов, газооборудования и арматуры путем обмыливания или с помощью приборов;
- проверить по манометру соответствие давления газа, а при использовании горелок с принудительной подачей воздуха на горение - дополнительно соответствие давления воздуха установленному давлению;
- отрегулировать тягу.

- Перед розжигом газоиспользующей установки необходимо провентилировать топку и газоходы путем открытия дверок топки, поддувала, шиберов для регулирования подачи воздуха, заслонок естественной тяги, а при наличии дымососов и вентиляторов - путем их включения.
- Включение дымососов во взрывоопасном исполнении производится только после проветривания топок естественной тягой и после проверки исправности дымососа.
- Порядок включения горелок зависит от их конструкции, расположения на газоиспользующем оборудовании, типа запального устройства, типа автоматики безопасности и регулирования. Последовательность действий при розжиге горелок определяется в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации и производственной инструкции.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

- Система технического обслуживания в газовом хозяйстве - совокупность взаимосвязанных средств, материалов, документации и исполнителей, необходимых для предупреждения неисправностей в системах газоснабжения.
- Под техническим обслуживанием понимается контроль технического состояния, очистка, смазка, регулировка и другие операции по поддержанию работоспособности и исправности газопроводов, газоиспользующих установок и газовых приборов.
- Техническое обслуживание и ремонт газопроводов и газоиспользующего оборудования промышленных предприятий должны производить газовые службы предприятия по графикам, утвержденным руководством предприятия. Графики работ, выполняемых сторонними эксплуатационными организациями, должны согласовываться

- При техническом обслуживании выполняются следующие работы:
- проверка герметичности соединений газопроводов, оборудования и приборов с целью выявления утечек газа и их устранения;
- осмотр и проверка запорной арматуры;
- проверка срабатывания предохранительных и предохранительно-запорных устройств, приборов автоматики регулирования и безопасности (не реже одного раза в 3 месяца);
- проверка состояния электроосвещения, вентиляции производственного помещения, систем сигнализации;
- очистка от загрязнений;
- измерение электрических потенциалов на газопроводах.
- Все виды работ по техническому обслуживанию газопроводов должны выполняться в соответствии с ФНП безопасности систем газораспределения и газопотребления, действующими ГОСТами.
- При обходе трасс газопроводов выполняют следующие работы:
- проверку на загазованность колодцев, подвалов, подземных сооружений, контрольных трубок, выявление утечек газа по внешним признакам, контроль состояния настенных указателей;
- удаление из ковров воды, снега, льда и грязи;

● Производят также внешний осмотр трасс для определения признаков утечек газа. Из газопроводов среднего и высокого давлений утечки газа распространяются на большие расстояния и попадают в различные сооружения и коммуникации. Поэтому кроме газовых колодцев проверяют контрольные трубки, колодцы других подземных сооружений, камеры теплосети и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м по обе стороны от оси газопроводов. В случае обнаружения газа в каком-либо сооружении должны быть осмотрены подвалы домов, первые этажи бесподвальных зданий и другие сооружения в радиусе до 50 м от места обнаружения газа. Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях должно проверяться газоанализатором. Анализ воздуха в подвальных помещениях производят газоанализатором взрывозащищенного типа. Особую осторожность необходимо проявлять при обнаружении газа в подвалах зданий.

● При этом проводят следующие мероприятия:

● подвалы проветривают и сообщают в аварийную службу о проникновении в них газа;

● определяют наличие газа в воздухе квартир расположенных выше этажей и при необходимости проветривают эти квартиры;

● устанавливают наблюдение за изменением концентрации газа в подвале;

● предупреждают людей, находящихся в квартирах расположенных выше этажей, о недопустимости пользования источниками новообразования.

● При обнаружении утечки газа в подвале здания при загазованности 1 % и более необходимо срочно: принять меры к эвакуации людей из помещения; принимают меры к отысканию и устранению утечки газа; после выполнения этих мероприятий определяют возможность нахождения в помещении людей, а также пользования открытым огнем и

- Установленная в газовых колодцах арматура не реже одного раза в год должна тщательно осматриваться и проверяться.
- Скопившуюся в конденсатосборниках жидкость необходимо удалять. Конденсат из конденсатосборников низкого давления можно откачивать насосом с ручным или механическим приводом, а из газопроводов высокого и среднего давлений - давлением газа. Конденсат откачивают в специальную емкость и опорожняют ее в заранее отведенном месте.
- При откачке конденсата из конденсатосборников среднего и высокого давлений:
 - проверяют закрытие крана на стояке конденсатосборника;
 - отворачивают пробку на стояке;
 - устанавливают емкость для слива конденсата, в муфту стояка заворачивают трубку для отвода конденсата;
 - отводную трубу соединяют с емкостью для слива конденсата;
 - открывают кран на стояке конденсатосборника и сливают конденсат в специальную емкость;
 - по окончании откачки закрывают кран на стояке конденсатосборника;
 - отворачивают отводную трубу;
 - отворачивают пробку в муфту стояка;
 - проверяют плотность кранов и резьбовых соединений.
- Характерные неисправности конденсатосборников – утечки газа из кранов и резьбовых соединений. На практике могут встретиться случаи, когда конденсатосборники забиваются песком и грязью. Наиболее эффективный способ их очистки - заполнение емкости водой под давлением для разжижения осадка, который затем удаляют насосом.

- С целью определения состояния изоляции и тела трубы производится периодическое обследование газопроводов.
- Подземные газопроводы защищают от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами двумя способами: пассивным и активным.
- Пассивный способ заключается в изоляции газопровода от контакта с окружающим грунтом. Активный способ заключается в создании защитного потенциала газопровода по отношению к окружающей среде.
- В качестве защитных используют битумно-резиновые, битумно-полимерные, битумно-минеральные и эмаль-этиленовые покрытия с использованием армирующих оберток из стекловолоконистых материалов, а также покрытия из полимерных материалов, наносимых в виде лент или в порошкообразном состоянии.
- В зависимости от коррозионной активности грунтов применяют три типа изоляции трубопроводов: нормальную, усиленную и весьма усиленную.
- **При техническом обслуживании металлических подземных газопроводов** нужно проверять герметичность, качество сварных стыков, подверженность коррозионной опасности, состояние защитного покрытия и металла труб. Осмотр подземных газопроводов с целью определения состояния защитного покрытия металла труб (путем вскрытия на газопроводах контрольных шурфов длиной не менее 1,5 м) должен выполняться только в местах выявления повреждений покрытия, а также там, где использование приборов затруднено промышленными помехами.

- **Проверку герметичности и обнаружение мест утечек газа из подземных газопроводов** допускается производить методом бурения скважин с последующим взятием проб прибором. Скважины бурят через каждые 2 м. Глубина бурения в зимнее время должна быть не менее глубины промерзания грунта, а в остальное время - соответствовать глубине укладки труб. Скважины бурят на расстоянии 0,5 м от стенки газопровода. Проверка скважин на загазованность допускается открытым огнем, если скважины находятся не ближе 3 м от зданий и сооружений. Если газ в скважине не воспламеняется, проверяют его наличие прибором. По результатам технического обследования составляют акт, в котором с учетом выявленных дефектов и оценки технического состояния следует дать заключение о возможности дальнейшей эксплуатации газопровода, необходимости и сроках проведения его ремонта или замены.
- **Проверку на герметичность газопроводов при техническом обследовании** проводят опрессовкой отдельных участков воздухом аналогично опрессовке вновь построенных газопроводов при вводе в эксплуатацию.
- Техническое обслуживание полиэтиленовых газопроводов производится в соответствии с ГОСТ и другими нормативными документами для стальных газопроводов. Кроме выявления утечек газа, следует проверять наличие «провода-спутника» и качество изоляции стальных вставок.
- Для газопроводов, выполненных из длинномерных труб, при выявлении негерметичности стыка следует произвести его замену путем вварки катушки. При выявлении сквозных дефектов поверхности трубы или выходящих за пределы допустимых значений, установленных нормативной документацией на трубы, дефект следует устранить путем

- **При техническом обслуживании запорной арматуры,** установленной на надземных и подземных газопроводах, выполняются следующие виды работ:
 - очистка от грязи и ржавчины и внешний осмотр для выявления перекосов, раковин, трещин, коррозии и других дефектов;
 - проверка герметичности сварных, резьбовых, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений газоиндикаторами или газоанализаторами;
 - устранение утечек во фланцевых соединениях подтягиванием болтов или сменой прокладок, очистку фланцев перед установкой новых прокладок;
 - устранение утечки газа в сальниках подтягиванием сальника или сменой сальниковой набивки.
 - При подтягивании сальника натяжение нажимной буксы накидными болтами должно производиться равномерно: односторонняя перетяжка болтов может вызвать надлом фланца буксы; разгон червяка у задвижек и, при необходимости, его смазка; проверка работоспособности приводного устройства задвижек.
- **При техническом обслуживании арматуры, установленной в колодцах,** дополнительно выполняются следующие виды работ:
 - проверка состояния крышек газовых колодцев и колодцев на загазованность;
 - при необходимости откачка воды из колодцев;
 - проверка исправности шунтирующих электроперемычек, состояния уплотнения футляров, конструкций колодцев, скоб, лестниц.

- Работы по техническому обслуживанию арматуры в колодце производятся в следующей последовательности:
- производится очистка крышки колодца от грязи, снега, льда;
- колодец проверяется газоанализатором на загазованность;
- полностью открывается крышка колодца и производится его проветривание и повторная проверка на загазованность;
- при необходимости осуществляется откачка воды из колодца;
- при отсутствии загазованности в колодец спускается один из рабочих в спасательном поясе со спасательной веревкой. В случае обнаружения газа в колодце рабочий, с разрешения руководителя работ, должен спускаться в колодец в противогазе. При опасной концентрации газа (более 10% от нижнего предела воспламеняемости) спускаться в колодец запрещается;
- рабочий в колодце производит визуальный осмотр состояния арматуры, выполняет работы по техническому обслуживанию, проверяет герметичность соединений и арматуры мыльной эмульсией или специальными приборами;
- при обнаружении утечки газа в арматуре, трещин, перекосов и других серьезных повреждений работы в колодце прекращаются. Устранение утечки газа и неисправностей производится по другому наряду, предусматривающему меры безопасности в зависимости от характера повреждения.

- **При техническом обслуживании шарового крана, установленного в грунте без колодца, под ковер выполняют следующие виды работ:**
 - проверку состояния крышки и отмостки ковера, при необходимости откачку воды из ковера;
 - проверку отсутствия утечки газа под крышку штока крана путем ослабления болта;
 - снятие крышки штока крана и проверка работы крана в положениях «открыто-закрыто», не допуская при этом полного закрытия крана;
 - проверку исправности приводного устройства.
- **При техническом обслуживании запорной арматуры внутренних газопроводов** выполняют следующие виды работ:
 - проверку герметичности сварных, резьбовых, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений;
 - проверку герметичности по проходу у запорной арматуры, установленной перед газоиспользующим оборудованием;
 - добавление при необходимости уплотнительной смазки в краны;
 - подтяжку натяжения пробки натяжного **КОНУСНОГО** крана при обнаружении протечки;
 - подтяжку сальникового уплотнения в случае обнаружения протечки.

- **Поиск утечек газа и их устранение.** Утечки газа из газопроводов и сооружений наиболее вероятны:
- в стыковых соединениях газопроводов;
- в местах установки конденсатосборников, в сальниковых уплотнениях арматуры;
- в местах газопроводов, поврежденных коррозией;
- в местах, поврежденных случайно при производстве аварийно-поисковых или строительно-монтажных работ;
- в местах установки арматуры, не обеспеченной компенсационными устройствами;
- в местах соединения и в трещинах неметаллических труб.
- Как показывает практика, около 3% утечек газа из конденсатосборников приходится на соединительные муфты и сварные стыки, около 10% утечек происходит из-за небрежно завернутых глухих пробок в муфты кранов конденсатосборников и более 30% утечек газа приходится на стояки конденсатосборников. Механические повреждения газопроводов в 20% случаев вызваны небрежной работой строительных организаций, проводящих раскопку траншей, котлованов и др.
- **Можно выделить три основных этапа поиска утечек газа:**
- установление факта утечки газа и уточнение ее признаков;
- установление возможной причины утечки газа;
- выполнение проверочных операций по выявлению места утечки газа.
- Сначала необходимо выявить признаки, свидетельствующие о наличии утечки газа. Потом установить возможные причины утечки: разрыв стыков, коррозия на теле трубы, механические повреждения, неплотности во фланцевых соединениях. Затем следует проверка исправности отдельных элементов газопровода.

- Сложность поиска утечек газа из подземного газопровода обусловлена недоступностью газопровода для визуального наблюдения и значительной его протяженностью, что делает невозможной сплошную проверку. Поэтому поиск утечек газа требует хорошего знания устройства газопровода, наиболее вероятных мест утечек газа, признаков, характеризующих отдельные неисправности, и т. д.
- До последнего времени наиболее распространенным методом качественного определения мест утечек газа из подземных газопроводов был буровой осмотр. После определения участка газопровода, на котором будет проводиться буровой осмотр, и выполнения подготовительных работ приступают к бурению скважин через каждые 2 м.
- Скважины необходимо располагать в шахматном порядке по обе стороны от оси газопровода на расстоянии 0,5 м от стенки газопровода.
- В настоящее время используют приборные методы контроля технического состояния подземных газопроводов. Утечки газа из подземных газопроводов обнаруживают лазерными установками: «Искатель-1» на базе автомобиля типа ГАЗ и детектор метана лазерный ДМП-У2 на базе автомобиля типа УАЗ.
- Для обнаружения и локализации утечек применяют приборы, использующие пламенно-ионизационный метод анализа газа. Высокая чувствительность этих приборов позволяет обнаруживать утечку газа из газопроводов, проложенных под твердым покрытием.
- Способ устранения утечек зависит от вида повреждения и величины давления газа в газопроводе

- **Аппаратура для нахождения мест поврежденной изоляции газопроводов** (АНПИ) предназначена для нахождения мест сквозных повреждений изоляции строящихся и эксплуатируемых подземных металлических газопроводов, уложенных под различными видами дорожных покрытий, без вскрытия грунта. Принцип работы аппаратуры при определении мест повреждения изоляции состоит в регистрации характера изменений потенциалов вдоль газопровода. Потенциалы образуются при прохождении переменного тока частотой около 1000 Гц от генератора по цепи генератор - газопровод - земля - генератор. Определение трассы газопровода и глубины его заложения основано на индуктивном методе. Суть этого метода заключается в процессе улавливания магнитного поля над трассой газопровода, по которому протекает ток частотой 1000 Гц.

РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ

- Ремонт называется комплекс операций с разборкой, восстановлением или заменой деталей и узлов, выполнение которых гарантирует исправность и безаварийность газопроводов и газового оборудования на последующий срок эксплуатации.
- Основное внимание работников газовых служб должно быть сосредоточено на предупреждении аварий и поддержании газопроводов и оборудования в исправном состоянии. Это достигается с помощью системы планово-предупредительного ремонта, который представляет собой комплекс периодически осуществляемых организационно-технических мероприятий по надзору и уходу за сооружениями, по проверкам оборудования и производству всех видов ремонта. Система планово-предупредительного ремонта предусматривает выполнение профилактических работ текущего

- **Текущий ремонт** заключается в устранении небольших неисправностей и повреждений газопроводов и сооружений, а также в проведении ревизий отдельного оборудования. Все работы по текущему ремонту подразделяются на две группы:
 - профилактический ремонт, выполняемый в процессе эксплуатации и планируемый заранее по объему и времени его выполнения;
 - непредвиденный ремонт, выполняемый в срочном порядке.
- Непредвиденным текущий ремонт заключается в срочном исправлении повреждений, которые не могут быть заранее обнаружены и устранены при профилактическом ремонте.
- При текущем ремонте газопроводов, газового оборудования и внутрицеховых газопроводов выполняются следующие работы:
 - все работы по техническому обслуживанию;
 - разборка, смазка, перенабивка сальников, проверка хода и плотности закрытия запорных и предохранительных устройств;
 - замена изношенных деталей газового оборудования;
 - контрольная опрессовка газопроводов и газового оборудования.
- Работы по ремонту должны производиться после установки на газопроводе за отключающим устройством заглушки и вентиляции топок и дымоходов.
- При текущем ремонте арматуры в колодце следует дополнительно выполнять следующие виды работ:
 - ремонт стен колодца, закрепление скоб (лестниц);
 - уплотнение футляров газопроводов;
 - проверку состояния компенсаторов (при снятых стяжных болтах).

- При текущем ремонте крана шарового подземного, установленного без колодца под ковер, выполняются следующие виды работ:
- очистка от грязи крышки коверов, при необходимости - покраска;
- устранение перекосов крышки коверов, оседания коверов;
- ремонт отмоксти коверов (при необходимости);
- откачка воды из коверов, удаление грязи;
- проверка защитного покрытия штока крана, при необходимости - восстановление;
- проверка уплотнительного кольца крышки штока крана, при необходимости - замена.
- Одним из наиболее распространенных повреждений является разрыв стыков газопроводов, который ликвидируют путем в варки катушки длиной не менее 200 мм или наваркой усилительных муфт. Если работы ведут на газопроводах высокого и среднего давлений, то можно временно установить ремонтные муфты (рис. 24). Для этого на стык монтируют металлический бандаж, надевают разъемную муфту и приваривают. Плотность приваренной муфты проверяют опрессовкой воздухом через пробку, которую затем заваривают. Такие муфты применяют и в тех случаях, когда на стыках имеются сквозные отверстия. Во всех случаях категорически запрещается подварка стыков. На стыки с трещинами должны навариваться лепестковые муфты, а на стыки с такими дефектами, как шлаковые включения, непровар, - усилительные лепестковые муфты или муфты с гофрой. Наварку муфт проводят по специальной инструкции.

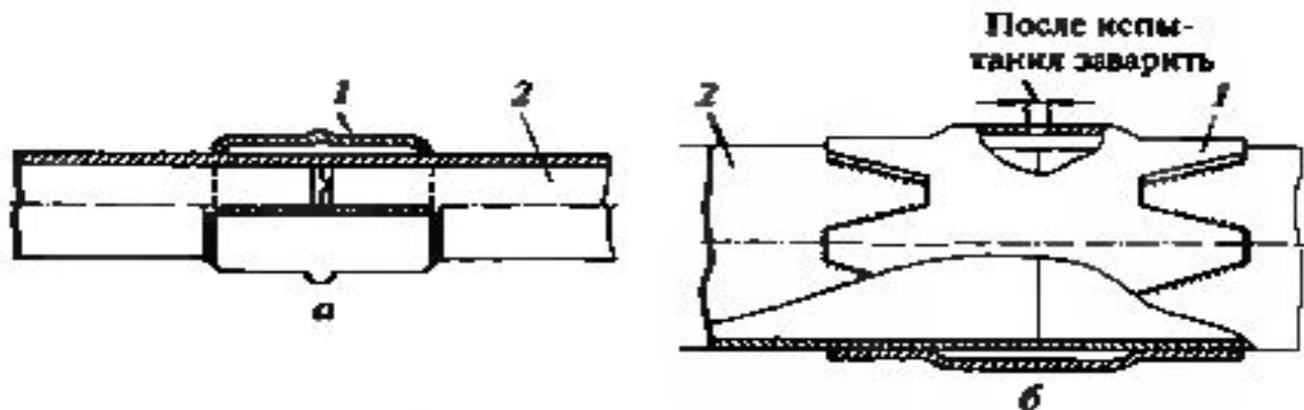


Рис. 24. Ремонтные муфты:
а – с гофри, *б* – лепестковая; *1* – муфта, *2* – газопровод

- Если на газопроводе появились продольные трещины размером более 0,8 м, то необходимо сначала отключить подачу газа, а потом вваривать катушки требуемой длины. После этого сварные соединения испытывают на плотность, а отключенный участок газопровода продувают газом
- Текущий ремонт полиэтиленовых газопроводов производится для устранения неисправностей, выявленных при техническом обслуживании.
- Узлы неразъемных соединений «полиэтилен-сталь», установленные на цокольных вводах в здания или на надземных выходах ремонту не подлежат, при выявлении утечек газа или механических повреждений заменяются.
- Замена дефектных стыков или участков труб производится путем вварки катушек длиной не менее 500 мм. Вварка производится сваркой нагретым инструментом встык или при помощи муфт с закладными нагревателями.
- Допускается выполнять ремонт полиэтиленовых газопроводов с помощью вварки двух узлов через стальные соединения «полиэтилен-сталь».

- На полиэтиленовых газопроводах низкого и среднего давления применяются соединения «полиэтилен - сталь», изготовленные из полиэтиленовых труб с SDR 17,6 и SDR 11, на газопроводах высокого давления — с SDR 11.
- Для ликвидации снежно-ледяных, кристаллогидратных, смоляных закупорок на полиэтиленовом газопроводе применяются:
 - заливка органических спиртов-растворителей (этанол, бутанол);
 - обогрев мест закупорки паром, гибкими нагревательными элементами или разогрев через слой песка инфракрасными горелками;
 - шуровка газопровода мягким ершом.
- **Профилактическое обслуживание** газового оборудования предприятия должно производиться не реже одного раза в месяц. При этом выполняются работы, связанные с текущим ремонтом и регулировкой газового оборудования и приборов по заявкам руководителей цехов.
- **Капитальный ремонт** выполняют специализированные ремонтные организации на основании дефектной ведомости, составленной в процессе межремонтного обслуживания и по результатам проведенных текущих ремонтов.
- Документация по капитальному ремонту утверждается руководством предприятия и согласовывается с руководителем работ организации, выполняющей эти работы.
- При капитальном ремонте газопроводов выполняют следующие работы:
 - все виды работ, выполняемых при текущем ремонте;
 - замена изоляции газопроводов, восстановление стенки трубы с заменой изоляции, наложение заплат, вырезка и врезка новой катушки, замена отдельных участков труб;
 - ремонт кладки колодцев с разборкой и заменой перекрытия, ремонт

- вынос отдельных участков газопроводов на фасады зданий;
- разборка задвижек и смена износившихся деталей, шабровка, расточка или замена уплотнительных колец, смазывание;
- замена износившихся задвижек;
- замена конденсатосборников, ремонт и замена коверов;
- прокладка отдельных участков газопроводов.
- Необходимость **капитального ремонта полиэтиленовых газопроводов** устанавливается в процессе эксплуатации в случае обнаружения неудовлетворительного состояния газопровода, назначение на капитальный ремонт осуществляется на основании результатов технического обследования.
- **При капитальном ремонте газоиспользующей установки** до начала работ производят ее наружный осмотр для проверки технического состояния и уточнения объема работ. Все операции по отключению газоиспользующей установки выполняет дежурный эксплуатационный персонал. Приводы отключающих устройств обесточивают и запирают на замки, ключи от которых передают по смене, а на запорные устройства вешают плакаты с предупреждающими надписями.
- При останове газоиспользующего оборудования с газогорелочными устройствами, работающими с принудительной подачей воздуха на горение, следует уменьшить, затем совсем прекратить подачу в горелки газа, после чего прекратить подачу воздуха; с инжекционными горелками - сначала прекратить подачу воздуха, затем - подачу газа.

- После отключения всех горелок необходимо отключить газопровод, открыть продувочную свечу на отводе, провентилировать топку, газоходы и воздухопроводы. Отключение и включение газоиспользующего оборудования оформляется актом, подготовленным с участием представителя эксплуатационной организации.
- При ремонте или остановке газоиспользующего оборудования на летнее время газопроводы должны быть отключены и продуты воздухом. Отключение внутреннего газопровода производят с установкой заглушки на газопроводе за запорным устройством. На хвостовике заглушки, выступающем за пределы фланцев, должно быть выбито клеймо с указанием диаметра газопровода, на который ее можно устанавливать, и давления газа, на который она рассчитана.
- Запорные устройства на продувочных свечах после отключения газопровода должны оставаться в открытом положении.
- **Работы по локализации или ликвидации аварии** могут выполняться персоналом газовой службы предприятия, эксплуатирующего объект.
- Демонтаж и отключение газового оборудования и газопроводов от действующих сетей производится с учетом требований, предъявляемых к проведению газоопасных работ, в установленном нормативными документами порядке.
- При производстве ремонтных работ в загазованной среде применяются инструменты из цветного металла, исключая возможность образования искры. Рабочую часть инструментов из черного металла следует обильно смазать солидолом или другой смазкой.
- Если требуется установка дополнительного оборудования на действующих внутренних газопроводах, сварку и резку необходимо проводить на отключенных участках, которые следует продуть воздухом или инертным газом.

- **Капитальный ремонт и профилактическое обслуживание** газового оборудования предприятий ведется силами персонала газовой службы предприятия или по договорам с территориальным трестом (конторой) газового хозяйства.
- **Ремонт запорных устройств.** Наиболее характерные неисправности запорных устройств - утечка газа в сальниках и во фланцевых соединениях. В процессе эксплуатации задвижек и кранов возникают также такие неисправности, как отрыв фланца, поломка нажимной буксы сальника, поломка крышки сальника самосмазывающегося крана, трещины в корпусе задвижек. Утечки газа, вызванные этими неисправностями, чрезвычайно опасны и могут быть причиной серьезных аварий.
- Утечки во фланцевых соединениях устраняют подтягиванием болтов или сменой прокладок. Перед установкой новых прокладок фланцы очищают от сурика, белил и прокладок. Работы проводят при низком давлении газа с соблюдением мер безопасности.
- Утечки газа в сальниках устраняют подтягиванием сальника или сменой сальниковой набивки. Большинство утечек связано с тем, что сальник набит не специальной набивкой, а обыкновенной паклей, смазанной тавотом или солидолом. Такая набивка недолговечна. Многие зависят и от равномерного натяжения нажимной буксы с помощью накидных болтов. Односторонняя перетяжка болтов может вызвать надлом фланца буксы и привести к утечке газа. Необходимо следить за тем, чтобы сальник не был сильно затянут, так как это может привести к изгибу шпинделя и выходу задвижки из строя. Набивку сальников запорной арматуры, разборку резьбовых соединений конденсатосборников на наружных газопроводах среднего и высокого давления можно производить при давлении газа в газопроводе 40—200 да Па.

- Если задвижка закрыта не полностью и для закрытия или открытия требуется большое усилие, то следует проверить шпиндель задвижки, который может оказаться погнутым. В этом случае заменяют шпиндель или полностью задвижку.
- Могут быть случаи, когда задвижка легко закрывается, шпиндель исправен, но отключение негерметичное. Это - следствие того, что задвижки эксплуатировались с неполностью открытыми запорными дисками, и под действием различных примесей в газе часть дисков изнашивалась и задвижка потеряла герметичность. Характерные повреждения чугунных задвижек - различного рода трещины во фланцах и корпусе. Такие задвижки не ремонтируют, а заменяют.
- Для замены задвижки на разъединяемых участках газопровода необходимо отключить электрозащиту, если она имеется, и установить перемычку для предотвращения искрообразования и я от действия блуждающих токов. Если перемычку установить нельзя, то работы, связанные с разъединением газопровода, следует проводить после продувки газопровода воздухом. Новую чугунную задвижку устанавливают вместе с компенсатором. При этом гайки на стяжных болтах освобождают, чтобы обеспечить работу компенсаторов. Перед установкой компенсатора проводят его предварительную растяжку или сжатие с учетом температуры окружающего воздуха. Характерная неисправность компенсаторов - утечка газа из фланцевых соединений, возникающая вследствие периодически повторяющихся растягивающих и сжимающих усилий, которые приводят к ослаблению болтовых креплений фланцев и могут вызвать срыв резьбы у болтов. Разборку резьбовых соединений конденсатосборников на газопроводах среднего и высокого давлений можно производить при давлении газа в газопроводе 40—200 даПа.

- Разборку фланцевых и резьбовых соединений и арматуры на внутренних газопроводах любого давления следует производить на отключенных и заглушенных участках газопровода.

ПОДГОТОВКА СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ К РАБОТЕ В ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ

- Подготовка систем газоснабжения в зимних условиях включает следующие мероприятия:
- Очистка газовых колодцев от воды и грязи, проверка состояния запорной арматуры и компенсаторов, их окраска, обновление настенных указателей. Проверка наличия отверстий в крышках колодцев подземных коммуникаций.
- Разработка и согласование планов взаимодействия с соответствующими службами (пожарной охраной, «Скорой помощью», полицией и др.) в период аварий в системах газоснабжения.
- Обеспечение противопожарной безопасности.
- Завершение работ по проверке технического состояния газопроводов с помощью приборных методов или опрессовки газопроводов.
- Проверка состояния насосов для откачки конденсата, создание необходимого запаса метанола для устранения закупорок.
- Наладка установок защиты газопроводов от коррозии.
- Проверка состояния систем газоснабжения промышленных, коммунально-бытовых предприятий, отопительных котельных и других предприятий с сезонным потреблением газа. Контроль своевременного представления актов о проверке и прочистке дымоходов и вентиляционных каналов.

- Проведение переосвидетельствования емкостей групповых резервуарных установок. Ревизия подземных газопроводов, обвязки резервуаров по жидкой фазе, всех групповых установок, обвязок жидкой фазы, проверка контрольных трубок на проходимость.
- Проверка качества заделки швов между фундаментами зданий и стеновыми панелями подвалов, наличия герметизации вводов инженерных коммуникаций в подвалы помещений.
- Проведение ремонта ГРП путем ревизии оборудования и арматуры, проверки и клеймения КИП и настройки регулятора.
- Обеспечение выполнения планов технического обслуживания и годового планового ремонта газового оборудования. Завершение работ по капитальному ремонту газопроводов и сооружений.
- Отработка планов и схем систем газоснабжения по объекту газоснабжения, определение мест отключения газа на отдельных участках в случае аварии.
- Выбор наиболее оптимальных режимов работы газопотребляющих агрегатов и приборов.
- Осуществление мероприятий по снижению потерь теплоты и электроэнергии в производственных и служебных зданиях.

Тема 8. УСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ И УСТАНОВОК

УСТРОЙСТВО ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ

- Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ) - автоматические устройства, которые выполняют следующие функции:
- снижают давление газа до заданного значения;
- поддерживают заданное давление вне зависимости от изменений расхода газа и его давления;
- прекращают подачу газа при повышении или понижении его давления сверх заданных пределов;
- очищают газ от механических примесей.
- ГРП размещают:
- отдельно стоящими;
- пристроенными к газифицированным производственным зданиям, котельным и общественным зданиям, к помещениям производственного характера;
- встроенными в одноэтажные газифицируемые производственные здания и котельные (кроме помещений, расположенных в подвальных и цокольных этажах);
- на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости (непосредственно или на специально устроенном основании над покрытием);
- вне зданий на открытых огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий.
- ГРУ могут размещаться непосредственно в газоиспользующих установках или в смежном помещении с открытым проемом. При этом входное давление не должно быть более 0,6 МПа.

ШРП с входным давлением газа до 0,6 МПа могут устанавливаться на наружных стенах производственных зданий, котельных, общественных и бытовых зданий производственного назначения. Принципиальная схема ГРП показана на рис. 25.

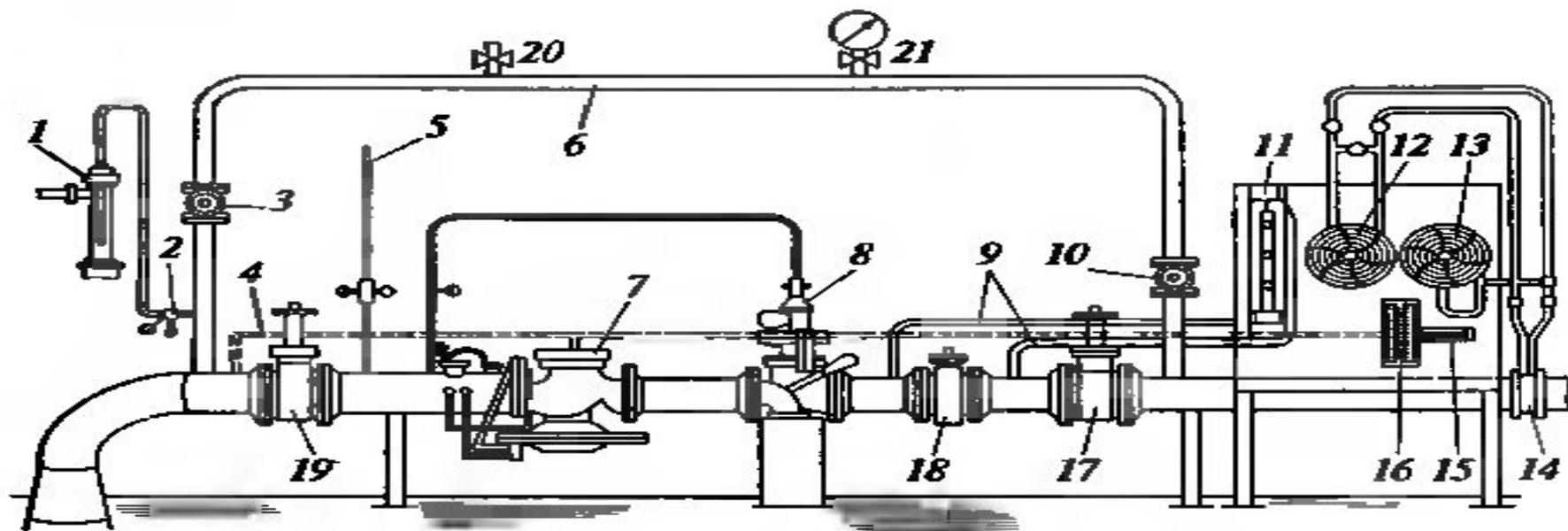


Рис. 25. Газорегуляторный пункт:

1 — предохранительный сбросной клапан, *2* — кран к сбросному клапану;
3 — задвижка на байпасе, *4* — импульсная трубка конечного давления,
5 — продувочная свеча, *6* — обводная линия (байпас); *7* — регулятор давления;
8 — предохранительно-запорный клапан, *9* — импульсные трубки до и после фильтра, *10* — кран на байпасе; *11* — дифференциальный манометр для замера перепада давления на фильтре, *12* — расходомер, *13* — регистрирующий манометр входного давления; *14* — диафрагма; *15* — показывающий манометр выходного давления; *16* — регистрирующий манометр выходного давления; *17* — входная задвижка, *18* — фильтр; *19* — выходная задвижка; *20* — продувочный трубопровод с краном; *21* — манометр на байпасе

- В зависимости от величины давления газа на входе их подразделяют на ГРП и ГРУ среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа) и на ГРП и ГРУ высокого давления (свыше 0,3 до 1,2 МПа). Технологические схемы ГРП и ГРУ аналогичны.
- Здание ГРП должно быть надземным, одноэтажным, из материалов I и II степени огнестойкости. Помещение ГРП должно освещаться естественным (через окна) и искусственным (электрическим) светом. Проводку электрического освещения выполняют во взрывобезопасном исполнении. В целях безопасности допускается кососвет, то есть освещение помещения рефлекторами, установленными снаружи.
- Вентиляция помещения ГРП должна быть естественной и обеспечивать трехкратный воздухообмен в течение 1 ч. Приток свежего воздуха осуществляется через жалюзийную решетку, а вытяжка - через регулируемый дефлектор в перекрытии помещения.
- Помещение ГРП можно отапливать водяными или паровыми (низкое давление пара) системами от близлежащей котельной или от других котлов, расположенных в пристройке. При всех условиях отопление должно обеспечить температуру в помещении ГРП не ниже 5 °С. Помещение ГРП оборудуют пожарным инвентарем (ящик с песком, огнетушители, кошма).
- На вводе газопровода в ГРП и на выходном газопроводе устанавливают отключающие устройства на расстоянии не менее 5 м и не более 100 м.

- В состав газового оборудования ГРП входят (рис. 25):
- приборный щит, на который вынесены КИП;
- обводной газопровод (байпас), оборудованный двумя задвижками;
- газовое оборудование основной линии.
- На основной линии газовое оборудование располагается в такой последовательности:
 - входная задвижка для отключения основной линии, фильтр для очистки газа от различных механических примесей;
 - предохранительный запорный клапан, автоматически отключающий подачу газа потребителям в случае выхода из строя регулятора давления газа; регулятор, который снижает давление газа и автоматически поддерживает его на заданном уровне независимо от расхода газа потребителями; предохранительный сбросной клапан, присоединенный к газопроводу после выходной задвижки (служит для сброса в атмосферу части газа, когда неисправный регулятор начинает повышать выходное давление).
- Выходное давление газа контролируется предохранительно-запорным клапаном (ПЗК) и предохранительно-сбросным клапаном (ПСК). ПЗК контролирует верхний и нижний пределы давления газа, а ПСК только верхний. Причем сначала должен сработать ПСК, а затем - ПЗК, поэтому ПСК настраивают на меньшее давление, чем ПЗК. ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 15%, а ПЗК - на 25 %.

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

- **Классификация.** Регуляторы давления газа классифицируют:
- по назначению;
- характеру регулирующего воздействия;
- связям между входной и выходной величинами;
- способу воздействия на регулирующий клапан.
- По характеру регулирующего воздействия регуляторы подразделяются на астатические и статические (пропорциональные). Принципиальные схемы регуляторов показаны на рис. 26.

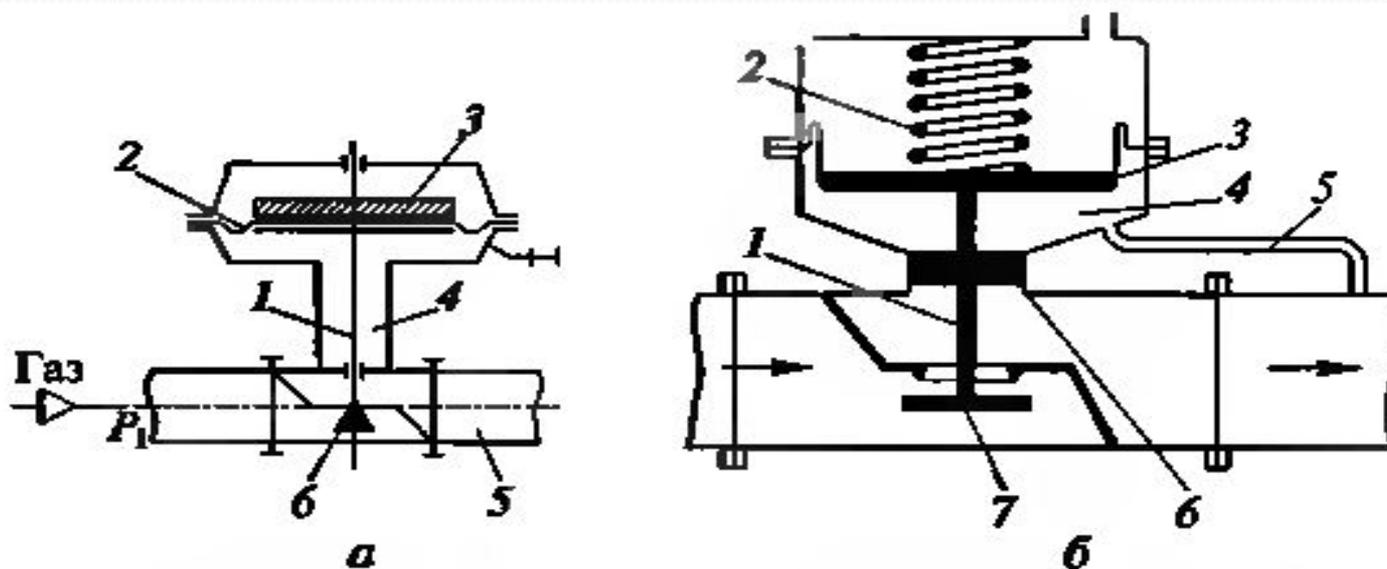


Рис. 26. Схема регуляторов давления.

a – астатического. *1* – стержень; *2* – мембрана, *3* – грузы, *4* – подмембранная полость; *5* – выход газа; *6* – клапан, *б* – статического: *1* – стержень; *2* – пружина; *3* – мембрана, *4* – подмембранная полость; *5* – импульсная трубка; *6* – сальник; *7* – клапан

В астатическом регуляторе (рис. 26. а) мембрана 2 имеет поршневую форму, и ее активная площадь, воспринимающая давление газа, практически не меняется при любых положениях регулирующего клапана 6. Следовательно, если давление газа уравнивает силу тяжести мембраны 2, стержня 1 и клапана 6, то мембранной подвеске соответствует состояние астатического (безразличного) равновесия. Процесс регулирования давления газа будет протекать следующим образом. Предположим, что расход газа через регулятор равен его притоку и клапан 6 занимает какое-то определенное положение. Если расход газа увеличится, то давление уменьшится и произойдет опускание мембранного устройства, что приведет к дополнительному открытию регулирующего клапана. После того как произойдет восстановление равенства между притоком и расходом, давление газа увеличится до заданной величины. Если расход газа уменьшится и соответственно произойдет увеличение давления газа, процесс регулирования будет протекать в обратном направлении. Настраивают регулятор на необходимое давление газа с помощью специальных грузов 3, причем с увеличением их массы выходное давление газа возрастает.

Астатические регуляторы после возмущения приводят регулируемое давление к заданному значению независимо от величины нагрузки и положения регулирующего клапана. Равновесие системы возможно только при заданном значении регулируемого параметра, при этом регулирующий клапан может занимать любое положение. Астатические регуляторы часто заменяют пропорциональными. В статических (пропорциональных) регуляторах (рис. 26, б), в отличие от астатических, под мембранная полость 4 отделена от коллектора сальником и соединена с ним импульсной трубкой 5, то есть узлы обратной связи расположены вне объекта. Вместо грузов на мембрану действует сила

- В астатическом регуляторе малейшее изменение выходного давления газа может привести к перемещению регулирующего клапана из одного крайнего положения в другое, а в статическом полное перемещение клапана происходит только при соответствующем сжатии пружины.
- Как астатические, так и пропорциональные регуляторы при работах с очень узкими пределами пропорциональности обладают свойствами систем, работающих по принципу «открыто-закрыто», то есть при незначительном изменении параметра газа перемещение клапана происходит мгновенно. Чтобы устранить это явление, устанавливают специальные дроссели в штуцере, соединяющем рабочую полость мембранного устройства с газопроводом или свечой. Установка дросселей позволяет уменьшить скорость перемещения клапанов и добиться более устойчивой работы регулятора.
- По способу воздействия на регулирующий клапан различают регуляторы прямого и непрямого действия. В регуляторах **прямого действия** регулирующий клапан находится под действием регулирующего параметра прямо или через зависимые параметры и при изменении величины регулируемого параметра приводится в действие усилием, возникающим в чувствительном элементе регулятора, достаточным для перестановки регулирующего клапана без постороннего источника энергии.
- В регуляторах **непрямого действия** чувствительный элемент воздействует на регулирующий клапан посторонним источником энергии (сжатый воздух, вода или электрический ток).

- При изменении величины регулирующего параметра усилие, возникающее в чувствительном элементе регулятора, приводит в действие вспомогательное устройство, открывающее доступ энергии от постороннего источника в механизм, перемещающий регулирующий клапан.
- Регуляторы давления прямого действия менее чувствительны, чем регуляторы непрямого действия. Относительно простая конструкция и высокая надежность регуляторов давления прямого действия обусловили их широкое применение в газовом хозяйстве.
- **Дроссельные устройства** регуляторов давления (рис. 27) - клапаны различных конструкций. В регуляторах давления газа применяют односедельные и двухседельные клапаны. На односедельные клапаны действует одностороннее усилие, равное произведению площади отверстия седла на разность давлений с обеих сторон клапана. Наличие усилий только с одной стороны затрудняет процесс регулирования и одновременно увеличивает влияние изменения давления до регулятора на выходное давление. Вместе с тем эти клапаны обеспечивают надежное отключение газа при отсутствии его отбора, что обусловило их широкое применение в конструкциях регуляторов, используемых в ГРП.
- Двухседельные клапаны не обеспечивают герметичного закрытия. Это объясняется неравномерностью износа седел, сложностью притирки отверстия одновременно к двум седлам, а также тем, что

От размера клапана и величины его хода зависит пропускная способность регулятора. Поэтому регуляторы подбирают в зависимости от максимально возможного потребления газа, а также по размеру клапана и величине его хода. Регуляторы, устанавливаемые в ГРП, должны работать в диапазоне нагрузок от 0 («на тупик») до максимума.

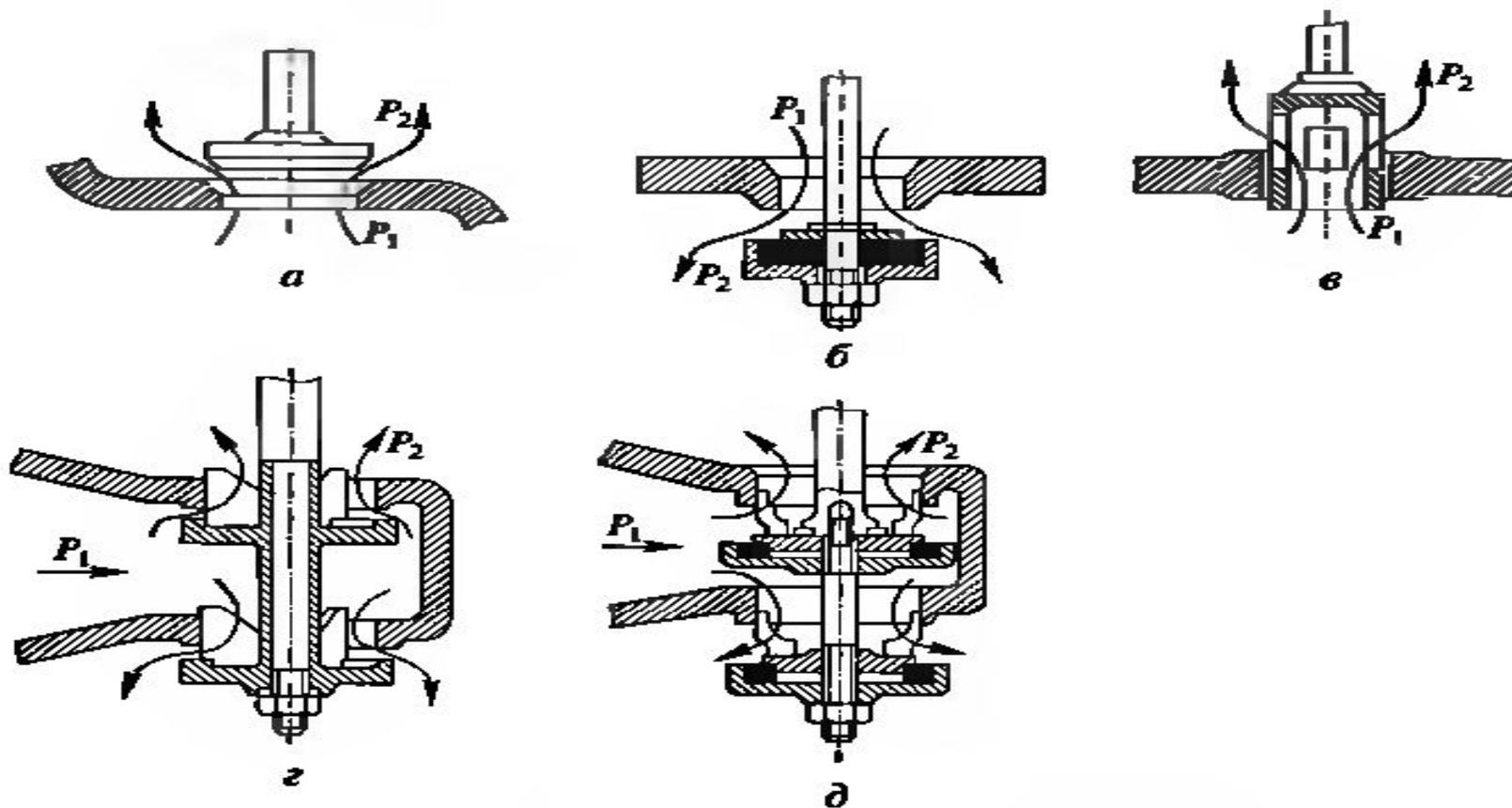


Рис. 27. Дроссельные устройства регуляторов давления газа:
а — клапан жесткий односедельный; б — клапан мягкий односедельный; в — клапан цилиндрический с окном для прохода газа, г — клапан жесткий двухседельный неразрезной с направляющими перьями, д — клапан мягкий двухседельный

- Пропускная способность регулятора зависит от отношения давлений до и после регулятора, плотности газа и конечного давления. В инструкциях и справочниках имеются таблицы пропускной способности регуляторов при перепаде давления 0,01 МПа. Для определения пропускной способности регуляторов при других параметрах необходимо делать пересчет.
- **Мембраны.** С помощью мембран энергия давления газа переводится в механическую энергию движения, передающуюся через систему рычагов на клапан. Выбор конструкции мембран зависит от назначения регуляторов давления. В астатических регуляторах постоянство рабочей поверхности мембраны достигается приданием ей поршневой формы и применением ограничителей изгиба гофра.
- Наибольшее применение в конструкциях регуляторов нашли кольцевые мембраны (рис. 28). Их использование облегчило замену мембран во время ремонтных работ и позволило унифицировать основные измерительные устройства различных видов регуляторов.

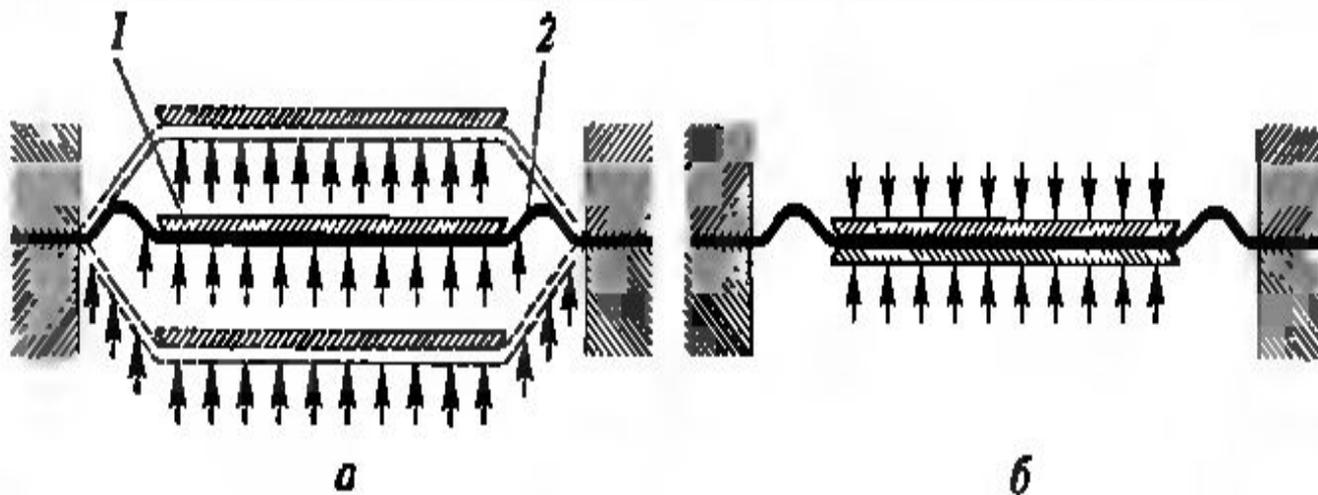


Рис. 28. Кольцевая мембрана.

a — с одним диском: 1 — диск, 2 — гофр, *б* — с двумя дисками

- Движение мембранного устройства вверх и вниз происходит за счет деформации плоского гофра, образованного опорным диском 1. Если мембрана находится в крайнем нижнем положении, то активная площадь мембраны - вся ее поверхность. Если мембрана перемещается в крайнее верхнее положение, то ее активная площадь уменьшается до площади диска. С уменьшением диаметра диска разность между максимальной и минимальной активной площадью будет увеличиваться. Следовательно, для подъема кольцевых мембран необходимо постепенное нарастание давления, компенсирующее уменьшение активной площади мембраны. Если мембрана в процессе работы подвергается попеременному давлению с обеих сторон, ставят два диска - сверху и снизу
- У регуляторов низкого выходного давления одностороннее давление газа на мембрану уравнивается пружинами или грузами. У регуляторов высокого или среднего выходного давления газ подводится к обеим сторонам мембраны, разгружая ее от односторонних усилий.
- Регуляторы прямого действия подразделяются на пилотные и беспилотные. **Пилотные регуляторы** (РСД, РДУК и РДВ) имеют управляющее устройство в виде небольшого регулятора, который называется пилотом.
- **Беспилотные регуляторы** (РД, РДК и РДГ) не имеют управляющего устройства и отличаются от пилотных габаритами и пропускной способностью.

Регуляторы давления газа прямого действия. Регуляторы РД-32М и РД-50М - беспилотные, прямого действия, различаются по условному проходу 32 и 50 мм и обеспечивают подачу газа соответственно до 200 и 750 м³/ч. Корпус регулятора РД-32М (рис. 29) присоединяют к газопроводу накидными гайками 5. По импульсной трубке 10 редуцируемый газ подается в под мембранное пространство регулятора и оказывает давление на эластичную мембрану 1. Сверху на мембрану оказывает противодействие пружина 2. Если расход газа увеличится, то его давление за регулятором понизится, соответственно уменьшится и давление газа в подмембранном пространстве регулятора, равновесие мембраны нарушится, и она под действием пружины 2 переместится вниз. Вследствие перемещения мембраны вниз рычажный механизм 11 отодвинет поршень 9 от клапана 8. Расстояние между клапаном и поршнем увеличится, это приведет к увеличению расхода газа и восстановлению конечного давления. Если расход газа за регулятором уменьшится, то выходное давление повысится, и процесс регулирования произойдет в обратном направлении. Сменные клапаны 8 позволяют изменять пропускную способность регуляторов. Настраивают регуляторы на заданный режим давления с помощью регулируемой пружины 2, гайки 3 и регулировочного винта 4.

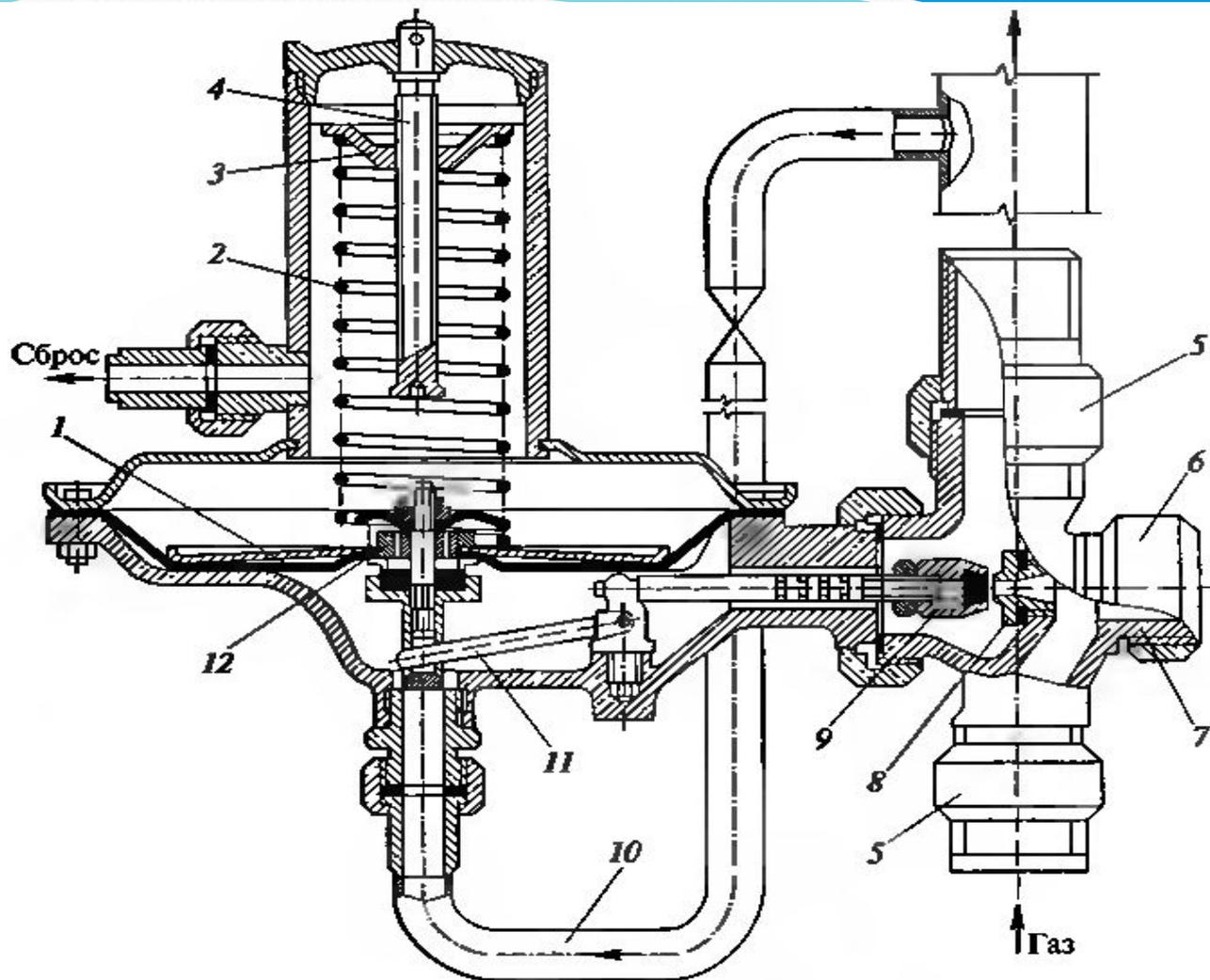


Рис. 29. Регулятор давления РД-32М.

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

- В часы минимального газопотребления выходное давление газа может повыситься и вызвать разрыв мембраны регулятора. Предохраняет мембрану от разрыва специальное устройство, предохранительный клапан 12, встроенный в центральную часть мембраны. Клапан 12 обеспечивает сброс газа из под мембранного пространства в атмосферу.
- **Комбинированные регуляторы** Отечественная промышленность выпускает несколько разновидностей таких регуляторов: РДНК-400, РДГД-20, РДСК-50, РГД-80. Указанные регуляторы получили такое название потому, что в корпусе регулятора вмонтированы сбросной и отсечный (запорный) клапаны. На рис. 30—33 показаны схемы комбинированных регуляторов.
- **Регулятор РДНК-400.** Регуляторы типа РДНК выпускаются в модификациях РДНК-400,
- РДНК-400М, РДНК-1000 и РДНК-У.
- Устройство и принцип работы регуляторов показана на примере РДНК-400 (рис. 30). Регулятор с низким выходным давлением комбинированный состоит из самого регулятора давления и автоматического отключающего устройства 14. Регулятор имеет встроенную импульсную трубку 11, входящую в подмембранную полость, и импульсную трубку 13. Сопло 12, расположенное в корпусе регулятора, является одновременно седлом рабочего 10 и отсечного 17 клапанов.

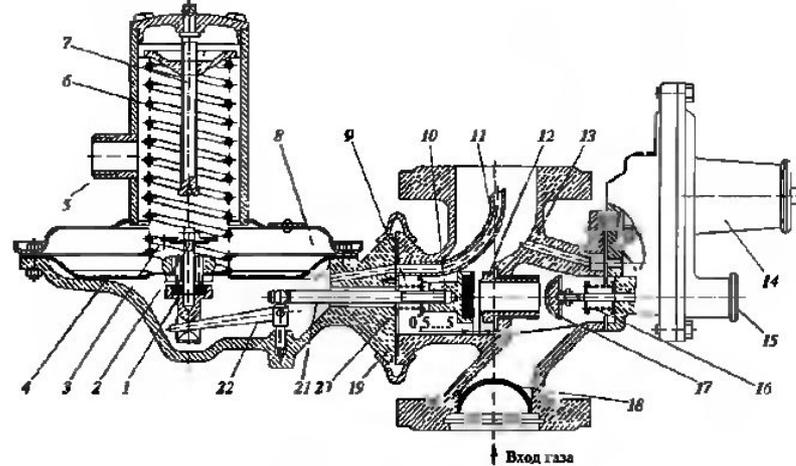


Рис. 30. Регулятор давления газа РДНК-400.

1 – клапан сбросный; 2, 20 – гайки; 3 – пружина настройки сбросного клапана; 4 – мембрана рабочая; 5 – штуцер; 6 – пружина настройки выходного давления; 7 – винт регулировочный; 8 – камера мембранная; 9, 16 – пружины; 10 – клапан рабочий; 11, 13 – трубки импульсные; 12 – сопло; 14 – отключающее устройство; 15 – стакан; 17 – клапан отсечный; 18 – фильтр; 19 – корпус; 21, 22 – механизм рычажный

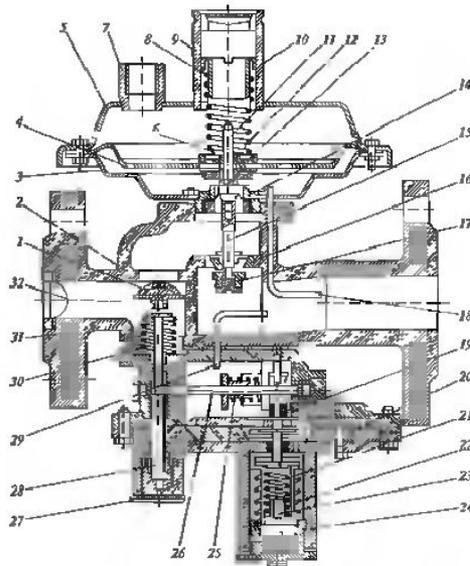


Рис. 31. Регулятор давления газа РДСК-50.

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

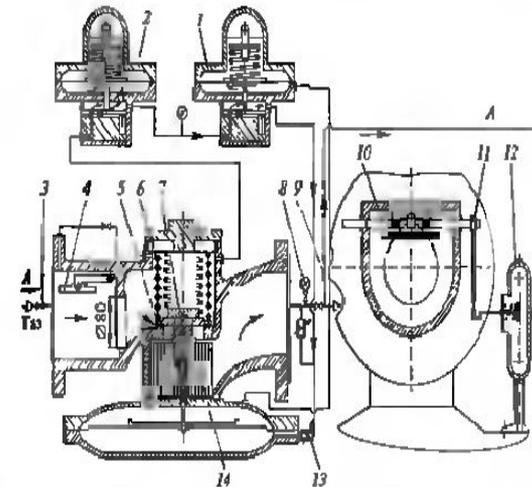


Рис. 32. Регулятор РДГ-80:

1 – регулятор давления; 2 – стабилизатор давления; 3 – входной кран; 4 – отсечный клапан; 5 – рабочий большой клапан; 6 – пружина; 7 – рабочий малый клапан; 8 – манометр; 9 – импульсный газопровод; 10 – поворотная ось отсечного клапана; 11 – поворотный рычаг; 12 – механизм контроля отсечного клапана; 13 – дроссель регулируемый; 14 – шумогаситель

- Рабочий клапан посредством рычажного механизма (шток 21 и рычаг 22) соединен с рабочей мембраной 4. Сменная пружина 6 и регулировочный винт 7 предназначены для настройки выходного давления газа.
- Отключающее устройство 14 имеет мембрану, соединенную с исполнительным механизмом, фиксатор которого удерживает отсечной клапан 17 в открытом положении. Настройка отключающего устройства осуществляется сменными пружинами, расположенными в стакане 15.
- Газ среднего или высокого давления, подаваемый в регулятор, проходит через зазор между рабочим клапаном и седлом, редуцируется до низкого давления и поступает к потребителям.
Импульс

от выходного давления по трубопроводу поступает из выходного трубопровода в под мембранную полость регулятора и на отключающее устройство. При повышении или понижении выходного давления сверх заданных параметров фиксатор, расположенный в отключающем устройстве 14, усилием на мембрану отключающего устройства выводится из зацепления, клапан 17 перекрывает сопло 12, и поступление газа прекращается. Пуск регулятора в работу производится вручную после устранения причин, вызвавших срабатывание отключающего устройства.

Регулятор давления газа конструкции Казанцева (РДУК).

Отечественная промышленность выпускает эти регуляторы с условным проходом 50, 100 и 200 мм. Регулятор РДУК-2 (см. рис. 33) состоит из следующих элементов: регулирующего клапана с мембранным приводом (исполнительный механизм); регулятора управления (пилот); дросселей и соединительных трубок. Газ начального давления до поступления в регулятор управления проходит через фильтр, что улучшает условия раб

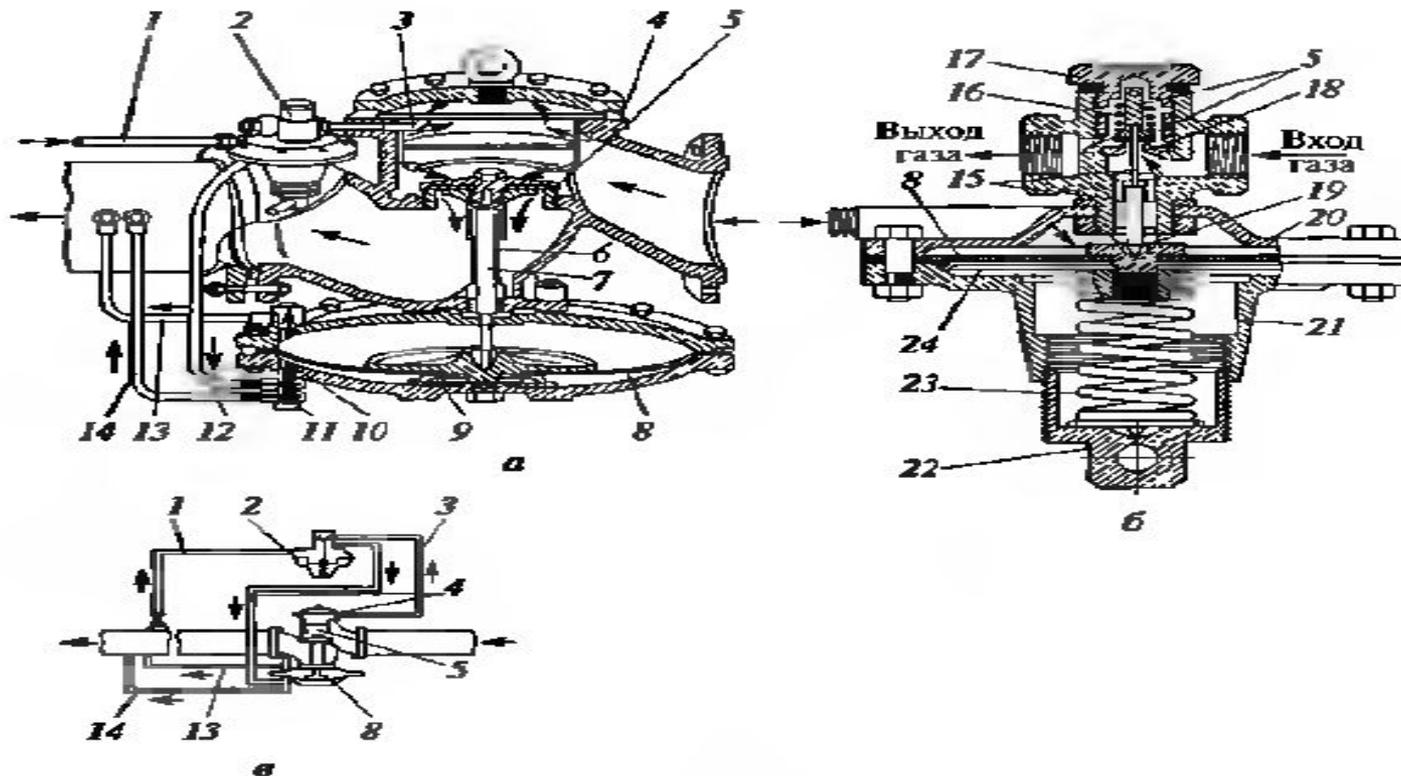


Рис. 33. Регулятор РДУК-2:

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

- Мембрана регулятора давления зажата между корпусом и крышкой мембранной коробки, а в центре - между плоским и чашеобразным диском. Чашеобразный диск упирается в проточку крышки, что обеспечивает центрирование мембраны перед ее зажимом.
- В середину гнезда тарелки мембраны 8 упирается толкатель, а на него давит шток 7, который свободно перемещается в колонне 6. На верхний конец штока свободно навешен золотник клапана. Плотное закрытие седла клапана обеспечивается за счет массы золотника и давления газа на него.
- Газ, выходящий из пилота, по импульсной трубке 12 поступает под мембрану регулятора и частично по трубке 14 сбрасывается в выходной газопровод. Для ограничения этого сброса в месте соединения трубки 14 с газопроводом устанавливают дроссель диаметром 2 мм, за счет чего достигается получение необходимого давления газа под мембраной регулятора при незначительном расходе газа через пилот. Импульсная трубка 13 соединяет надмембранную полость регулятора с выходным газопроводом. Над мембранной полостью пилота, отделенная от его выходного штуцера, также сообщается с выходным газопроводом через импульсную трубку 14. Если давление газа на обе стороны мембраны 8 регулятора одинаково, то клапан регулятора закрыт. Клапан может быть открыт только в том случае, если давление газа под мембраной достаточно для преодоления давления газа на клапан сверху и преодоления силы тяжести мембранной подвески.
- Регулятор работает следующим образом. Газ начального давления из надклапанной камеры регулятора попадает в пилот. Пройдя клапан пилота, газ движется по импульсной трубке 12, проходит через дроссель и поступает в газопровод после регулирующего клапана.

- Клапан пилота, дроссель 10 и импульсные трубки 12, 13, 14 представляют собой усилительное устройство дроссельного типа.
- Импульс конечного давления, воспринимаемый пилотом, усиливается дроссельным устройством, трансформируется в командное давление и по трубке 12 передается в под мембранное пространство исполнительного механизма, перемещая регулирующий клапан 5.
- При уменьшении расхода газа давление после регулятора начинает возрастать. Это передается по импульсной трубке 1 на мембрану пилота, которая опускается вниз, закрывая клапан пилота. В этом случае газ с высокой стороны по импульсной трубке 3 не может пройти через пилот. Поэтому давление его под мембраной регулятора постепенно уменьшается. Когда давление под мембраной окажется меньше силы тяжести тарелки и давления, оказываемого клапаном регулятора, а также давления газа на клапан сверху, то мембрана пойдет вниз, вытесняя газ из-под мембранной полости через импульсную трубку 14 на сброс. Клапан постепенно начинает закрываться, уменьшая отверстие для прохода газа. Давление после регулятора понизится до заданной величины.
- При увеличении расхода газа давление после регулятора уменьшается. Давление передается по импульсной трубке 1 на мембрану пилота. Мембрана пилота под действием пружины идет вверх, открывая клапан пилота.
- Газ с высокой стороны по импульсной трубке 3 поступает на клапан пилота и затем по импульсной трубке 12 идет под мембрану регулятора. Часть газа поступает на сброс по импульсной трубке 14, а часть - под мембрану. Давление газа под мембраной регулятора возрастает и, преодолевая массу мембранной подвески и давление газа на клапан, перемещает мембрану вверх.

- Клапан регулятора при этом открывается, увеличивая отверстие для прохода газа. Давление газа после регулятора повышается до заданной величины.

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

ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА РЕГУЛЯТОРОВ И ФИЛЬТРЫ

- Предохранительные устройства подразделяются на запорные и сбросные. Предохранительно-запорные устройства (запорные клапаны) - устройства, обеспечивающие прекращение подачи газа, у которых скорость приведения рабочего органа в закрытое положение составляет не более 1 сек. Предохранительно-сбросные устройства (сбросные клапаны) - устройства, обеспечивающие защиту газового оборудования от недопустимого повышения давления газа в сети.

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

- Предохранительно-сбросные устройства, применяемые в ГРП, обеспечивают сброс избыточного количества газа в случае неплотного закрытия ПЗК или регулятора. Монтируют их на отводящем патрубке газопровода конечного давления, а выходной штуцер подключают к отдельной свече. Если технологический процесс потребителей газа предусматривает непрерывную работу газовых горелок, то ПЗК не устанавливают, а монтируют только ПСК. В этом случае необходимо установить сигнализаторы давления газа, оповещающие о повышении

Рассмотрим наиболее распространенные типы запорных и предохранительных устройств.

ПЗК низкого (ПКН) и высокого давления (ПКВ) контролируют верхний и нижний пределы выходного давления газа; выпускаются с условными проходами 50, 80, 100 и 200 мм. Клапан ПКВ отличается от клапана ПКН тем, что у него активная площадь мембраны меньше за счет наложения на нее стального кольца. Принципиальная схема этих клапанов представлена на рис. 36.

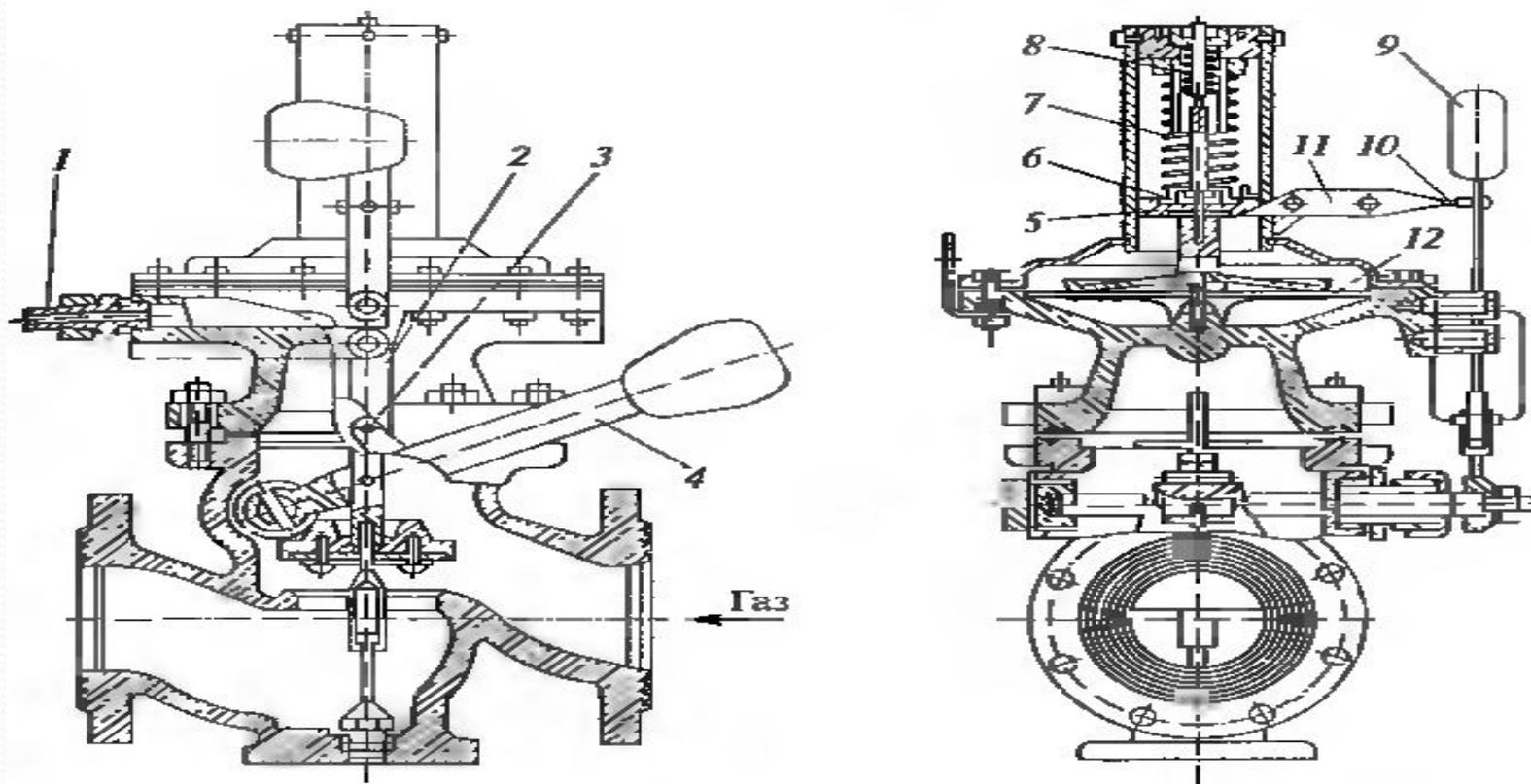


Рис. 36. Предохранительно-запорные клапаны ПКН и ПКВ.
1 — штуцер, 2, 4 — рычаги; 3, 10 — штифты; 5 — гайка, 6 — тарелка,
7, 8 — пружины; 9 — ударник; 11 — коромысло; 12 — мембрана.

- В открытом положении клапан удерживается рычагом 4, который фиксируется в верхнем положении за штифт 3 крючком анкерного рычага 2, ударник 9 с помощью штифта 10 упирается в коромысло 11 и удерживается в вертикальном положении.

- Импульс конечного давления газа через штуцер 1 подается в под мембранное пространство клапана и оказывает противодействие на мембрану 12. Перемещению мембраны вверх препятствует пружина 7. Если давление газа повысится сверх нормы, то мембрана переместится вверх и соответственно переместится вверх гайка 5. Вследствие этого левый конец коромысла переместится вверх, а правый опустится и выйдет из зацепления со штифтом 10. Ударник, освободившись от зацепления, упадет и ударит по концу анкерного рычага 2. Вследствие этого рычаг выводится из зацепления со штифтом 3, и клапан перекроет проход газа. Если давление газа понизится ниже допустимой нормы, то давление газа в под мембранном пространстве клапана становится меньше усилия, создаваемого пружиной 8, опирающейся на выступ штока мембраны 12. В результате мембрана и шток с гайкой 5 переместятся вниз, увлекая конец коромысла 11 вниз. Правый конец коромысла поднимется, выйдет из зацепления со штифтом 10 и вызовет падение ударника 9. Рекомендуется следующий порядок настройки. Сначала клапан настраивают на нижний предел срабатывания. Во время настройки давление за регулятором следует поддерживать несколько выше установленного предела, затем, медленно снижая давление, убедиться, что клапан срабатывает при установленном нижнем пределе. При настройке верхнего предела необходимо поддерживать давление немного больше настроенного нижнего предела. По окончании настройки нужно повысить давление, чтобы убедиться, что клапан срабатывает именно при заданном верхнем пределе допустимого давления газа.

- **Предохранительно-запорный клапан ПКК-40М.** В шкафных ГРУ (рис. 37) устанавливают малогабаритный ПЗК ПКК-40М. Этот клапан рассчитан на входное давление 0,6 МПа.

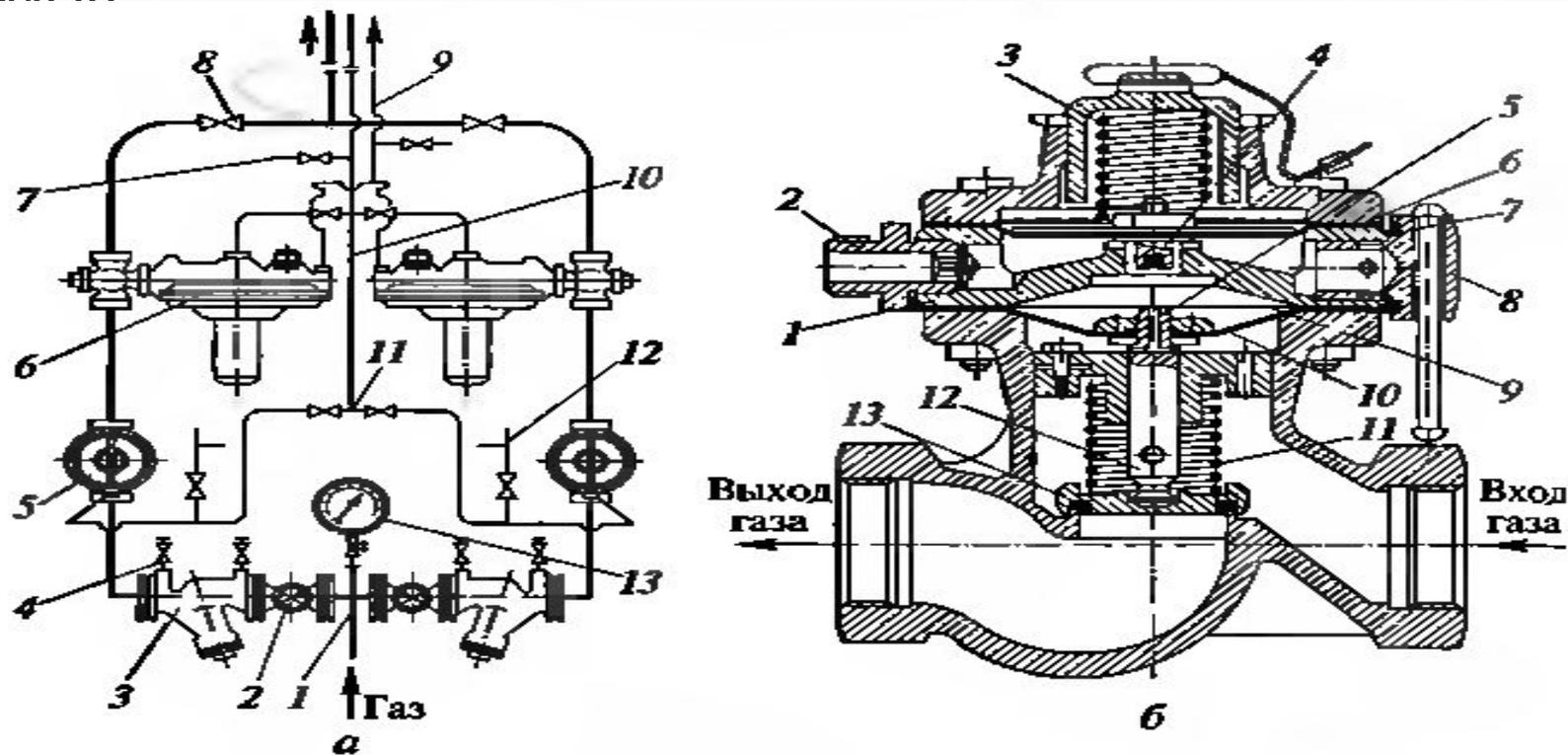


Рис. 37. Схема обвязки шкафной ГРУ с ПЗК ПКК-40М:

а – принципиальная схема: 1 – входной штуцер; 2 – входной клапан; 3 – фильтр; 4 – штуцер для манометра; 5 – клапан ПКК-40М; 6 – регулятор РД-32М (РД-50М); 7 – штуцер замера конечного давления; 8 – выходной клапан; 9 – сбросная линия встроенных в регуляторы предохранительных клапанов; 10 – импульсная линия конечного давления; 11 – импульсная линия; 12 – штуцер с тройником; 13 – манометр; *б* – разрез клапана ПКК-40М. 1, 13 – клапаны; 2 – штуцер; 3, 11 – пружины; 4 – резиновое уплотнение; 5, 7 – отверстия; 6, 10 – мембраны; 8 – пусковая пробка; 9 – импульсная камера; 12 – шток

- Для открытия клапана отвинчивают пусковую пробку 8 (рис. 37, б), после чего импульсная камера клапана сообщается с атмосферой через отверстие 7. Под действием давления газа мембрана 10, шток 12 и клапан 13 перемещаются вверх, при этом, когда мембрана находится в крайнем верхнем положении, отверстие 5 в штоке клапана прикрывается резиновым уплотнением 4 и поступление газа из корпуса в импульсную камеру 9 прекращается. Затем пусковую пробку завинчивают. Через открытый клапан газ поступает на регуляторы давления и по импульсной трубке - в камеру 9. Если давление газа за регуляторами повысится сверх установленных пределов, то мембрана 5, преодолевая упругость пружины 3, переместится вверх, в результате чего отверстие 5, прикрытое ранее резиновым уплотнением 4, откроется. Верхняя мембрана 6, поднимаясь, упирается своим диском в крышку, а нижняя под действием пружины 11 и массы клапана со штоком опускается вниз, и клапан закрывает проход газа.
- **Сбросные предохранительные устройства**, в отличие от запорных, не перекрывают подачу газа, а сбрасывают его часть в атмосферу, за счет чего снижается давление в газопроводе.
- Существует несколько видов сбросных устройств, различных по конструкции, принципу действия и области применения: гидравлические, рычажно-грузовые, пружинные и мембранно-пружинные. Некоторые из них применяют только для низкого давления (гидравлические), другие — как для низкого, так и для среднего давления (мембранно-пружинные).

- **Предохранительно-сбросной клапан ПСК.** Мембранно-пружинный ПСК (рис. 39) устанавливают на газопроводах низкого и среднего давлений. Клапаны ПСК-25 и ПСК-50 отличаются один от другого только габаритами и пропускной способностью.

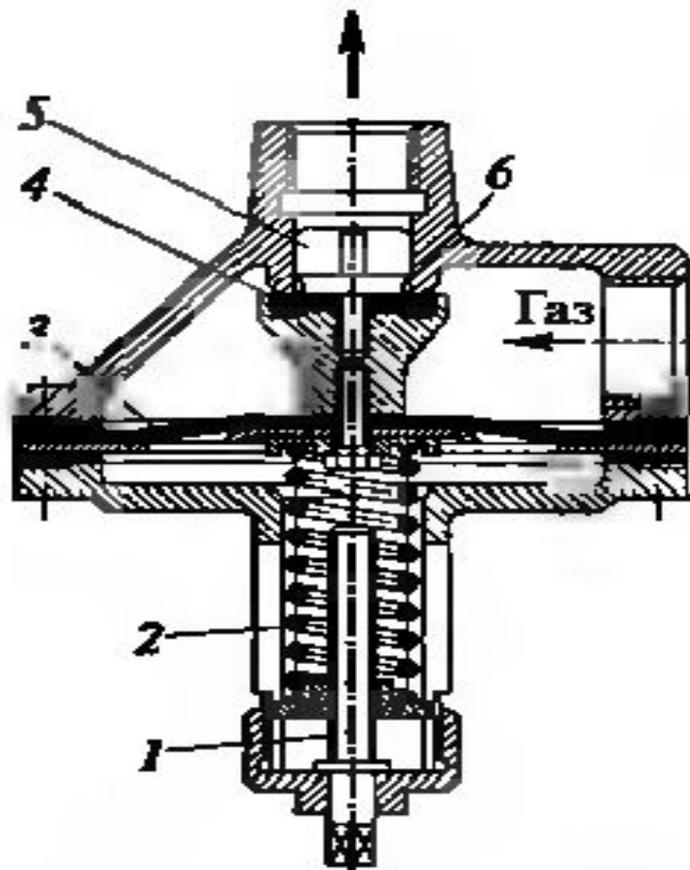


Рис. 39. Предохранительно-сбросной клапан ПСК:
1 – регулировочный винт, 2 – пружина, 3 – мембрана;
4 – уплотнение, 5 – золотник; 6 – седло

- Газ из газопровода после регулятора поступает на мембрану 3 клапана. Если давление газа оказывается 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 установки ПСК на газопроводах низкого или высокого давления подбирают соответствующие пружины.
- Золотник 5 сбросного клапана ПСК-25 имеет форму крестовины и перемещается внутри седла 6. В ПСК-50 золотник клапана снабжен профилированными окнами. Надежность работ клапана ПСК во многом зависит от качества сборки.
- При сборке необходимо:
- очистив клапанное устройство от механических частиц, убедиться, что на кромке седла и уплотняющей резине золотника нет царапин или забоев;
- добиться соосности расположения золотника сбросного клапана с центральным отверстием мембраны;
- для проверки соосности ослабить или вынуть пружину и, нажимая на золотник через отверстие сброса, убедиться, что он свободно перемещается внутри седла.
- **Предохранительно-сбросной клапан ППК-4.** Пружинный предохранительный клапан среднего и высокого давлений ППК-4 (рис. 40) выпускается промышленностью с условными проходами 50, 80, 100 и 150 мм. В зависимости от диаметра пружины 3 он может настраиваться на давление 0,05—2,2 МПа.

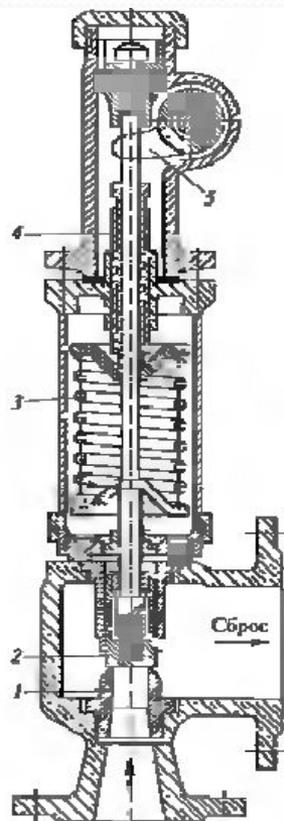


Рис. 40. Предохранительно-сбросной клапан ППК-4:
 1 – седло клапана, 2 – золотник; 3 – пружина,
 4 – регулировочный винт; 5 – кулачок

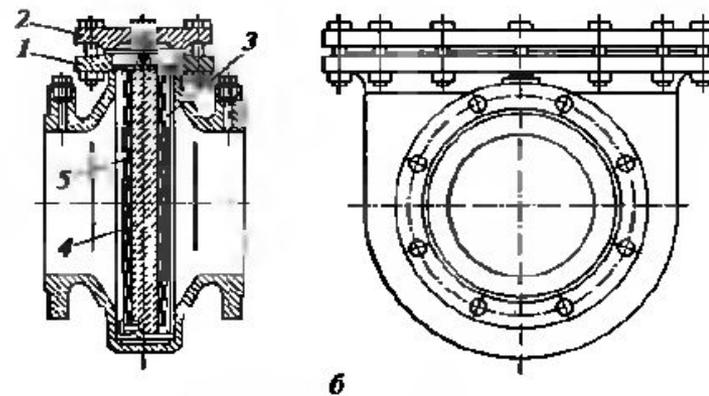
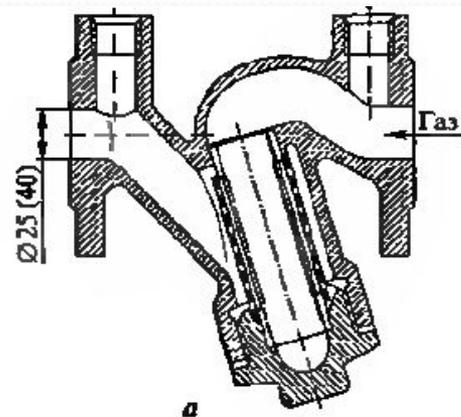


Рис. 41. Газовые фильтры:
 а – угловой сетчатый, б – волосяной. 1 – корпус, 2 – крышка,
 3 – сетка, 4 – прессованное волокно; 5 – кассета

- **Газовые фильтры.** В ГРУ с условным проходом до 50 мм устанавливают угловые сетчатые фильтры (рис. 41, а), в которых фильтрующий элемент - обойма, обтянутая мелкой сеткой. В ГРП с регуляторами с условным проходом более 50 мм применяют чугунные волосяные фильтры (рис. 41, б). Фильтр состоит из корпуса, крышки и кассеты. Обойма кассеты с обеих сторон обтянута металлической сеткой, которая задерживает крупные частицы механических примесей. Более мелкая пыль оседает внутри кассеты на прессованном волокне, которое смазывают специальным маслом.
- Кассета фильтра оказывает сопротивление потоку газа, что вызывает перепад давлений до фильтра и после него. Повышение перепада давления газа в фильтре более 10 000 Па не допускается, так как это может вызвать унос волокна из кассеты.
- Чтобы уменьшить перепады давления, кассеты фильтра рекомендуется периодически очищать (вне здания ГРП). Внутреннюю полость фильтра следует протирать тряпкой, смоченной в керосине.
- В зависимости от типа регуляторов и давления газа применяют различные конструкции фильтров.
- На рис. 42, а показано устройство фильтра, предназначенного для ГРП, оборудованного регуляторами РДУК. Фильтр состоит из сварного корпуса с соединительными патрубками для входа и выхода газа, крышки и заглушки. Со стороны входа газа внутри корпуса приварен металлический лист, защищающий сетку от прямого попадания твердых частиц. Твердые частицы, поступающие с газом, ударяясь в металлический лист, собираются в нижней части фильтра, откуда их периодически удаляют через люк. Внутри корпуса имеется сетчатая

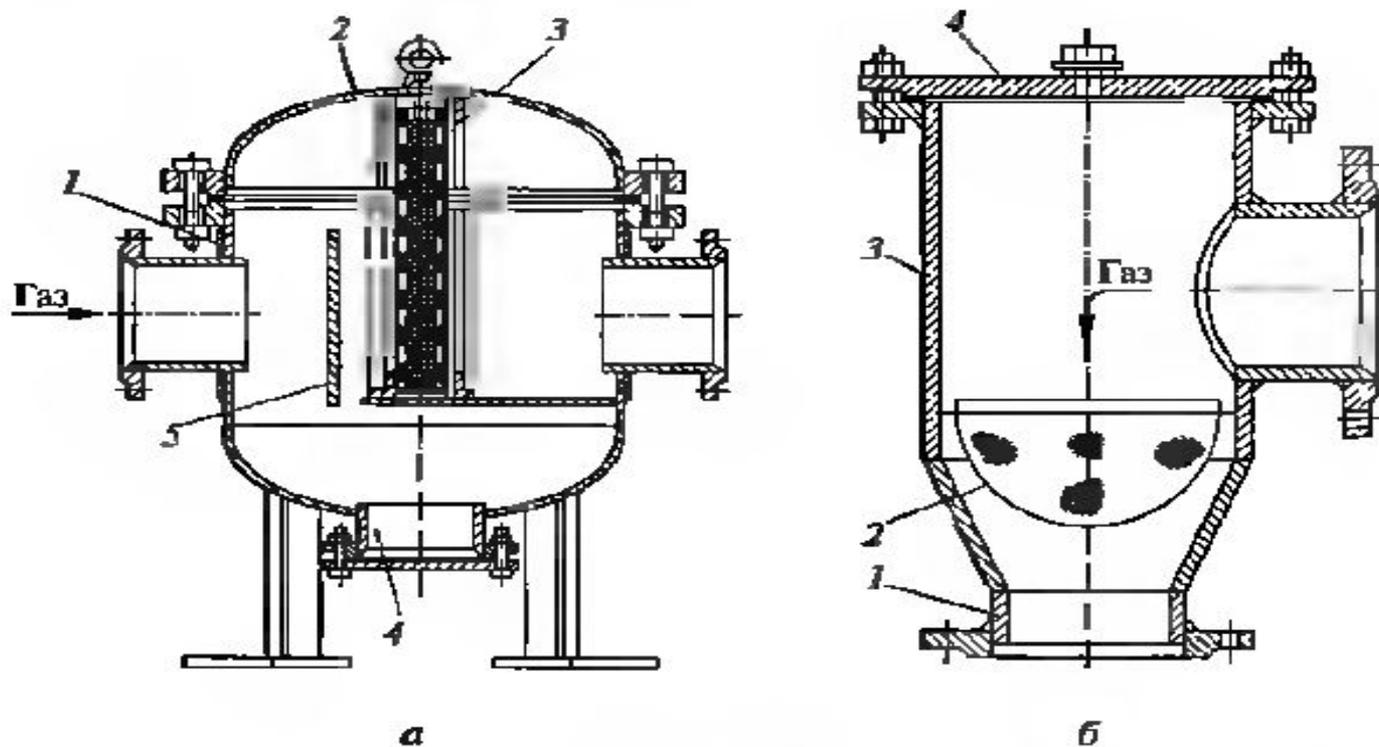


Рис. 42. Фильтры сварные:

а – фильтр к регуляторам РДУК: 1 – сварной корпус, 2 – верхняя крышка, 3 – кассета, 4 – люк для чистки, 5 – отбойный лист; *б* – фильтр-ревизия: 1 – выходной патрубок, 2 – сетка, 3 – корпус, 4 – крышка

- Оставшиеся в потоке газа твердые частицы фильтруются в кассете, которая по мере необходимости прочищается. Для очистки и промывки кассеты верхнюю крышку фильтра можно снимать. Для замера перепада давления используют дифференциальные манометры. Перед ротационными счетчиками устанавливают дополнительные фильтрующие устройства - фильтр-ревизию (рис. 42, б).

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

- В ГРП для контроля работы оборудования и измерения параметров газа применяют следующие КИП:
- термометры для замера температуры газа;
- показывающие и регистрирующие (самопишущие) манометры для замера давления газа;
- приборы для регистрации перепада давлений на скоростных расходомерах;
- приборы учета расхода газа (газовые счетчики или расходомеры).
- Все КИП должны подвергаться государственной или ведомственной периодической поверке и быть в постоянной готовности к выполнению измерений.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ

- **Ввод в эксплуатацию ГРП.** Приемка и ввод в эксплуатацию газорегуляторных пунктов проводятся в следующей последовательности:
- проверка исполнительно-технической документации;
- проверка соответствия монтажа и оборудования проектам;
- ревизия ГРП;
- проверка газопроводов и оборудования на герметичность;
- ввод в эксплуатацию.
- Комиссии предъявляется необходимая исполнительно-техническая документация. Оборудование ГРП должно соответствовать проекту. Главная задача ревизии - установить укомплектованность и исправность оборудования: регулятора, фильтра, предохранительных, сбросных и запорных устройств, КИП.

- Проверку на герметичность газопроводов и оборудования ГРУ производит строительско-монтажная организация в присутствии представителя заказчика. Испытание на герметичность необходимо для выявления дефектов в оборудовании, трубах и их соединениях. Испытание газопроводов и оборудования ГРУ на герметичность в зависимости от конструкций регуляторов и арматуры может проводиться в целом или по частям (до регулятора и после него). Если испытание проводится в целом, то нормы испытательных давлений принимают подавлению газа до регулятора. При испытании по частям нормы испытательных давлений устанавливают отдельно до и после регулятора давления.
- Продолжительность испытания ГРУ на герметичность - 12 ч. Видимого падения давления по манометру не должно быть, если используют манометр с классом точности 0,6, а если манометр имеет класс точности 0,15 или 0,4, то допускается падение давления не более чем на одно деление шкалы.
- Работы по врезке и пуску газа при вводе в эксплуатацию ГРУ выполняются одновременно с вводом в эксплуатацию газоиспользующего оборудования, для которого предназначается ГРУ.
- До ввода в эксплуатацию ГРУ трубы и арматуру необходимо продуть газом. Продувку производят с соблюдением всех мероприятий, указанных в наряде на газоопасные работы. Воздух

- Продувку газопровода на участке от задвижки в колодце до задвижки перед фильтром целесообразно производить через обводную линию на свечу. После этого следует произвести продувку оборудования ГРП. Продувку заканчивают после анализа газовой смеси.
- После продувки приступают к наладке оборудования ГРП, порядок выполнения операций указывается в инструкциях.
- **Примерная последовательность операций:**
- с помощью штока и сцепления рычагов открывают предохранительный клапан;
- ослабляют пружину пилота и разгружают рабочую мембрану регулятора, открывают выходную задвижку за регулятором;
- медленно приоткрывают входную задвижку и пропускают газ на регулятор;
- мембрана регулятора перемещается вверх, и клапан открывается, одновременно по импульсной трубке газ попадает в над мембранную полость регулятора;
- мембрана регулятора в этот момент испытывает давление одинаковой величины сверху и снизу, то есть находится в равновесии, клапан регулятора под действием своей массы и массы штока переместится вниз и прикроет седло, то есть расход газа прекратится. Для возобновления расхода газа необходимо поджать регулировочную пружину пилота, режим давления газа контролировать выходным манометром;
- медленно открыть входную и выходную задвижки, включить регулятор под нагрузку и прекратить сброс газа в атмосферу;

- настроить на заданные режимы работы предохранительный и сбросной клапаны, регулятор давления газа;
- определить перепад давления газа на фильтре;
- проверить герметичность резьбовых и фланцевых соединений мыльной эмульсией.
- Для настройки ПЗК на минимум кладут груз на шток мембраны, с помощью пилота снижают давление газа и по манометру определяют то давление, при котором клапан срабатывает. Если молоток клапана опускается при давлении более высоком, чем положено, то груз уменьшают. Настройку клапана на максимум производят аналогичным способом, но вместо грузов используют упругость пружины, смонтированной на корпусе клапана.
- ***Пуск регулятора производится в следующей последовательности:***
- проверить плотность закрытия задвижек на байпасе;
- вывернуть регулировочный винт регулятора управления;
- открыть кран импульсной трубки регулятора;
- закрыть кран на импульсной трубке ПЗК;
- открыть выходную задвижку ГРП или ГРУ;
- поднять клапан ПЗК, ввести в соединение рычаги для удержания клапана в открытом положении;
- плавно открыть входную задвижку;
- вращением винта пружины регулятора управления установить давление согласно заданному режиму;
- убедившись в устойчивой работе регулятора по показанию манометра, открыть кран на импульсной трубке ПЗК, ввести в зацепление рычаг груза с рычагом клапана;
- произвести проверку и настройку ПЗК и ПСК.

● **Остановка регулятора производится в следующей последовательности:**

- закрыть входную задвижку в ГРП или ГРУ;
- вывести из зацепления соединительные рычаги клапана ПЗК, опустить тарелку клапана на седло;
- вывернуть регулировочный винт регулятора управления;
- закрыть выходную задвижку в ГРП или ГРУ;
- закрыть краны на импульсных трубках регулятора давления и ПЗК;
- выпустить газ из газопровода между входной и выходной задвижками в атмосферу через продувочную свечу;
- произвести запись времени остановки регулятора в журнал.
- По окончании всех работ по пуску газа необходимо:
- открыть предохранительный сбросной клапан, разгрузить рабочую мембрану регулятора;
- открыть выходную задвижку за регулятором;
- плавно приоткрыть входную задвижку и подать газ в ГРП;
- после срабатывания регулятора и его настройки включить регулятор под нагрузку, при этом сброс газа в атмосферу через предохранительный клапан должен прекратиться.
- Подачу газа в газопровод после ГРП следует производить по окончании наладки оборудования ГРП (ГРУ) на рабочий режим давления.

- **Эксплуатация ГРП, ГРУ.** В состав работ по эксплуатации ГРП и ГРУ входят:
- осмотр технического состояния (обход) в сроки, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации, но не реже 1 раза в месяц по утвержденным инструкциям;
- проверка срабатывания предохранительных запорных и сбросных клапанов - не реже 1 раза в 3 месяца, а также по окончании ремонта оборудования;
- техническое обслуживание - не реже 1 раза в 6 месяцев;
- текущий ремонт - не реже 1 раза в 12 месяцев;
- капитальный ремонт - при ремонте и замене оборудования, ремонте отдельных элементов здания, систем отопления, освещения, вентиляции - на основе дефектных ведомостей, составленных по результатам технических осмотров и текущих ремонтов.
- **Технический осмотр ГРП ГРУ** производится путем обхода в сроки, установленные эксплуатационной организацией. При производительности ШРП до 50 м³/ч технический осмотр может производиться не реже 1 раза в год одновременно с техническим обслуживанием.
- Технический осмотр телемеханизированных ГРП и не телемеханизированных, но работающих в одной системе с телемеханизированными ГРП, производится в сроки, определяемые инструкцией по эксплуатации систем телемеханики, но не реже одного раза в месяц.
- Во время каждого обхода ГРП в отопительный период необходимо проверять температуру воздуха внутри отапливаемого помещения и

- Об утечках газа, обнаруженных при техническом осмотре и техническом обслуживании, необходимо немедленно сообщить в АДС, а до прибытия аварийной службы принять меры по предупреждению аварий.
- Состав работ по техническому осмотру и техническому обслуживанию ГРП устанавливаются действующими правилами безопасности.
- Во время осмотра технического состояния (обхода) ГРП выполняются следующие работы:
 - проверка по приборам давления газа до и после регулятора;
 - проверка состояния фильтра;
 - проверка отсутствия утечек газа мыльной эмульсией или прибором;
 - проверка электроосвещения, вентиляции, системы отопления, визуальное выявление трещин и неплотностей стен;
 - внешний и внутренний осмотр здания ГРП, при необходимости - очистка здания от загрязнений.
- **Проверка срабатывания предохранительных запорных и сбросных клапанов.** При проверке ПЗК и ПСК достаточно повысить выходное давление газа и посмотреть, при каком давлении срабатывают клапаны. ПСК должен сработать при давлении на 15 %, а ПЗК на 25 % выше рабочего.
- Для проверки параметров срабатывания ПЗК типа ПКН (ПКВ) необходимо произвести следующие действия:
 - под мембраной создать давление больше нижнего предела настройки, **установить ударный молоток в зацепление с коромыслом и, подстраховав его рукой, понижать давление до нижнего предела настройки. При заданном значении давления молоток должен упасть, в противном случае необходимо скорректировать настройку;**

- затем необходимо под мембраной создать давление меньше верхнего предела настройки, установить ударный молоток в зацепление с коромыслом и, подстраховав его рукой, повышать давление до верхнего предела настройки. При заданном значении молоток должен упасть, в противном случае необходимо скорректировать настройку;
- после выполнения перечисленных операций необходимо вывернуть переходник, ввернуть пробку, открыть кран на импульсной трубке ПЗК, установить ударный молоток в зацепление с коромыслом и проверить отсутствие утечек газа в завернутой пробке.
- Во время проведения **технического обслуживания** производятся работы, выполняемые при осмотре технического состояния ГРП, а также:
- проверка плотности прилегания клапана к седлу, герметичности и работоспособности запорной арматуры и предохранительных устройств;
- проверка плотности всех соединений и арматуры, устранение утечек газа, осмотр и очистка фильтра;
- определение плотности и чувствительности мембран регулятора давления и управления;
- продувка импульсных трубок к регулятору давления, КИП, ПЗК, проверка настройки ПЗК и ПСК.
- Техническое обслуживание ГРП производится в сроки, установленные правилами безопасности.
- **Проверка плотности прилегания клапана к седлу.** Для этого надо закрыть клапан, уменьшив нагрузку на мембрану, и проследить за работой регулятора. Если клапан плотно закрыт, то шум не будет прослушиваться. Есть и другие способы определения плотности закрытия: по выходному давлению газа, с помощью листа чистой бумаги, вложенного между клапаном и седлом. При обнаружении неплотности закрытия клапана его необходимо заменить или отремонтировать.

- **Осмотр и очистка фильтра.** Для этого необходимо замерить давление газа, и если перепад давления более 10 кПа, то фильтр нуждается в очистке.
- **Определение плотности и чувствительности мембран.** Плотность мембраны можно проверить внешним осмотром или с помощью мыльной эмульсии, а чувствительность мембран - путем изменения нагрузки на мембрану и наблюдением за давлением газа. Колебание выходного давления газа за регулятором должно быть не более $\pm 5\%$.
- При техническом обслуживании (совмещенном с осмотром технического состояния) ШРП выполняются:
 - внешний осмотр и очистка оборудования;
 - проверка величины давления газа после регулятора;
 - проверка засоренности фильтра и при необходимости его прочистка;
 - проверка отсутствия утечек газа, их устранение при выявлении;
 - проверка величины срабатывания ПЗК
- **Текущий ремонт.** При текущем ремонте ГРП и ГРУ производительностью свыше $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ выполняются:
 - работы по техническому осмотру;
 - проверка работоспособности запорной и регулирующей арматуры и предохранительных клапанов;
 - проверка герметичности всех соединений и арматуры прибором, устранение утечек газа, осмотр и очистка фильтра;

- определение плотности и чувствительности мембран регулятора давления и управления; продувка импульсных трубок к КИП, ПЗК и регулятору давления;
- проверка параметров настройки запорных и сбросных клапанов;
- разборка регуляторов давления, предохранительных клапанов с очисткой их от коррозии и загрязнений, проверкой плотности прилегания к седлу клапанов, состояния мембран, смазкой трущихся частей, ремонтом или заменой изношенных деталей, проверкой надежности креплений конструктивных узлов, не подлежащих разборке; разборка запорной арматуры, не обеспечивающей герметичность закрытия; проверка состояния и прочистка дымоходов;
- проверка состояния вентиляционной системы; ремонт системы отопления;
- ремонт систем вентиляции, освещения и телефона; ремонт здания ГРП.
- При текущем ремонте ШРП производительностью до 50 м³/ч устраняются неисправности, выявленные в результате технического осмотра и технического обслуживания. После проверки и настройки оборудования и устранения всех неполадок следует проверить прибором герметичность всех соединений при рабочем давлении газа. Задвижки, не обеспечивающие необходимой плотности закрытия, разбирают, очищают от пыли и грязи, проверяют состояние запорных поверхностей клина и колец; задвижки промывают керосином. Если после этих операций задвижка не обеспечивает необходимой плотности, то она подлежит замене. При плановом ремонте оборудования ГРП (ревизии) проводят всестороннюю проверку газового оборудования. При этом могут проводиться сварочные и другие огневые работы, допускаемые в исключительных случаях при условии принятия мер

- **Капитальный ремонт.** К работам по капитальному ремонту ГРП и ГРУ относятся:
 - ремонт и замена устаревшего оборудования или его отдельных частей;
 - ремонт здания и его освещения, вентиляции, дымоходов, отопления;
 - ремонт или замена шкафов блочных и шкафных ГРП, устаревшего оборудования или отдельных его узлов.
- Перед капитальным ремонтом в ГРП и ГРУ давление газа в газопроводах и оборудовании должно быть снижено до атмосферного и произведена продувка воздухом через свечу. Отключающие устройства на линии регулирования ГРП и ГРУ при разборке оборудования должны быть в закрытом положении.
- Работы по ремонту электрооборудования ГРП и смене перегоревших электроламп должны производиться при снятом напряжении. При недостаточном естественном освещении допускается применение переносных светильников во взрывозащищенном исполнении.
- **Ревизия регулятора давления РДУК** (рис. 33, а). Последовательность и объем работ:
 - снять крышку регулятора, вынуть фильтр и очистить его; вынуть клапан 5 и проверить состояние уплотнительной резины, если необходимо, установить новый уплотнитель (применяют мягкую маслобензостойкую резину);
 - осмотреть уплотняющую кромку седла клапана, на которой не должно быть царапин, повреждения можно устранить шлифовкой кромки седла мелкозернистой наждачной бумагой, вынуть шток 7, очистить его поверхность и колонну 6 тряпкой, смоченной в керосине, смазать шток техническим вазелином и убедиться, что он легко перемещается во втулке;

- надеть золотник на верхний конец штока и убедиться, что уплотняющая резина без перекосов прилегает к седлу клапана;
- отвернуть штуцер 11 и вместо него установить специальный резьбовой наконечник с резиновой трубкой диаметром 6-8 мм;
- подуть в трубку и переместить мембрану регулятора 8 в крайнее верхнее положение. Клапан переместится вверх, при этом высота хода должна быть 25—30% от диаметра клапана. При меньшей величине перемещения следует проверить зазор между верхним концом штока 7 и дном отверстия клапана 5. Если зазор составляет более 3 мм, шток необходимо удлинить;
- для проверки герметичности мембраны 8 резиновую трубку следует пережать и проследить за работой клапана; если клапан не переместится вниз, мембрана герметична;
- медленно выпустить воздух из-под мембранного пространства регулятора, при этом клапан, шток, ударник и мембрана должны перемещаться вниз плавно, что указывает на отсутствие трений при перемещении толкателя;
- поставить на место фильтр и крышку люка.
- Наиболее ответственная операция при ревизии мембранной коробки - ее сборка. Последовательность работ при сборке:
- мембрану в сборе с диском кладут на нижний фланец, обеспечивая установку опоры 9 в кольцевой выточке;
- нижний фланец, расположенный соосно с верхним фланцем, поднимают, обеспечивая сопряжение конца толкателя с гнездом центрального штуцера мембраны;

- оба фланца скрепляют болтами и поочередно стягивают (обращают внимание на то, чтобы не допустить образования морщин по окружности мембраны).
- **Ревизия пилота КН-2—00** производится в следующей последовательности:
 - снимают пробку 17 (рис. 33, 6) и вынимают клапан 5, прочищают отверстия в головке и седле клапана;
 - проверяют соосность сборки штока с клапаном и ровно укладывают уплотнительную резиновую шайбу;
 - вывинчивают резьбовой стакан 22 и вынимают пружину 16;
 - устанавливают на место клапан 5 и, удерживая его пальцем, ставят пилот мембраной вверх;
 - слегка опуская и поднимая золотник, убеждаются, что шток, толкатель и мембрана свободно перемещаются вниз и вверх. Если наблюдается трение, то необходимо разобрать фланцевую коробку пилота и при повторной сборке добиться расположения гнезда в центре мембраны, толкателя и штока;
 - проверяют ход клапана (до 1,5 мм) и при необходимости регулируют его путем изменения длины штока;
 - убеждаются, что зазор между верхним концом золотника и заглушкой достаточен и обеспечивает свободное открытие клапана;
 - устанавливают на место пробку 17.
- В пилоте КВ-2-00 в отличие от КН-2-00 установлены мембранная тарелка меньшего диаметра и дополнительное кольцо для

НЕИСПРАВНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГРП, СПОСОБЫ ИХ ОБНАРУЖЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ

- **Утечки газа.** Наиболее распространенная неисправность ГРП - утечки газа. Это объясняется большим количеством фланцевых и резьбовых соединений. Устранение утечек газа через фланцевые соединения - наиболее трудоемкая операция. Ее необходимо выполнять тщательно, используя доброкачественные материалы. В качестве прокладок во фланцевых соединениях оборудования ГРП рекомендуют применять паронит, клингерит или маслобензостойкую резину.
- Паронитовые или клингеритовые прокладки перед установкой тщательно пропитывают маслом. Промазывание прокладок белилами и масляными красками, так же как и применение их в несколько слоев, недопустимо.
- Утечки газа во фланцевых соединениях возможны также и в том случае, когда неправильно затягивают болты или применяют болты другого диаметра, что приводит к перекосу фланцев и появлению в них утечек. Уменьшение количества болтов (ниже нормы) также может привести к перекосу фланца. Для уменьшения утечек следует по мере возможности сокращать количество резьбовых соединений.
- Если ГРП имеет местное отопление с размещением индивидуальной отопительной установки во вспомогательном помещении, необходимо особое внимание обращать на плотность стен, разделяющих основное и вспомогательное помещения, а при наличии в ГРП печного отопления - на плотность металлического кожуха печи

Неисправности ротационных счетчиков

- При работе счетчика могут быть утечки газа:
- через пробки для заливки и спуска масла в коробках зубчатых колес и редуктора (при неполной их затяжке);
- накидные гайки импульсных газопроводов при их неплотной затяжке или неисправных прокладках;
- пробки дифференциального манометра или через его поломанные стеклянные трубки;
- фланцы счетчика.
- Возможны засорения различными механическими примесями пространства между роторами и стенками камер, вследствие чего роторы не вращаются или счетчик работает, но создает перепад давления больше допустимого.
- При засорении коробок с зубчатыми колесами следует промыть их и залить в коробку чистое масло.
- Если роторы счетчика вращаются, но сам счетчик не показывает расход газа или показания неверны, возможны следующие причины неисправности:
- засорение редуктора, поломка счетного механизма, увеличение зазора между роторами и стенками камер больше нормального.

- **Неисправности газовых фильтров.** Характерные неисправности фильтров - утечки газа, а также их засорение различными механическими примесями. Признак засорения фильтров - большой перепад давления за счет увеличения сопротивления потоку газа. Это может привести к разрыву металлических сеток обоймы. Для предупреждения подобных случаев необходимо периодически контролировать перепад давления на фильтре и в случае необходимости очищать его от механических загрязнений.
- **Неисправности задвижек.** Для задвижек характерны следующие неисправности:
 - срабатывание уплотнительных поверхностей на дисках и корпусе (через закрытую задвижку проходит газ);
 - отрыв дисков от шпинделя и его искривление, не позволяющее перекрыть газ;
 - поломка маховика (происходит при затрудненном закрывании задвижки или при чрезмерной затяжке);
 - утечка газа через сальник задвижки (можно устранить подтягиванием нажимной буксы сальника или перенабивкой сальника при перекрытой задвижке);
 - образование трещин буксы сальника (происходит при затяжке сальника с перекосом или при попытке устранить утечку через сальник без перенабивки). Чтобы устранить неисправность, необходимо немедленно перекрыть задвижку и заменить нажимную буксу. В противном случае сальник может быть выдавлен, что повлечет за собой сильную утечку газа.

- **Неисправности ПЗК.** Клапан не перекрывает подачу газа.
- Возможны следующие неисправности:
- засорение клапана или дефект седла, что можно обнаружить и устранить при разборке клапана;
- заедание штока или рычагов клапана, отчего при падении молотка клапан остается открытым; дефект обнаруживают при внешнем осмотре.
- Клапан перекрывает подачу газа без повышения давления газа регулятором.
- Возможные причины:
- произошли разрыв мембраны головки клапана или засорение импульсной трубки - мембрана под действием груза опускается, и клапан срабатывает;
- плохая настройка клапана;
- самопроизвольное закрывание клапана от вибрации оборудования.
- Клапан при настройке не открывается.
- Причины:
- отрыв клапана от штока, дефект обнаруживают при поднятии клапана;
- засорение перепускного клапана, которое не позволяет выровнять давление над и под основным клапаном;
- заедание штока клапана.
- **Неисправности регуляторов давления типа РД.** Регулятор увеличивает выходное давление по следующим причинам:
- нарушена целостность мембраны;
- мембрана под действием пружины опускается, открывая клапан;
- нарушено мягкое уплотнение клапана, что не позволяет перекрыть подачу газа при отсутствии расхода;
- седло клапана имеет дефект;

- сила упругости пружины не соответствует заданному режиму давления.
- При работе регулятора происходит сброс газа в атмосферу через предохранительное устройство.
- Причины неисправности:
 - выходное давление больше того, на которое настроено предохранительное устройство;
 - не настроено предохранительное устройство;
 - засорен клапан в предохранительном устройстве, или его седло имеет дефект;
 - происходит утечка газа через неплотности в регуляторе.
- Давление после регулятора резко или постепенно падает.
- Причины:
 - поломка пружины и уменьшение нагрузки на мембрану сверху;
 - засорился или обледенел клапан регулятора;
 - засорился фильтр перед регулятором, что вызвало уменьшение давления до регулятора.
- Пульсация давления газа происходит по следующим причинам:
 - незначителен расход газа по сравнению с пропускной способностью регулятора;
 - неправильно выбрана точка прикрепления импульсной трубки к газопроводу с низкой стороны (пульсация прекратится, если перенести импульсную трубку на другой участок);
 - засорение импульсной трубки приводит к искажению импульсов, передаваемых под мембрану регулятора.
- **Неисправности регуляторов давления типов РДС и РДУК.** Регулятор давления не подает газ потребителям. В этом случае возможны следующие неисправности:
 - произошел разрыв мембраны, или в ней образовались отверстия - давление газа над и под мембраной выровнялось, клапан под действием груза закрылся, подача газа прекратилась. (для обнаружения этой неисправности

- пружина регулятора пилота вышла из строя - прекратилась нагрузка на мембрану пилота, клапан закрылся (такие неисправности обнаруживают при снятии пружины пилота);
- пилот перестал действовать, клапан регулятора закрылся - входное давление газа возросло и стало равным выходному (у РДС над мембраной, у РДУК под ней), произошло засорение импульсной трубки сброса (неисправность обнаруживают при снятии импульсной трубки), засорился клапан пилота или произошло его обмерзание.
- Регулятор повышает давление газа из-за следующих неисправностей:
- неплотно закрыт клапан (проверяют плотность закрытия клапана регулятора). У РДС подобный дефект можно обнаружить, подложив лист чистой бумаги под клапан и прижав клапан к седлу (на бумаге отпечатается контур седла и клапана с их дефектами), а у РДУК дефект обнаруживают при снятии верхней крышки;
- произошел разрыв мембраны пилота, давление газа перестало противодействовать пружине, клапаны пилота и регулятора полностью открылись (неисправность обнаруживают при разборке пилота);
- шток клапана заело, клапан завис;
- если уменьшится расход газа потребителями, может произойти увеличение давления после регулятора. Неисправность можно обнаружить, изменив режим работы регулятора;
- импульсная трубка, подающая газ с высокой стороны, засорена (давление у РДС падает над мембраной, а у РДУК - под мембраной).

- При проведении пусконаладочных работ могут наблюдаться случаи «качки» регулятора (недопустимого колебания регулирования выходного давления газа выше $\pm 10\%$). Эту «качку» необходимо ослабить за счет некоторого снижения начального давления (прикрыть выходную задвижку), но при понижении начального давления может одновременно уменьшиться и выходное давление; «качка» почти не устраняется и пропадает только при едва заметном перепаде на регуляторе. Причина такой неисправности - отсутствие дросселя, ограничивающего сброс газа из пилота. Необходимо отвинтить штуцер и поставить дроссель соответствующего диаметра. После настройки регулятора на выходное давление следует включить регулятор на продувочную свечу; если «качка» уменьшилась недостаточно, закрыть кран импульсной трубки пилота. Выходное давление газа при этом может несколько уменьшиться; в этом случае необходимо поднять выходное давление до заданного путем дополнительной настройки пилота.

ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ И УСТАНОВОК

- Для безопасной и качественной эксплуатации ГРП и ГРУ необходимо иметь следующий состав эксплуатационной документации:
 - акты приемки и пуска газа с параметрами настройки;
 - паспорт на установленное оборудование, газовый счетчик;
 - акты проверки изолирующего фланца, защиты ГРП от молнии;
 - эксплуатационный паспорт ГРП (ГРУ);
 - графики осмотра технического состояния, технического обслуживания, текущего ремонта ГРП.
- Непосредственно в помещении ГРП (ГРУ) должны находиться:
 - технологическая схема газового оборудования ГРП (ГРУ);
 - эксплуатационный журнал обслуживания ГРП (ГРУ);
 - инструкция по обслуживанию ГРП (ГРУ);
 - карта параметров настройки регулятора давления газа, ПЗК и ПСК.
- Периодические осмотры технического состояния производятся слесарями газовой службы в соответствии с утвержденной инструкцией по графику и в сроки, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации.
- Техническое обслуживание и текущий ремонт в помещении ГРП производится по наряду-допуску под руководством инженерно-технического работника в присутствии ответственного за безопасную эксплуатацию объекта газопотребления. Эти работы производятся с отключением подачи газа потребителю. На границах отключения устанавливаются заглушки.

- Перед пуском газа необходимо произвести контрольную опрессовку давлением воздуха 1000 мм вод. ст., при этом допустимое падение давления за 1 ч не должно превышать 60 мм вод. ст. Затем заглушка удаляется, и после пуска газа проверяется отсутствие утечек газа в соединениях путем обмыливания или по приборам. Результаты осмотра технического состояния и технического обслуживания заносятся в эксплуатационный журнал, а текущего и капитального ремонта - в эксплуатационный паспорт ГРП (ГРУ).
- В течение всего времени производства ремонтных работ в помещении ГРП необходимо производить анализ проб воздуха на наличие газа и содержание кислорода. При установлении наличия газа в помещении ГРП работы прекращаются, а помещение проветривается.
- В загазованное помещение разрешается входить только в противогазах.
- При подтягивании болтов фланцев, сальников или резьбовых соединений газопроводов среднего и высокого давления, проложенных в помещении ГРП, давление газа на ремонтируемых участках газопроводов должно соответствовать значениям, указанным в производственной инструкции.

Тема 9. ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРЕЛОК

- Основные функции газовых горелок:
- подача газа и воздуха к фронту горения газа;
- смесеобразование;
- стабилизация фронта воспламенения;
- обеспечение требуемой интенсивности процесса горения газа.
- Горелки можно классифицировать по методу сжигания газа, способу подачи воздуха, давлению газа, излучающей способности горелки, расположению горелки в топочном пространстве.
- По способу подачи воздуха горелки подразделяются:
- на бездутьевые, в которых воздух поступает в топку за счет разрежения в ней;
- инжекционные, в которые воздух засасывается за счет энергии струи газа;
- дутьевые, в которых воздух подается в горелку или топку с помощью вентилятора.
- Горелки могут работать при различных давлениях газа: низком - до 5000 Па, среднем - от 5000 Па до 0,3 МПа и высоком - более 0,3 МПа. Наибольшее распространение имеют горелки, работающие на низком и среднем давлениях газа.
- Важная характеристика горелки - ее тепловая мощность, кДж/ч:
- Различают максимальную, минимальную и номинальную тепловые мощности газовых горелок.
- **Максимальная тепловая мощность** достигается при длительной работе горелки с большим расходом газа и без отрыва пламени.
- **Минимальная тепловая мощность** возникает при устойчивой работе

- **Номинальная тепловая мощность** горелки соответствует режиму работы с номинальным расходом газа, то есть расходу, обеспечивающему наибольший КПД при наибольшей полноте сжигания газа.
- В паспортах горелок указывают номинальную тепловую мощность. Максимальная тепловая мощность горелки должна превышать номинальную не более чем на 20%. Если номинальная тепловая мощность горелки по паспорту 10000 кДж/ч, то максимальная должна быть 12000 кДж/ч.
- Важная характеристика горелки - предел регулирования тепловой мощности
- $n = 2-5$:
- Общие требования для всех горелок: обеспечение полноты сгорания газа, устойчивость при изменениях тепловой мощности, надежность в эксплуатации, компактность, удобство обслуживания.
- **ДИФФУЗИОННЫЕ ГОРЕЛКИ**
- В таких горелках воздух, необходимый для сгорания газа, поступает из окружающего пространства к фронту факела за счет диффузии. Газ подается в горелку без примеси первичного воздуха и смешивается с ним за пределами горелки. Поэтому эти горелки называют горелками **внешнего смешения**.
- Наиболее простые по конструкции диффузионные горелки представляют собой трубу с высверленными отверстиями. Расстояние между отверстиями выбирают с учетом скорости распространения пламени от одного отверстия к другому.
- К промышленным горелкам диффузионного типа относят **подовые щелевые горелки** (рис. 3). Они представляют собой трубу диаметром до 50 мм, в которой в два ряда просверлены отверстия диаметром до 4 мм.

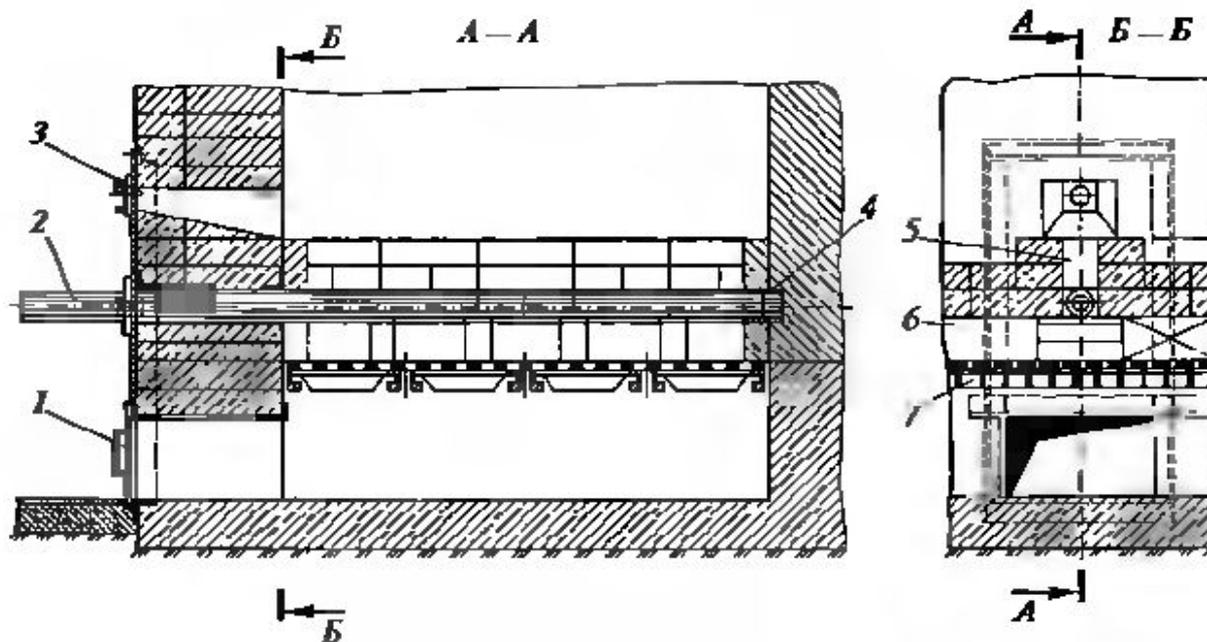


Рис. 3. Подовая диффузионная горелка:
 1— регулятор воздуха, 2 — горелка; 3 — смотровое окно, 4 — центрирующий стакан,
 5 — горизонтальный тоннель; 6 — выкладка из кирпича, 7 — колосниковая решетка

Из горелки 2 газ выходит в топку, куда из-под колосников 7 поступает воздух. Газовые струйки направляются под углом к потоку воздуха и равномерно распределяются по его сечению. Процесс смешения газа с воздухом осуществляется в специальной щели, выполненной из огнеупорного кирпича. Благодаря такому устройству усиливается процесс смешивания газа с воздухом и обеспечивается устойчивое зажигание газозвушной смеси.

ИНЖЕКЦИОННЫЕ ГОРЕЛКИ

Основной элемент инжекционной горелки - инжектор, подсасывающий воздух из окружающего пространства внутрь горелок. В зависимости от количества воздуха горелки могут быть с неполной инжекцией воздуха и с полным предварительным смешением газа с воздухом

Горелки с неполной инжекцией воздуха. В таких горелках к фронту горения поступает только часть необходимого для сгорания воздуха, остальной воздух поступает из окружающего пространства. Такие горелки работают при низком давлении газа и называются **инжекционными горелками низкого давления.**

Основными частями инжекционных горелок являются регулятор первичного воздуха, форсунка, смеситель и коллектор.

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

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

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

- Пределы устойчивой работы инжекционных горелок ограничены возможностями отрыва и проскока пламени. Это значит, что увеличить или уменьшить давление газа перед горелкой можно только в определенных пределах.
- Достоинство инжекционных горелок - это их свойство саморегулирования, то есть поддержание постоянной пропорции между количеством подаваемого в горелку газа и количеством инжектируемого воздуха при постоянном давлении газа.
- **Горелки с полным предварительным смешением газа с воздухом.** Инжекция воздуха, необходимого для полного сгорания газа, обеспечивается повышенным давлением газа. Горелки полного смешения газа работают в диапазоне давлений от 5000 Па до 0,5 МПа. Их называют **инжекционными горелками среднего давления** и применяют в основном в отопительных котлах и для обогрева промышленных печей. Тепловая мощность горелок обычно не превышает 2 МВт.
- Эти горелки дают малосветящийся факел, что уменьшает количество радиационной теплоты, передаваемой нагреваемым поверхностям. Для увеличения количества радиационной теплоты эффективно применение в топках котлов и печей твердых тел, которые воспринимают теплоту от продуктов горения и излучают ее на тепловоспринимающие поверхности. Эти тела называют **вторичными излучателями**. В качестве вторичных излучателей используют огнеупорные стенки тоннелей, стенки топок, а также специальные дырчатые перегородки, установленные на пути движения продуктов сгорания.
- Горелки с полным предварительным смешением газа с воздухом подразделяют на два типа: с металлическими стабилизаторами и с огнеупорными насадками.

● **Инжекционная горелка конструкции Казанцева** состоит из регулятора первичного воздуха, форсунки, конфузора, смесителя, насадки пластинчатого стабилизатора (рис. 4).

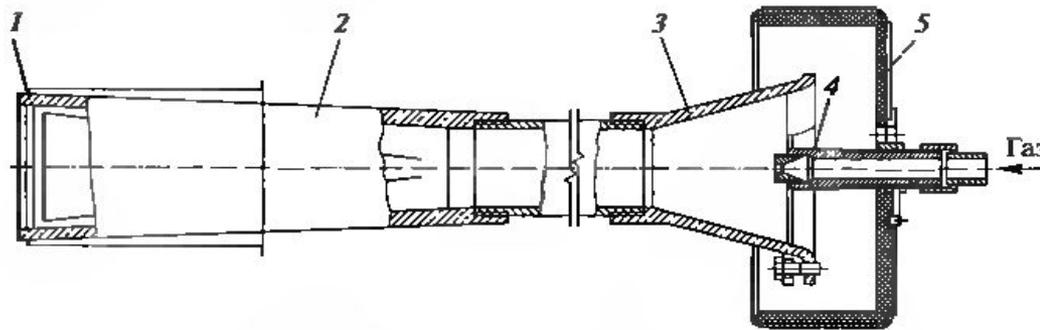


Рис. 4. Инжекционная горелка Казанцева:
1 – стабилизатор; 2 – насадка; 3 – конфузор; 4 – форсунка,
5 – регулятор первичного воздуха

● Регулятор первичного воздуха 5 горелки одновременно выполняет функции глушителя шума, который создается за счет повышенных скоростей движения газозвушной смеси. Пластинчатый стабилизатор 1 обеспечивает устойчивую работу горелки без отрыва и проскока пламени в широком диапазоне нагрузок. Стабилизатор состоит из стальных пластин толщиной 0,5 мм при расстоянии между ними 1,5 мм. Пластины стабилизатора стягивают между собой стальными стержнями, которые на пути движения газозвушной смеси создают зону обратных токов горячих продуктов сгорания и непрерывно поджигают газозвушную смесь. В горелках с огнеупорными насадками природный газ сгорает с образованием малосветящегося пламени. В связи с этим передача теплоты излучением от факела горящего газа оказывается недостаточной.

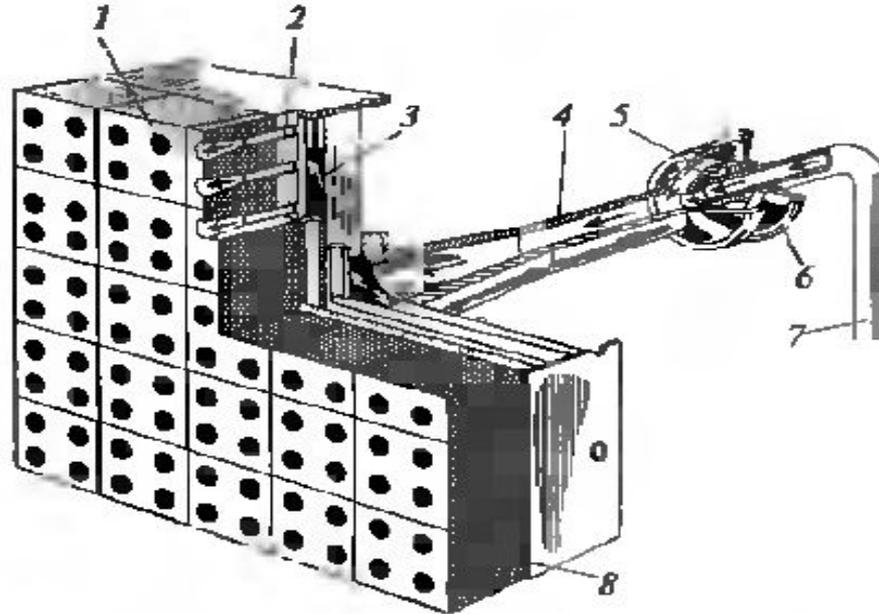


Рис. 5. Беспламенная панельная горелка*

1 – тоннель; 2 – ниппель; 3 – распределительная камера; 4 – инжектор;
5 – сопло; 6 – регулятор воздуха; 7 – газопровод; 8 – керамические призмы

- В современных конструкциях газовых горелок значительно повысилась эффективность использования газа. Малая светимость факела газа компенсируется излучением раскаленных огнеупорных материалов при сжигании газа методом беспламенного горения.
- беспламенное сжигание газа имеет следующие преимущества:
- полное сгорание газа;
- возможность сжигания газа при малых избытках воздуха;
- возможность достижения высоких температур горения;
- сжигание газа с высоким тепловым напряжением объема горения;
- передача значительного количества теплоты инфракрасными лучами
- беспламенные горелки называют также **горелками инфракрасного излучения**.

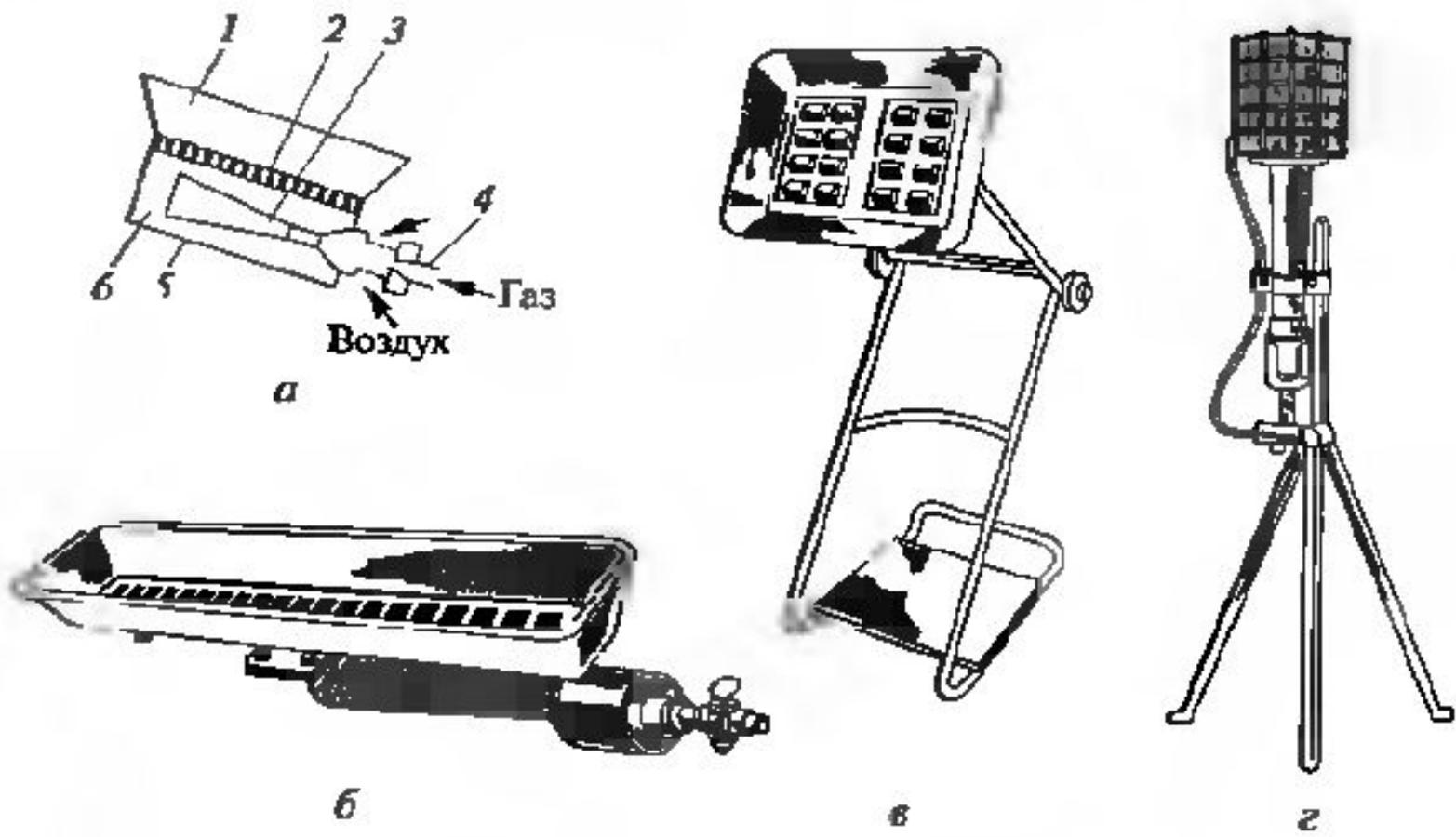


Рис. 6. Горелки инфракрасного излучения.
а – схема горелки. 1 – рефлектор, 2 – керамическая плитка, 3 – смеситель; 4 – сопло; 5 – корпус, 6 – сборная камера;
б, в и г – соответственно горелки ГИИ-1, ГИИ-8 и ГК-1-38

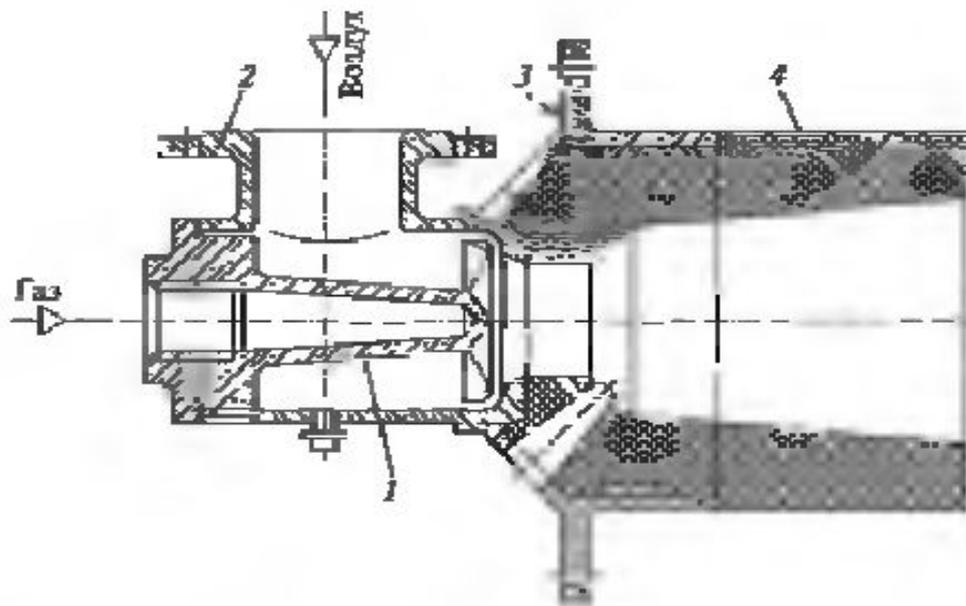


Рис. 7. Горелка с принудительной подачей воздуха низкого давления*
1 — сопло; 2 — корпус; 3 — фронтальная плита; 4 — керамический тоннель

ГОРЕЛКИ С ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ ПОДАЧЕЙ ВОЗДУХА

В этих горелках воздух, необходимый для сгорания газа, подается в горелку с помощью вентилятора, процесс образования газозвушной смеси начинается в самой горелке и завершается в топке, газ сгорает коротким и несветящимся пламенем. Горелки с принудительной подачей воздуха часто называют двухпроводными и смесительными, так как в них происходит полное перемешивание газозвушной смеси. Наиболее распространенные конструкции этих горелок работают на низком давлении газа и воздуха (рис. 7). Однако некоторые конструкции можно использовать и при среднем давлении газа.

- Горелки предназначены для установки в топках котлов и в других агрегатах с небольшим объемом топки, а также в нагревательных и сушильных печах.
- Основные достоинства таких горелок: возможность сжигания большого количества газа; широкий диапазон регулирования производительности; возможность подогрева воздуха и газа до температур, превышающих температуру воспламенения.
- **КОМБИНИРОВАННЫЕ ГОРЕЛКИ**
- Такие горелки применяют при перебоях в подаче газа, когда необходимо срочно перейти на другой вид топлива; когда газовое топливо не обеспечивает необходимого температурного режима топки; если подача газа на данный объект производится только в определенное время (ночью) для выравнивания суточной неравномерности газопотребления.
- Наибольшее распространение получили **газозапутные горелки** (рис. 8) с принудительной подачей воздуха. Горелка состоит из газовой, воздушной и жидкостной частей. Газовая часть представляет собой полое кольцо, имеющее штуцер для подвода газа и восемь трубочек для распыления газа.

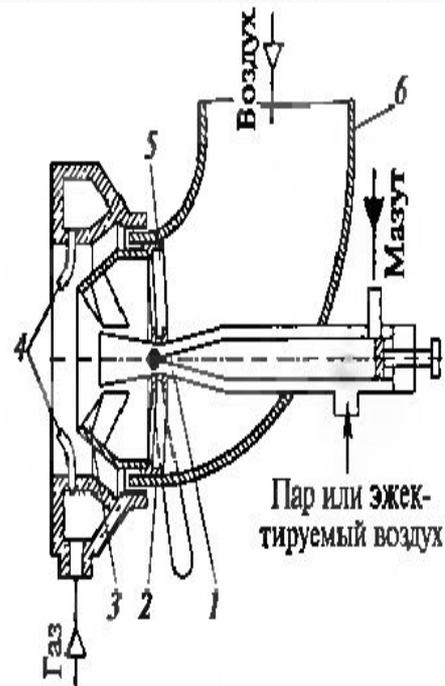


Рис. 8. Комбинированная газомазутная горелка с принудительной подачей воздуха.

1 – мазутная форсунка; 2 – воздушная камера; 3 – завихритель; 4 – трубка выхода газа; 5 – воздушная регулировочная заслонка; 6 – корпус

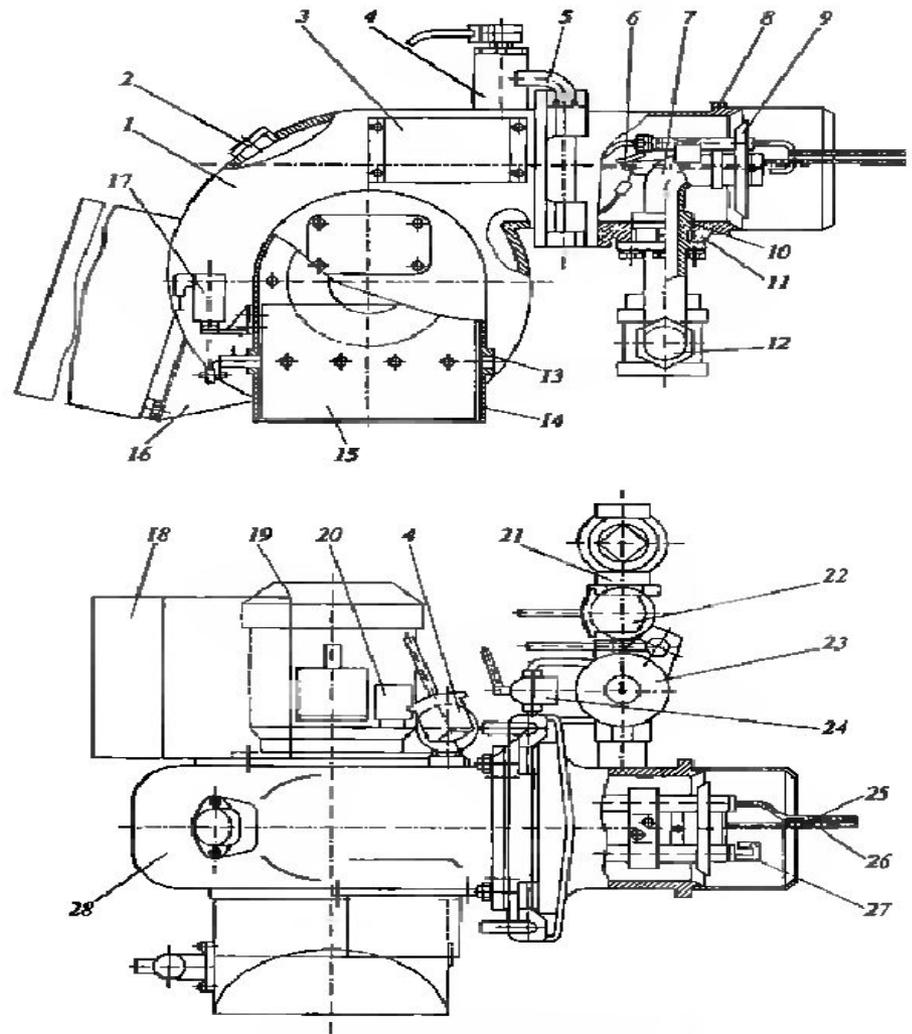


Рис. 10. Горелка блочная газовая БГ-Г

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

- **Блочные газовые горелки** БГ-Г (рис. 10) предназначены для использования в камерах сгорания тепловых агрегатов различного назначения (паровые и водогрейные котлы, печи, асфальтосмесительные установки и т. д.)
- Горелка работает в режиме нормальной эксплуатации с трехступенчатым регулированием тепловой мощности.
- **ПРОСКОК И ОТРЫВ ПЛАМЕНИ**
- Сжигание газа осуществляют в газовых горелках. При устойчивом горении в зоне горения устанавливается динамическое равновесие между стремлением пламени продвинуться навстречу движению газовой смеси и стремлением потока продвинуть пламя от устья горелки в топку.
- Пределами устойчивости работы горелок являются отрыв и проскок пламени в горелку. При большой скорости движения газовой смеси наблюдается перемещение фронта пламени в направлении движения, полное отделение пламени от горелки и последующее его погасание. Это явление называется отрывом пламени. При уменьшении подачи и скорости выхода газовой смеси стабильное горение нарушается и пламя начинает втягиваться в горелку. Когда горение газовой смеси происходит внутри горелки, возникает проскок пламени.

Тема 10. БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ

- Безопасность труда в газовом хозяйстве имеет исключительно важное значение, которое определяется взрывоопасностью горючих газов, отравляющими свойствами некоторых компонентов горючих газов и продуктов их неполного сгорания.
- Загазованность помещений может произойти вследствие утечек газа из соединений газопроводов, газовой арматуры и приборов, через их неплотности, из запорной арматуры, случайно оставленной открытой без присмотра; в случае сжигания газа при недостаточном или слишком большом разрежении, а также при плохой вентиляции помещения, без достаточного удаления продуктов сгорания; при разрыве сварных соединений на газопроводе.
- Для обнаружения мест утечек газа из внутренних газопроводов производят обмыливание сварных, резьбовых и фланцевых соединений. Признак утечки газа в этом случае - наличие пузырьков мыльного раствора. Обнаруженные утечки газа устраняют следующими способами: сменой прокладок или подтяжкой болтов во фланцевых соединениях; заменой пеньковой набивки в резьбовых соединениях; заваркой или заменой шва с дефектами на газопроводе. Ликвидацию мест утечек газа из наружных и подземных газопроводов производит аварийная служба газового хозяйства.
- Во всех случаях до устранения утечек газа запрещается включать и выключать электроосвещение; пользоваться звонками, плитками и другими электрическими приборами; вносить открытый огонь и применять его для отыскания утечек газа.

- Очень большое значение имеют вентиляция помещений и организованный отвод продуктов горения газа. Неудовлетворительное действие вентиляции может привести к накоплению в помещении вредных примесей и образованию взрывоопасных концентраций газа.
- Работы, выполняемые в загазованной среде, или работы, при которых возможен выход газа из газопроводов и агрегатов, называют **газоопасными**. В Правилах безопасности Ростехнадзора дан следующий перечень газоопасных работ:
 - присоединение вновь проложенных газопроводов к действующим;
 - ввод в эксплуатацию газопроводов, ГРП, агрегатов и приборов промышленных, коммунальных и бытовых потребителей;
 - ревизия и ремонт действующих газопроводов, газового оборудования и арматуры;
 - прочистка и заливка в газопровод растворителей для удаления гидратных образований;
 - установка и снятие заглушек на газопроводах, находящихся под давлением газа; разборка газопроводов, отключенных от действующих сетей;
 - осмотр и проветривание колодцев, а также откачка конденсата из конденсатосборников и неиспарившихся остатков из резервуарных групповых установок сжиженных газов;
 - профилактическое обслуживание действующих газовых приборов и внутреннего газооборудования;
 - слив газа из железнодорожных цистерн, заполнение резервуаров на станциях сжижения газов и групповых установках, заполнение автоцистерн

- Газоопасные работы должны выполнять специально обученные рабочие, причем в составе бригады должно быть не менее двух слесарей, а при работах в колодцах, тоннелях или глубоких траншеях - не менее трех слесарей.
- На выполнение газоопасных работ должны выдаваться наряды установленной формы. Лиц, имеющих право выдачи нарядов, определяют приказом по газовому хозяйству.
- На наиболее ответственные работы кроме наряда составляют специальный план, утвержденный главным инженером (техническим руководителем).
- К таким работам относят работы:
 - по вводу в эксплуатацию и пуску газа в газопроводы вновь газифицируемых городов и поселков;
 - пуску газа в газопроводы с давлением выше 0,6 МПа, присоединению к действующим газопроводам среднего и высокого давлений;
 - работы в ГРП с применением сварки и газовой резки;
 - ремонтные работы на газопроводах среднего и высокого давлений с применением сварки и газовой резки; снижение и восстановление давлений газа в газопроводах и т. д.
- В наряде указывают основные меры безопасности при выполнении работ, а в плане - последовательность проведения работ, потребность в приспособлениях и механизмах, расстановку членов бригады, лиц, ответственных за проведение и координацию работ.
- К этим документам прилагают исполнительный чертеж с указанием места и характера проводимой работы. До начала выполнения работ проводят всю необходимую подготовительную работу: инструктаж рабочих, организацию рабочего места, обеспечение рабочих инструментами, защитными средствами и приспособлениями. Газоопасные работы, как правило, выполняют в дневное время.

- Если работы ведут в плохо освещенных помещениях, то применяют переносные электролампы во взрывобезопасном исполнении или аккумуляторные светильники шахтерского типа.
- При выполнении работ в колодцах, котлованах и других подземных сооружениях и закрытых помещениях работающие должны быть в противогазах и спасательных поясах, в обуви без подковок и гвоздей, или на обувь надевают галоши.
- В колодцах, туннелях и коллекторах не допускаются сварка и газовая резка на действующих газопроводах без отключения и продувки их воздухом. У запорного устройства дополнительно устанавливают заглушку которую удаляют после окончания работ. Если работы предусматривают снижение давления, то его снижают до начала работ, однако даже при сниженном давлении могут быть случаи воспламенения выходящего в атмосферу газа, поэтому необходимо иметь на месте средства тушения пламени. Пламя тушат замазыванием глиной, засыпкой землей, набрасыванием брезентовых или асбестовых одеял, а также струей инертного газа.
- Все указания и распоряжения работающим должны давать ответственные лица, назначенные из числа инженерно-технических работников.

ПРОИЗВОДСТВО АВАРИЙНЫХ РАБОТ

Аварийными называют работы, требующие безотлагательных действий. Их проводят в следующих случаях: при проникновении газа в здания и сооружения, закупорках газопроводов, утечках газа в помещениях и подземных газопроводах, повреждении резервуаров на газонапорных станциях, повреждении групповых установок и др.

Аварийные работы, как правило, выполняет аварийная служба в контакте с другими службами и участками треста, а также совместно с пожарной охраной.

Устранение аварий на подземных газопроводах. Для установления мест повреждения газопроводов необходимо ознакомиться с исполнительной документацией и оценить обстановку на месте. Наиболее опасные последствия таких аварий – проникновение газа в жилые и общественные здания. В этом случае необходимо проверить подвальные помещения на загазованность и при наличии в них газа срочно проветрить эти помещения. Необходимо также проветрить соседние помещения и при необходимости установить в них дежурство. Жителей загазованных помещений временно выселяют.

Одновременно с этими мероприятиями бригада приступает к обследованию ближайших подземных коммуникаций и по результатам обследования определяет наиболее вероятное место повреждения газопровода, после этого приступают к буровому осмотру. Место раскопки котлована определяют по скважинам с наибольшей концентрацией газа. Необходимо также учитывать, что источниками аварии, как правило, бывают стыковые соединения, места присоединений конденсатосборников, пересечения газопроводов с другими сооружениями. До начала земляных работ необходимо вызвать представителей организаций, имеющих вблизи газопровода подземные сооружения, для уточнения места их расположения и принятия необходимых мер безопасности.

- К раскопке котлована приступают немедленно, используя имеющиеся средства и механизмы. Если проникновение газа в помещение происходит вдоль трассы других коммуникаций, то наиболее надежный способ предотвращения проникания газа – раскопка шурфа в непосредственной близости от здания. Устройство шурфа должно обеспечивать вытяжку газа в атмосферу. Обнаруженные повреждения устраняют немедленно, способы устранения определяет руководитель работ.
- Такие аварии связаны с утечками газа из сварных, резьбовых соединений, кранов и газовых приборов. После получения заявки аварийная служба сразу выезжает на место происшествия, предварительно дав указание заявителю о проветривании помещения, отключении газовых приборов и т. д. Необходимо немедленно произвести вентиляцию помещения.
- По прибытии на место руководитель бригады определяет концентрацию газа в помещении и принимает все необходимые меры для предотвращения взрыва. Места утечек газа или повреждений определяют путем осмотра и обмыливания.
- После того как место утечки установлено, бригада приступает к ликвидации повреждения. В зависимости от места и характера повреждения отключают отдельные приборы, участки или квартиры. Если ликвидация повреждений связана с применением сварочных работ, то ремонтируемый участок необходимо продуть воздухом или инертным газом и после этого приступить к сварке. Все участки газопроводов, на которых проводились работы с отключением газа, в дальнейшем необходимо продуть газом и взять анализ.

● ***Производство работ при взрывах и пожарах.***

- Такие работы значительно осложняются в связи с опасностью повторного взрыва, поэтому необходимо срочно прекратить подачу газа в здание и тщательно проветрить помещения через окна и двери.
- После обнаружения и устранения повреждения отключенные участки газопроводов следует опрессовать и продуть газом.
- Взрывы могут сопровождаться пожаром; в этом случае необходимо прекратить подачу газа, так как поступающий газ будет способствовать распространению пламени. Пожар тушат с применением пенных, углекислотных, порошковых огнетушителей и водяной струей. При небольших загораниях пользуются брезентом, кошмой и другими материалами для накрытия и изоляции пламени от доступа кислорода.

● ГАЗОИНДИКАТОРЫ

- Для обеспечения безопасности использования газового топлива необходимы регулярный контроль за содержанием газа в воздухе и своевременное обнаружение мест утечек газа.
- Наиболее распространенный и простой способ определения наличия газа в воздухе - контроль по запаху. Однако более надежно определение газа с помощью газоанализаторов и газоиндикаторов.
- Приборы, с помощью которых определяют количество каждого компонента, входящего в состав газа, называют **газоанализаторами**.
- **Газоиндикаторы** позволяют определить содержание в воздухе одного газа или общей суммы нескольких газов. Действие этих приборов основано на изменении физических и химических свойств воздуха при появлении в нем примеси определенного газа



- **Сигнализаторы загазованности природным газом** предназначены для:
 - непрерывного автоматического контроля природного газа по ГОСТ 5542 в воздухе помещений потребителей газа;
 - выдачи светового и звукового сигнала в случае возникновения в контролируемом помещении концентраций газа, соответствующих сигнальным уровням Порог 1, Порог 2;
 - выдачи сигнала закрытия клапана при сигнальном уровне Порог 2;
 - выдачи сигналов аварии на пульт диспетчерский;
 - выполнения всех перечисленных функций сигнализатора от внешних датчиков.
- **Сигнализаторы загазованности оксидом углерода** предназначены для:
 - непрерывного автоматического контроля содержания оксида углерода (СО) в воздухе помещений потребителей газа;
 - выдачи светового и звукового сигнала в случае возникновения в контролируемом помещении концентраций газа, соответствующих сигнальным уровням Порог 1, Порог 2;
 - выдачи сигнала закрытия клапана при сигнальном уровне Порог 2;
 - выдачи сигналов аварии на пульт диспетчерский; — выполнения всех перечисленных функций сигнализатора от внешних датчиков.





Искатель утечек горючих газов ИГ-10



Комбинированный измеритель концентрации кислорода и горючих газов Комби-МК

Сигнал-02 — переносной сигнализатор горючих газов и паров, предназначенный для поиска и локализации утечек взрывоопасных газов и паров (метан, пропан, бутан, пары бензина и т.п.).

Течеискатели предназначен для обнаружения мест утечек горючих газов (метан, пропан, бутан, водород, ацетилен, пары бензина, пары спирта и др.) в трубопроводах и технологических ёмкостях.

Тема 11. ЗАЩИТНЫЕ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

- При выполнении газоопасных и аварийных работ все работники обеспечиваются защитными средствами и приспособлениями. К ним относят противогазы, спасательные пояса, веревки, спецодежду, инструмент и приспособления.
- Наибольшее распространение в газовом хозяйстве получили шланговые противогазы (самовсасывающие и с механической подачей воздуха).
- **Самовсасывающий шланговый противогаз ПШ-1** (рис. 73, а). При пользовании аппаратом дыхательный шланг закрепляют на шлеме противогаза и спасательном поясе. Это делают для того, чтобы при передвижениях тяжесть длинного шланга не передавалась на шлем и не могла сдвинуть его с головы. Свободный конец противогаза с помощью штыря закрепляют с наветренной стороны, причем длина шланга в этом случае должна быть не более 15 м. Если свежий воздух приходится подавать с расстояния более 15 м, то вдыхание воздуха становится затруднительным. Для этих целей применяют противогазы типа ПШ-2 с подачей воздуха небольшим вентилятором с ручным или электрическим приводом. Такие противогазы имеют бронированные шланги длиной не 20 м, причем от одной воздуходувки могут снабжаться воздухом два шлема. В связи с тем, что электродвигатель такого устройства имеет нормальное (невзрывобезопасное) исполнение, он должен

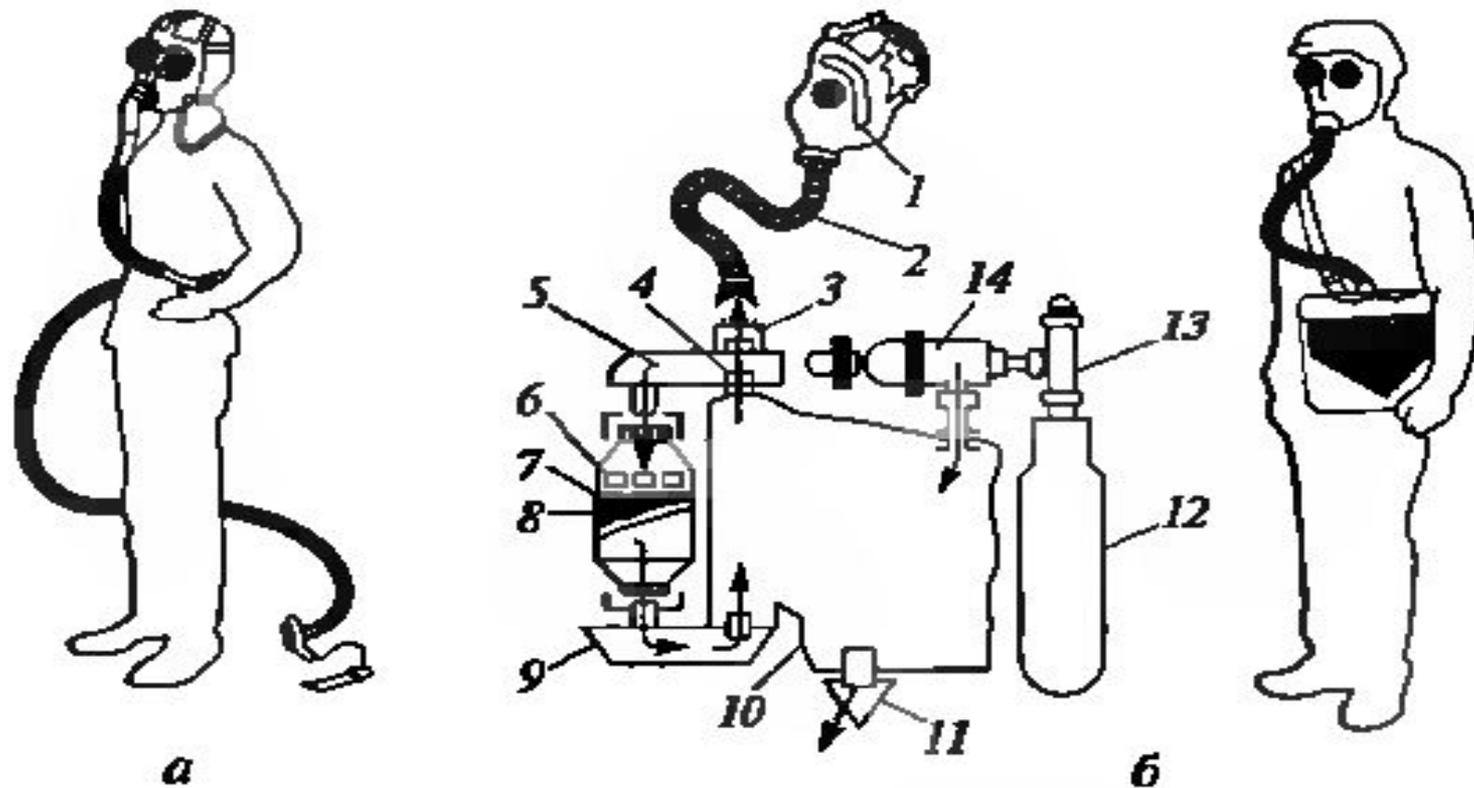


Рис. 73. Противогазы.

a — самовсасывающий шланговый; *б* — кислородно-изолирующий КИП-5. 1 — маска; 2 — шланг, 3 — соединительная коробка; 4 — дыхательный клапан, 5 — выдыхательный клапан; 6 — регенеративный патрон; 7 — поглотитель; 8 — сетка, 9 — соединительная трубка; 10 — дыхательный мешок; 11 — предохранительный клапан; 12 — редуктор; 13 — вентиль; 14 — кислородный баллон

- При пользовании шланговыми противогазами необходимо убедиться в их исправности, для чего проверяют состояние маски и герметичность шланга. Годность шланга определяют путем зажима конца гофрированной трубки и контрольного вдоха, если при этом в маску попадает воздух, то пользоваться противогазом нельзя. Необходимо также проверить, нет ли прорывов и проколов, а также исправны ли стекла и пряжки. Только после этого надевают маску.

- **Кислородно-изолирующие противогазы.** Эти противогазы имеют замкнутую систему циркуляции воздуха, в которой во время пользования непрерывно восстанавливается состав воздуха. При этом происходит процесс, обратный процессу, происходящему в легких человека, то есть поглощается диоксид углерода и пополняется количество кислорода. Поглощение диоксида углерода из выдыхаемого воздуха осуществляется в регенеративном патроне, наполненном специальным поглотителем. Запас кислорода пополняется из баллона вместимостью до 2 л, находящегося под высоким давлением. Наибольшее распространение получили противогазы КИП-5 и КИП-7.

- На рис. 73,б показана принципиальная схема противогаза Кип - 5. Противогазы этого типа полностью изолируют органы дыхания от загазованной среды и подают воздух, обогащенный кислородом, из баллона 14. Выдыхаемый воздух поступает в регенеративный патрон 6, где очищается от углекислоты, и через трубку 9 поступает в дыхательный мешок 10, который связан с кислородным баллоном через редуктор 12. Таким образом, в дыхательном мешке происходит восстановление необходимого состава воздуха, который через дыхательный клапан 4 вновь поступает в органы дыхания и удаляется обратно через выдыхательный клапан 5. Пользоваться такими противогазами можно

Спасательные пояса и веревки. Спасательные пояса и веревки применяют при работах в колодцах, котлованах и траншеях. Они предназначены для быстрого извлечения рабочих в случае необходимости. Спасательный пояс (рис. 74) должен охватывать талию человека и иметь две лямки, надеваемые на плечи и соединенные на спине между лопатками. В месте соединения лямок имеется стальное кольцо с карабином. К этому кольцу или пружинной защелке-карабину крепят капроновые или пеньковые веревки диаметром не менее 15 мм. Длина веревок должна быть не менее 6 м (на 3 м больше, чем глубина котлована, в котором проводятся работы). При подготовке пояса обращают внимание на то, чтобы кольцо располагалось не ниже лопаток. Применение поясов без наплечных ремней запрещается.

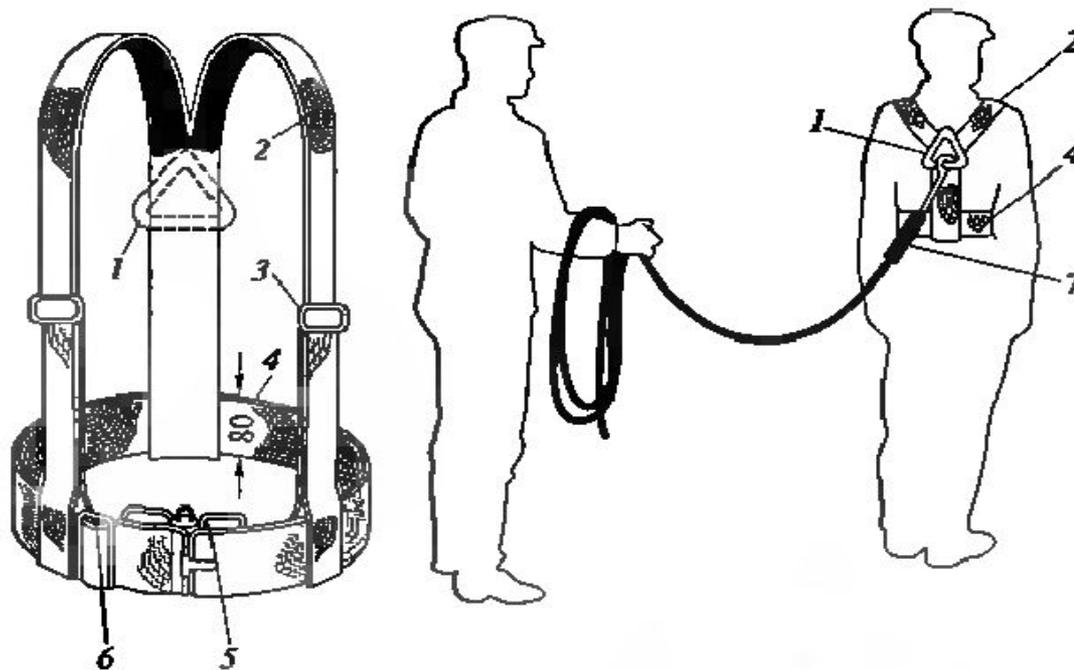


Рис. 74. Спасательный пояс с веревкой.
1 — кольцо для веревки, 2 — лямки пояса; 3, 6 — пряжки,
4 — пояс, 5 — замок, 7 — веревка

- Наружный осмотр проводят ежедневно перед работой и после каждого применения.
- Основные неисправности, при которых защитные средства не могут быть применены:
- по спасательным поясам - повреждение плечевых лямок или поясной ленты, надрыв или порез ремней для застегивания, неисправность пряжки, отсутствие на заклепках шайб;
- по карабинам - заедание затвора при его открывании, деформация карабина, наличие выступов и неровностей в месте входа крепления в замок, ослабление пружины затвора, неплотности и выступы в месте шарнирного крепления затвора;
- по спасательным веревкам - наличие значительного количества обрывов нитей (10-15) в веревке, несоответствие длины веревки характеру выполняемой работы.
- Наружный осмотр веревок не реже одного раза в 10 дней, а также после каждого применения в дождливую или снежную погоду проводит лицо, ответственное за производство работ. Каждому поясу и веревке присваивается инвентарный номер.
- Помимо наружного осмотра защитные средства и приспособления периодически испытывают и после этого составляют акты установленной формы. Противогазы испытывают на герметичность перед выполнением каждой газоопасной работы. Испытания спасательных поясов, карабинов и спасательных веревок проводят не реже двух раз в год. Спасательные пояса с кольцами для карабинов испытывают на прочность нагрузкой 200 кг. Для этого к кольцу испытываемого пояса, застегнутого на обе пряжки, прикрепляют груз 200 кг и оставляют в подвешенном состоянии в течение 5 мин. После снятия нагрузки на поясе не должно быть следов повреждений.

- Поясной карабин испытывают на прочность, прикрепляя к нему груз 200 кг, и выдерживают под нагрузкой в течение 5 мин. После снятия груза карабин не должен иметь следов деформации, а освобожденный затвор его должен свободно и правильно встать на свое место. Спасательные веревки испытывают на прочность, прикрепляя груз 200 кг к подвешенной на всю длину веревке. Испытание веревки длится 15 мин. Веревки считаются выдержавшими испытание, если на веревке в целом и на отдельных нитях нет повреждений.

- **Взрывобезопасный слесарный инструмент.** При выполнении газоопасных работ используют взрывобезопасный инструмент из цветных металлов, не дающий искр при работе. Для изготовления таких инструментов применяют медь, бронзу и некоторые сплавы. Для ударных инструментов чаще всего используют фосфористую или бериллиевую бронзу, а также сплавы меди. Для предотвращения искрообразования проводят обмеднение стальных инструментов. Эта операция производится наплавкой на них слоя меди кислородно-ацетиленовым пламенем. В некоторых газовых хозяйствах с успехом применяют гальваническое обмеднение инструмента. Сущность этого способа заключается в следующем. Поверхность инструмента обезжиривают водным раствором магниевой извести. Процесс обмеднения ведется в гальванической ванне с соответствующими растворами и медной проволокой. После обмеднения инструмент промывают водой и просушивают. При правильном проведении процесса слой меди должен быть светло-розового цвета.

